

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

На правах рукописи



КУЛЕШОВА ЛЮБОВЬ СЕРГЕЕВНА

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СОЗДАНИЯ ИСКУССТВЕННОГО
ИНТЕЛЛЕКТА В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРУПНЫХ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ В УСЛОВИЯХ
НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ**

**Специальность 2.8.3. – Горнопромышленная и нефтегазопромысловая
геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр**

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Научный консультант –
Мухаметшин Вячеслав Вячеславович
доктор технических наук,
профессор

Уфа – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	7
1	ГЛАВА 1. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА	20
1.1	Объекты исследования	22
1.2	Обоснование и выбор методов идентификации, дифференциации и группирования объектов	24
1.3	Выбор параметров, определяющих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов	24
1.4	Дифференциация объектов на качественном уровне	26
1.4.1	Влияние типа коллектора на дифференцируемость залежей	26
1.4.2	Влияние стратиграфического фактора на дифференцируемость залежей	29
1.4.3	Влияние тектонической приуроченности объектов на дифференцируемость залежей	40
1.4.4	Комплексная оценка влияния типа коллекторов и тектонико-стратиграфической приуроченности на дифференцируемость залежей	46
1.5	Глубокая дифференциация залежей на количественно-качественном уровне с использованием факторного анализа	69
1.6	Использование различных объемов информации при идентификации в условиях неопределенности	95
1.6.1	Алгоритмы идентификации	96
1.6.1.1	Идентификация залежей в карбонатных коллекторах ВУНГП.....	97

1.6.1.2	Идентификация залежей в терригенных коллекторах ЗСНГП.....	102
1.6.2	Влияние объема исходной геолого-промысловой информации на степень идентифицируемости залежей	105
1.6.2.1	Залежи в карбонатных коллекторах ВУНГП	106
1.6.2.2	Залежи в терригенных коллекторах ЗСНГП	113
1.6.3	Общие закономерности идентификации объектов в условиях неопределенности и различных тектонико-стратиграфических элементов	116
1.6.4	Устранение неопределенности в условиях ограниченного объема геолого-промысловой информации	118
1.7	Алгоритмы снятия неопределенностей при решении задач геологии и разработки	125
	Обобщение и выводы.....	129
2	ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН И ЗАЛЕЖЕЙ ПО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ	136
2.1	Влияние геолого-технологических факторов на коэффициент продуктивности.....	138
2.2	Изменение коэффициента продуктивности скважин во времени .	156
2.3	Оценка и прогноз потенциальной продуктивности скважин по данным их эксплуатации после выхода из бурения.....	163
2.4	Комплексное геолого-статистическое моделирование продуктивности скважин и залежей	205
	Обобщение и выводы	250
3	ГЛАВА 3. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НА ЕСТЕСТВЕННЫХ РЕЖИМАХ В УСЛОВИЯХ НЕОДНОРОДНОСТИ ИНФОРМАЦИИ	255

3.1	Изучение влияния плотности сетки скважин на степень выработки запасов нефти	256
3.1.1	Обзор работ, посвященных изучению влияния плотности сетки скважин на коэффициент извлечения нефти.....	257
3.1.2	Оценка конечного коэффициента извлечения нефти по геолого-промысловым данным	280
3.1.3	Влияние плотности сетки скважин на конечный коэффициент нефтеизвлечения в условиях различных тектонико- стратиграфических элементов	282
3.1.4	Дифференцированное моделирование с использованием комплексных параметров	284
3.1.5	Оценка необходимости глубокой идентификации залежей	288
3.2	Комплексное геолого-статистическое моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием различных объемов информации	300
3.2.1	Обзор работ, посвященных изучению влияния геолого- технологических факторов на нефтеотдачу продуктивных пластов	302
3.2.2	Моделирование с использованием комплекса информации после полного разбуривания залежей	329
3.2.3	Моделирование с использованием ограниченного объема информации в условиях неопределенности	346
	Обобщение и выводы	353
4	ГЛАВА 4. СОЗДАНИЕ НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИХ ОСНОВ УПРАВЛЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЕМ ПРОДУКТИВНЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА	358
4.1	Оценка гидродинамического взаимодействия скважин с использованием текущей промысловой информации	362

4.2	Дифференцированная оценка и прогноз успешности заводнения в условиях неопределенности	366
4.2.1	Залежи нефти в терригенных коллекторах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции	366
4.2.2	Залежи нефти в карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции	373
4.3	Прогнозирование взаимодействия скважин с использованием геолого-статистических моделей на залежах в терригенных коллекторах ЗСНГП.....	380
4.3.1	Устранение неопределенностей при прогнозировании взаимодействия скважин	380
4.3.2	Оценка максимальных значений взаимнокорреляционных функций по результатам геолого-геофизических исследований скважин	387
4.3.3	Использование данных геофизических исследований для оценки дебитов добывающих скважин	392
4.4	Прогноз и оценка степени выработки запасов при разработке залежей с использованием заводнения на основе геолого-статистического моделирования.....	399
4.4.1	Влияние интенсивности воздействия на залежи на степень выработки запасов в условиях различных тектонико-стратиграфических элементов	400
4.4.2	Влияние интенсивности воздействия на залежи на степень выработки запасов в условиях глубокой идентификации	405
4.4.3	Моделирование процесса нефтеизвлечения в условиях неопределенности при оценке продуктивности залежей	412
4.4.3.1	Моделирование с использованием полного комплекса информации.....	413

4.4.3.2	Моделирование с использованием ограниченного объема информации	425
	Обобщение и выводы	432
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	439
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	446
	ПРИЛОЖЕНИЕ 1	485
	ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	486
	ПРИЛОЖЕНИЕ 3.....	487
	ПРИЛОЖЕНИЕ 4.....	488
	ПРИЛОЖЕНИЕ 5.....	490
	ПРИЛОЖЕНИЕ 6.....	492
	ПРИЛОЖЕНИЕ 7.....	493
	ПРИЛОЖЕНИЕ 8.....	494

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Значительное увеличение количества объектов разработки, смещение структуры запасов в сторону трудноизвлекаемых, увеличение себестоимости добываемой продукции по залежам как находящимся в разработке, так и по вновь вводимым в пределах Западно-Сибирской (ЗСНГП) и Волго-Уральской (ВУНГП) нефтегазоносных провинций обуславливают рост значимости использования искусственного интеллекта в решении задач повышения эффективности эксплуатации этих объектов с целью увеличения рентабельности их разработки.

Широкое разнообразие объектов по параметрам, отражающим особенности геологического строения, свойства флюидов, насыщающих пласты, требует создания системы для обоснования и использования метода аналогий на основе идентификации залежей и выделения на различных уровнях однородных групп объектов. В пределах этих групп важно провести исследование процессов выработки запасов нефти с использованием различных технологий разработки и эксплуатации залежей и скважин с проведением процедур моделирования и созданием алгоритмов и методик для обоснования принятия управляющих решений, направленных на снижение издержек на добычу углеводородов.

Решение этой важной народно-хозяйственной задачи возможно на основе глубокого анализа и всестороннего обобщения теории и практики длительно разрабатываемых месторождений. Причем, важным моментом при этом является получение возможности решения задач в условиях наличия различного рода неопределенностей, возникающих в силу причин как объективного, так и субъективного характеров.

В этих условиях решение задач снижения рисков принятия ошибочных решений, направленных на повышение эффективности процесса нефтеизвлечения, невозможно без применения современных цифровых технологий и соответствующей научно-методической основы, что обуславливает безусловную актуальность темы диссертационной работы.

Степень разработанности темы

Значительный вклад в создание научно-методических основ обоснования управляющих решений, направленных на повышение эффективности разработки залежей природных углеводородов в различных геолого-промысловых условиях, внесли: Абдулмазитов Р. Г., Абызбаев И. И., Азаматов В. И., Алтунина Л. К., Андреев В. Е., Антониади Д. Г., Аширов К. Б., Бадьянов В. А., Бакиров И. М., Басниев К. С., Батурин Ю. Е., Борисов Ю. П., Бриллиант Л. С., Булыгин Д. В., Валиуллин Р. А., Владимиров И. В., Гавура В. Е., Галкин В. И., Галкин С. В., Гилаев Г. Г., Гильманова Р. Х., Грачёв С. И., Гриценко А. И., Дементьев Л. Ф., Дияшев Р. Н., Дмитриевский А. Н., Добрынин В. М., Еремин Н. А., Ермилов О. М., Жданов С. А., Желтов Ю. П., Закиров С. Н., Закиров Э. С., Зарипов А. Т., Зейгман Ю. В., Золотухин А. Б., Ибатуллин Р. Р., Ибрагимов Г. З., Иванова М. М., Иктисанов В. А., Каневская Р. Д., Керимов В. Ю., Ковалев В. С., Колганов В. И., Копытов А. В., Котенев Ю. А., Кудинов В. И., Кучумов Р. Я., Ленченкова Л. Е., Лобанков В. М., Лобусев А. В., Лобусев М. А., Лозин Е. В., Лысенко В. Д., Максимов В. М., Мардашов Д. В., Мартюшов Д. А., Масагутов Р. Х., Михайлов Н. Н., Мищенко И. Т., Муслимов Р. Х., Мухаметшин В. Ш., Мухаметшин Р. З., Мухарский Э. Д., Назарова Л. Н., Насыбуллин А. В., Низаев Р. Х., Нургалиев Д. К., Пономарев А. И., Плотникова И. Н., Пономарева И. Н., Рамазанов Р. Г., Рогачев М. К., Сазонов Б. Ф., Сагитов Д. К., Свалов А. М., Султанов С. А., Султанов Ш. Х., Сургучев М. Л., Сучков Б. М., Тер-Саркисов Р. М., Тимашев Э. М., Токарев М. А., Тульбович В. И., Тюкавкина О. В., Успенский Б. В., Фазлыев Р. Т., Фахретдинов Р. Н., Федоров К. М., Фурсов А. Я., Хавкин А. Я., Хайрединев Н. Ш., Халимов Э. М., Хакимзянов И. Н., Хасанов М. М., Хисамов Р. С., Хисамутдинов Н. И., Чарный И. А., Чоловский И. П., Шахвердиев А. Х., Шелепов В. В., Щелкачев В. Н., Шустер В. Л., Элланский М. М., Юсупов И. Г., Ямалетдинова К. Ш., Aguilera R., Alvarado V., Babu D. K., Butler R. M., Briones M., Donaldson E. C., Dyes A. B., Economides M. J., Ehlig-Economides C. A., Giger F. M., Goode P. A., Joshi S. D., Lichtenberger G. J., Mclachlan G. J., Nelson R. A., Oden A. S., Raghavan R., Suprunowicz R., Tiab D., Thambynayagam R. K. и др.

Однако исследования проводились в различное время, в условиях многочисленных объектов, зачастую без обозначения областей эффективного применения полученных результатов. При этом сложно сопоставлять полученные результаты между собой из-за использования различных параметров при проведении исследований и влияния фактора времени. Все это явилось основой для проведения систематизации процессов нефтеизвлечения, протекающих в различных геолого-промысловых условиях крупных нефтегазоносных провинций с обязательным созданием комплекса методик и алгоритмов для широкого использования информационных технологий с целью повышения эффективности разработки не только месторождений, находящихся в эксплуатации, но и вновь вводимых на основе широкого и обоснованного использования метода аналогий.

Цель диссертационной работы – создание научно-методической базы для реализации комплексного геолого-промыслового обоснования решений, направленных на повышение эффективности разработки залежей крупных нефтегазоносных провинций с использованием искусственного интеллекта в условиях неопределенностей.

Задачи исследования:

1. Выделение особенностей проведения процедуры идентификации объектов разработки на различных иерархических уровнях с созданием широкого комплекса алгоритмов и методик на основе использования различных объемов данных для эффективного решения задач анализа, проектирования, мониторинга и управления, в том числе с применением метода аналогий, в условиях неопределенности.

2. Провести моделирование продуктивности скважин и залежей по геолого-геофизическим данным в условиях неопределенностей, вызванных отсутствием достоверных и достаточных данных гидродинамических исследований для реализации стратегии эффективной разработки залежей с использованием искусственного интеллекта.

3. Изучение особенностей процесса нефтеизвлечения дифференцировано по различным группам месторождений с созданием научно-методических основ

использования цифровых технологий в решении задач повышения эффективности выработки запасов в условиях разработки залежей на естественных режимах.

4. Разработка методологической базы комплексного геолого-технологического обоснования решений для достижения целей повышения эффективности управления заводнением продуктивных пластов в условиях неоднородной информации о залежах.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются залежи нефти Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций, находящиеся в разработке как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах. Предметом исследования являются процессы выработки запасов нефти при эксплуатации залежей на естественных режимах и с использованием искусственного заводнения.

Научная новизна работы

1. Для обоснования и использования метода аналогий в условиях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции разработаны алгоритмы идентификации залежей по тектонико-стратиграфическому принципу, на основе глубокой дифференциации, для стадий ввода в разработку и полного разбуривания, для условий крайней неопределенности по параметрам, определяющим эффективность процесса извлечения нефти. Установлены: - необходимость отдельного группирования объектов по крупным стратиграфическим элементам и типу коллектора; - основные группообразующие тектонико-стратиграфические элементы; - значимые параметры при идентификации в условиях различных тектонико-стратиграфических зон; - уникальные особенности выделенных групп объектов для расширения возможностей использования метода аналогий; - границы поиска залежей-аналогов в карбонатных коллекторах в различных стратиграфических комплексах. Доказана необходимость проведения процедуры идентификации во времени для определения степени перемещения объектов в процессе разработки между группами. Предложены алгоритмы отнесения объектов к категории нетрадиционных и расширения поиска областей объектов-аналогов для решения задач определения технологий для объектов и объектов для

технологий, методика определения значимости параметров при идентификации объектов с учетом их корреляции.

2. Создан комплекс методических разработок и алгоритмов, позволяющих на основе предложенных моделей прогнозировать время очистки призабойной зоны, оценивать истинные значения продуктивности скважин и залежей и их удельных значений с использованием данных геолого-геофизических исследований в условиях различного рода неопределенностей, связанных с отсутствием достаточного по объему и качеству гидродинамических исследований, текущей геолого-промысловой информации. Модели, построенные отдельно для условий групп объектов, приуроченных к различным тектонико-стратиграфическим элементам и на основе глубокой идентификации, предполагают использование различных объемов информации в зависимости от ее наличия и стадий разработки месторождений. Дано физическое толкование влияния геолого-физических и физико-химических параметров пластов и флюидов на продуктивность с учетом эмерджентности пластовых систем. Установлено, что динамика изменения относительной продуктивности в скважине определяется принадлежностью к группе объектов, степенью трещиноватости, геолого-физическими свойствами пластов. Определены временные периоды стабилизации продуктивности по группам объектов для снижения «шумов» при определении реальных значений продуктивности. Создан комплекс методик определения времени восстановления продуктивности по результатам исследований методом установившихся отборов в период очистки ПЗП, прогноза дебитов в период от освоения и до момента стабилизации дебита, оценки эффективности различных технологий вскрытия и воздействия на призабойную зону в период очистки и после стабилизации дебита.

3. Для условий разработки месторождений доказана необходимость проведения глубокой идентификации залежей для снижения погрешностей оценки выработки запасов на участках с различной продуктивностью и плотностью сетки скважин. Созданы модели для оценки конечного коэффициента извлечения нефти по выделенным группам объектов, предполагающие

использование текущей геолого-промысловой информации в условиях дефицита данных гидродинамических исследований скважин. Установлено существенное влияние параметров геологической неоднородности на величину выработки запасов нефти, причем степень и характер их влияния в условиях выделенных групп объектов различны, что требует проведения процедуры прогноза через идентификацию и выбора соответствующей модели. Созданы геолого-статистические модели для оценки конечного коэффициента извлечения нефти на стадии ввода месторождений в разработку, предусматривающие использование набора геологических параметров, определение которых достаточно надежно производится на стадии составления проектных документов, а также использование различных значений плотности сетки добывающих скважин. Установлены сходства и различия геологических особенностей групп залежей, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу и в результате глубокой идентификации и их влияние на коэффициент нефтеизвлечения. Показано, что в условиях различных групп объектов на величину выработки запасов нефти оказывает влияние свой специфический набор геологических параметров, при этом вклад их в конечный результат различен, различны характер и степень влияния плотности сетки скважин, что является отражением влияния неучтенных факторов и нивелируется процедурой идентификации, последующей дифференциацией объектов и использованием соответствующих моделей. Установлено, что увеличение степени трещиноватости пород-коллекторов приводит к росту степени выработки запасов при прочих равных условиях. На основе геолого-статистического моделирования построены модели и разработан алгоритм, позволяющие проводить оценку и прогнозирование значений конечных коэффициентов извлечения нефти залежей групп объектов, выделенных как с использованием тектонико-стратиграфического фактора, так и в результате глубокой идентификации внутри крупных тектонических и стратиграфических элементов. Установлено, что погрешности моделей, построенных по тектонико-стратиграфическим элементам, выше погрешностей моделей, построенных по группам объектов, выделенных в результате проведения глубокой идентификации

внутри этих элементов, что необходимо учитывать при проведении оценок и прогнозировании коэффициентов извлечения нефти.

4. При разработке залежей с применением внутриконтурного заводнения дифференцированно по группам объектов созданы геолого-статистические модели и на их основе разработаны алгоритмы и методики снижения уровня неопределенности при оценке успешности заводнения, прогноза значений взаимнокорреляционных функций и максимального оптимального дебита скважин, выбора и совершенствования систем заводнения через обоснование перевода скважин под нагнетание и расстояний между ними по данным геофизических исследований, оценки конечного коэффициента извлечения нефти при использовании различных плотностей сеток скважин и систем заводнения по данным гидродинамических исследований, а также геофизических, с использованием различных объемов информации в зависимости от стадии разработки месторождений дифференцированно по группам объектов.

Для оценки взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин предложено использовать полученные эмпирическим путем параметры успешности заводнения, критические и минимальные значения которых позволяют определять критические и максимальные расстояния между скважинами. Показано существенное снижение зон неопределенности при проведении глубокой идентификации залежей в плане прогноза успешности реализации внутриконтурного заводнения. Предложено для эффективного решения задач разработки использовать параметр интенсивности воздействия, который в комплексе включает в себя плотность сетки скважин, а также отношение количества добывающих и нагнетательных скважин и во многом определяет степень выработки запасов нефти. Показана необходимость дифференциации плотности сетки добывающих и систем размещения нагнетательных скважин по площади объектов разработки в зависимости от количественного влияния особенностей геологического строения залежей на вид кривой в координатах «конечный коэффициент извлечения нефти» – «параметр интенсивности воздействия». Дана физическая интерпретация влияния различных

параметров на степень выработки запасов нефти на основе использования понятия эмерджентности геологических систем, что позволило устранить противоречивые толкования этого влияния на конечный коэффициент извлечения нефти по сравнению с классическими представлениями.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в:

– разработке новых и совершенствовании существующих методологических подходов к созданию научно-методических основ повышения эффективности принятия решений, направленных на увеличение отдачи активов нефтяных компаний в условиях изменения структуры и доли трудноизвлекаемых запасов нефти, снижении себестоимости добычи углеводородов с использованием искусственного интеллекта в условиях интенсивного проявления различного рода неопределенностей;

– научном обосновании созданного комплекса алгоритмов и методик, основанных на их адресном использовании после проведения процедуры идентификации в зависимости от особенностей геологического строения объектов, их тектонико-стратиграфической приуроченности, специфики процесса нефтеизвлечения для снижения рисков принятия ошибочных управляющих решений при определении направления повышения эффективности добычи нефти с применением цифровых технологий.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1. Снижение рисков принятия низкоэффективных решений при управлении разработкой залежей в различных геолого-промысловых условиях при отсутствии необходимого объема данных гидродинамических исследований с использованием искусственного интеллекта.

2. Расширение ресурсной базы жидких углеводородов на основе применения разработанного комплекса методик и алгоритмов, позволяющих достигать максимального соответствия существующих технологий особенностям геологического строения низкорентабельных залежей через использование метода аналогий.

3. Полученные результаты могут быть использованы как на анализированных залежах для повышения эффективности извлечения остаточных запасов, так и на залежах-аналогах, в том числе и вводимых в разработку, с целью снижения себестоимости добываемой продукции.

4. Разработанная научно-методическая база использовалась при проектировании и управлении разработкой залежей нефти месторождений ВУНГП и ЗСНГП. Экономический эффект за последние 5 лет составил 435,9 млн рублей.

5. Результаты исследований внедрены в пяти нефтяных компаниях, а также в научно-исследовательских и проектных институтах.

6. Изданные восемь монографий используются в учебном процессе при подготовке студентов, обучающихся по программам специалитета – «Геология месторождений нефти и газа»; по программам бакалавриата – «Геология», «Нефтегазовая геология и геофизика» и магистратуры – «Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа» в ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Методология и методы исследования

Исследования проводились с использованием методологического аппарата геолого-промыслового анализа и обобщения опыта эксплуатации длительно разрабатываемых месторождений.

Обработка данных лабораторных, геофизических и промысловых исследований для реализации процедур идентификации и моделирования процессов нефтеизвлечения проводилась с использованием методов математической статистики с привлечением современных программных продуктов для анализа больших массивов данных.

Положения, выносимые на защиту:

1. Комплекс алгоритмов и методик, позволяющих проводить идентификацию залежей нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на различных этапах разработки при значительной вариации имеющейся информации, в условиях наличия различного рода неопределенностей, с учетом

необходимой глубины дифференциации объектов. Интерпретация результатов проведенных исследований. Физическое толкование приведенной процедуры дифференциации, группирования и идентификации объектов разработки.

2. Результаты моделирования продуктивности скважин и залежей с использованием данных геолого-геофизических и лабораторных исследований продуктивных пластов в условиях ограниченного объема гидродинамических исследований и наличия «шумов» при их проведении. Методики и алгоритмы обеспечения достаточности и достоверности определения значений продуктивности при решении актуальных задач управления процессами добычи нефти с использованием косвенных данных.

3. Научно-методические аспекты для принятия управляющих решений с использованием цифровых технологий на основе моделирования процесса нефтеизвлечения обобщением опыта разработки групп объектов, находящихся длительное время в эксплуатации на естественных режимах.

4. Методики и алгоритмы, позволяющие комплексно проводить геолого-технологическое обоснование повышения эффективности управления заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами в условиях наличия неоднородной информации об условиях их разработки.

Степень достоверности и апробации результатов

Достоверность и обоснованность представленных в диссертации выводов и рекомендаций основана на использовании научно-методических аспектов, представленных в многочисленных исследованиях отечественных и зарубежных ученых; сравнении результатов, полученных иными широко апробированными методами, доказавшими свою достоверность; сопоставлении результатов оценки значений параметров на базе созданных моделей с фактическими геолого-промысловыми данными; сравнении результатов исследований с результатами, представленными ранее в трудах других ученых по рассматриваемой проблеме. Достоверность результатов проведенных исследований подтверждается проведением опытно-промышленных работ на исследуемых объектах и объектах-аналогах.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском (г. Октябрьский, 2016); Международной научно-технической конференции ICIAM (г. Санкт-Петербург, 2017); Международной научно-технической конференции «Методы и технологии добычи трудноизвлекаемых запасов природных углеводородов» (г. Уфа, 2017); Международных научно-технических конференциях «Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering» (г. Санкт-Петербург, 2018, 2019); Международной научно-технической конференции «Actual Issues of Mechanical Engineering» (AIME, 2018) (г. Новосибирск, 2018); Международной конференции «Информационные технологии в бизнесе и производстве» (г. Новосибирск, 2019); Международных научно-технических конференциях «Современные технологии в нефтегазовом деле» (г. Октябрьский, 2019, 2020, 2021); Международной научно-технической конференции «International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems» (г. Новосибирск, 2019); Международной научно-технической конференции «International Workshop on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering» (IPDME, 2019) (г. Санкт Петербург, 2019); Международной научно-технической конференции «High-Tech and Innovations in Research and Manufacturing» (HIRM, 2020) (г. Красноярск, 2020); Международной научно-технической конференции «International Conference on Information Technology in Business and Industry» (ITBI, 2020) (г. Новосибирск, 2020); Международной научно-технической конференции «International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials» (ETSaP, 2020) (г. Тюмень, 2020); Международной научно-технической конференции «Earth sciences: history, contemporary issues and prospects» (EES, 2020) (г. Москва, 2020); Международной научно-технической конференции «International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems» (MEACS, 2020) (г. Новосибирск, 2021); Международной научно-технической конференции «International Conference on Innovations, Physical Studies and Digitalization in Mining Engineering» (IPDME, 2020) (г. Санкт-Петербург, 2021); Международной научно-технической конференции «International Conference: Actual Issues of

Mechanical Engineering» (AIME, 2020) (г. Санкт Петербург, 2021); Международной научно-технической конференции «International Conference on IT in Business and Industry» (ITBI, 2021) (г. Новосибирск, 2021); Международной научно-технической конференции «Earth sciences: history, contemporary issues and prospects» (ESHCIIP, 2021) (г. Москва, 2021); Международной научно-технической конференции «XIV Russian Conference on Petroleum and Mining Engineering» (PETMET, 2021) (г. Пермь, 2022); Международной научно-технической конференции « International Conference "High-tech and Innovations in Research and Manufacturing» (HIRM, 2021) (г. Красноярск, 2022); Международной научно-технической конференции «International Conference on Ensuring Sustainable Development: Ecology, Energy, Earth Science and Agriculture» (AEES, 2023) (г. Москва, 2024); Международной научно-технической конференции «III International Conference on Actual Problems of the Energy Complex: Mining, Production, Transmission, Processing and Environmental Protection» (ICAPE, 2024) (Республика Южная Корея, г. Чхонан); Международной научно-технической конференции «III International Conference «Sustainable Development: Agriculture, Energy and Ecology» (VMAEE, 2024) (г.Уфа, 2024).

Соответствие паспорту заявленной специальности

Тематика и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту научной специальности 2.8.3. – Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр, а именно: п. 7 «Анализ и типизация горно-геологических условий месторождений твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых для их эффективного промышленного освоения»; п. 9 «Методы и системы обработки геологической, маркшейдерской и геофизической информации, а также методы моделирования месторождений, прогнозирования горно-геологических условий, явлений и процессов»; п. 16 «Научные основы методов, средств, компьютерных технологий геологического моделирования месторождений твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых для их эффективного промышленного освоения»; п. 17 «Разработка методов и технологий исследования и мониторинга горно-геологических и горнотехнических условий освоения и эксплуатации

месторождений полезных ископаемых и подземных хранилищ нефти и газа; п. 18 «Геолого-геофизическая оценка нефтегазоносности, анализ и типизация горно-геологических условий освоения месторождений углеводородов».

Личный вклад

Вклад автора состоит в выборе направлений исследования, формулировании целей, задач и их решении, анализе и интерпретации результатов, выработке методических подходов при проведении математических и аналитических расчетов. Вклад автора является определяющим и заключается в непосредственном участии на всех этапах исследования от постановки задач до их реализации.

Публикации

По теме диссертации опубликовано 86 научных трудов (15 в моноавторстве), в том числе 26 статей в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ (19 – в изданиях K1, K2), 44 статьи в изданиях, входящих в реферативную базу Web of Science, Scopus (21 – в изданиях Q1, Q2), 5 монографий, 3 учебных пособия. В зарубежных изданиях опубликовано 38 статей. Зарегистрировано 5 программ для ЭВМ.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованных источников, включающего 335 наименований, содержит 494 страниц машинописного текста, 74 рисунка, 48 таблиц, 8 приложений.

Автор выражает глубокую признательность и благодарность профессору Мухаметшину В. В., плодотворная работа с которым способствовала становлению и развитию идей, положенных в основу работы.

ГЛАВА 1. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

Важнейшей задачей создания искусственного интеллекта является задача распознавания образа на основе идентификации объектов по комплексу контролируемых параметров. Причем важно эту процедуру проводить по тем параметрам, которые будут использоваться в дальнейшем при решении тех или иных задач. Иначе говоря, по тем параметрам, которые оказывают превалирующее влияние на характер протекания изучаемых процессов.

Одним из направлений решения задачи идентификации объектов является, с одной стороны, разделение, а с другой стороны – объединение объектов в группы с использованием различных алгоритмов математической статистики как с «учителем» – дискриминантный анализ (ДА), так и «без учителя» – метод главных компонент (МГК).

Именно такой подход с использованием МГК и ДА был осуществлен по месторождениям нефти в песчаных [1, 2] и карбонатных коллекторах [3, 4] Волго-Уральской (ВУНГП), в песчаных коллекторах Западно-Сибирской (ЗСНГП) [5, 6] нефтегазоносных провинций соответственно в конце предыдущего и начале нынешнего столетий.

Полученные результаты позволяют на залежах как находящихся в разработке, так и на вновь вводимых в пределах данных нефтегазоносных провинций (НГП) – определять направления снижения издержек на добычу нефти, уменьшать степень рисков принятия ошибочных решений, управлять процессами нефтеизвлечения с учетом фактора времени, принимать решения в условиях ограниченной информации о залежах, определять методы и способы увеличения степени выработки запасов.

Такой подход обеспечивает снижение негативного влияния на успешность принятия управляющих решений ограниченного объема информации о залежах

ввиду незначительного количества проводимых промысловых исследований по причинам финансового, технико-технологического и климатического характера, а также из-за сложностей, связанных со значительным разбросом объектов исследования по площади, с наличием погрешностей при использовании косвенных данных и невозможностью оценки «чистого» влияния параметров на тот или иной процесс.

Наряду с вышесказанным создание алгоритмов идентификации позволяет эффективно решать задачи, направленные на: определение наиболее эффективных систем разработки и областей их применения; выявление параметров, оказывающих наибольшее влияние на процесс нефтеизвлечения; обоснование выбора инновационных технологий со снижением рисков принятия ошибочных решений; снижение погрешностей оценки эффективности применения различных технологий; совершенствование применяемых технологий добычи нефти на разрабатываемых месторождениях; обоснование введения в эксплуатацию залежей, разработка которых находится на грани экономической рентабельности; обоснование выбора объектов для применения новых технологий и тиражирования лучших практик на объектах-аналогах и др.

Особую значимость процедура идентификации имеет для объектов, вводимых в разработку. Именно в этот период использование алгоритма идентификации позволяет решать, как отмечается в [7], широкий круг актуальных задач: определять стратегию для рациональной и эффективной разработки объектов в совокупности с реализацией прямой и косвенной релевантности геолого-промысловой информации, формировать экспертное заключение касательно вопросов применения «шаблонов» в решении задач повышения нефтеотдачи пластов [7].

При этом надо сказать, что на эффективное использование алгоритмов идентификации существенное влияние оказывает фактор времени. В процессе получения дополнительной информации о залежах, увеличении их количества, вводе в разработку объектов, приуроченных к иным тектонико-стратиграфическим элементам, увеличении параметров идентификации

необходимо проводить ревизию полученных результатов с целью совершенствования научно-методических основ процедуры идентификации. В значительной мере это касается и объектов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, поскольку алгоритмы для этого региона были разработаны более 40 лет назад и, безусловно, нуждаются в совершенствовании и дальнейшем развитии.

Создание такой базы необходимо проводить с учетом неопределенностей, возникающих по мере изучения месторождений и особенностей процессов, происходящих в пластах, скважинах и на поверхности. Возникновение неопределенностей обусловлено:

- разнородной информацией об объектах и процессах;
- отсутствием тех или иных параметров ввиду сложности и трудоемкости определения;
- изменением значений параметров во времени;
- влиянием объемов проводимых исследований на значения получаемых параметров;
- влиянием посторонних «шумов», сложностью определения «чистого» влияния параметров на тот или иной процесс;
- использованием недропользователями различных параметров и методик их определения для характеристики объектов;
- субъективизмом при интерпретации результатов исследований.

1.1 Объекты исследования

Выбор Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в качестве мега-объекта исследования определен необходимостью повышения эффективности и использования значительных по размерам активов недропользователей [8–13]. Провинция характеризуется значительными геологическими и остаточными трудноизвлекаемыми запасами.

Для поставленного круга задач были определены объекты, находящиеся в разработке и плотно разбуренные скважинами различного назначения, глубоко

изученные на основании геофизических, лабораторных, гидродинамических исследований, в том числе с использованием скважин, пробуренных на другие продуктивные горизонты.

Под объектом исследования понимался объект разработки, выделенный исходя из геолого-технических и экономических соображений для эксплуатации единой системой скважин [14, 15]. Причем объектами исследования являлись как отдельные участки залежей, так и продуктивные пласты месторождений в целом [16, 17].

С учетом вышеизложенного было выбрано более полутора тысяч объектов в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, расположенных на территориях Башкортостана, Татарстана, Удмуртии, Пермского края.

В тектоническом отношении объекты приурочены к: Верхнекамской (ВКВ), Благовещенской (БВ) впадинам, Башкирскому (БС) и Южно-Татарскому (ЮТС) сводам; Бирской (БИС), Шихано-Ишимбайской (ШИС) седловинам; Юрюзано-Сылвенской (ЮСД), Бельской (БД), Мраковской (МР) депрессиям.

В стратиграфическом отношении объекты приурочены к: бийскому (Бс), аскинскому (Ас), мендымскому (Мд), воробьевскому (В), ардатовскому (Ар), муллинскому (Мл), пашийскому (Пш), кыновскому (Кн) горизонтам, орловскому надгоризонту (Ор), токатинским (Тк) и тимановским (Тм) слоям, фаменскому (Фм) и франскому (Фр) ярусам девонской системы; алексинскому (Ал), мячковскому (Мч), верейскому (Вр), каширскому (Кш), подольскому (Пд) горизонтам, башкирскому ярусу (Бш), косьвинскому (К), радаевскому (Р), бобриковскому (Б), тульскому (Т) горизонтам, а также заволжскому (Зв), малевскому (Мал), упинскому (Уп), черепетскому (Чп), кизеловскому (Кз) горизонтам турнейского яруса (Тр) нижнекаменноугольной системы; кунгурскому (Кг), сакмарскому (Ск), ассельскому (Асс) и артинскому (Арт) ярусам пермской системы.

1.2 Обоснование и выбор методов идентификации, дифференциации и группирования объектов

Выбор методов, позволяющих проводить процедуру идентификации объектов, обусловлен эффективностью использования их при решении задач нефтепромысловой геологии и разработки нефтяных месторождений.

Обобщение результатов проведенных процедур группирования показало, что использование метода главных компонент и дискриминантного анализа в условиях различных нефтегазоносных регионов России позволяет успешно решать задачи выделения относительно однородных групп объектов [1–7, 18–22]. Исходя из этого, в данной работе был реализован индивидуальный алгоритм, комплексно учитывающий специфику объектов и включающий в себя модели классификации, типизации, дифференциации, группирования и идентификации залежей.

1.3 Выбор параметров, определяющих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов

Поскольку группирование является той основой, на базе которой проводится ввод в разработку и управление процессом добычи нефти, важно правильно выбрать параметры, которые должны:

- определять эффективность процесса нефтеизвлечения;
- составлять основу проектных документов;
- надежно определяться на стадии выхода месторождений из разведки.

Исходя из этого были выбраны следующие параметры:

- $H_{\text{зал}}$ – глубина залегания пласта, м;
- $H_{\text{общ}}$ – общая толщина пласта, м;
- H_3 – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;
- $H_{\text{п}}$ – средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, м;
- m_r – коэффициент пористости, д. ед.;

- K_n – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.;
- $K_{\text{прон}}$ – коэффициент проницаемости, мкм²;
- K_p – коэффициент песчанистости, д. ед.;
- K_p – коэффициент расчлененности;
- $t_{\text{пл}}$ – начальная пластовая температура, °С;
- $P_{\text{пл}}$ – начальное пластовое давление, МПа;
- μ_n – вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с;
- ρ'_n – плотность нефти в пластовых условиях, т/м³;
- ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³;
- β – объемный коэффициент нефти;
- $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом, МПа;
- G – газосодержание пластовой нефти, м³/т;
- μ_v – вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с;
- ρ'_v – плотность воды в поверхностных условиях, т/м³;
- M – общая минерализации воды, г/л.

Значения этих параметров по объектам исследования ВУНГП представлены в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Значения геолого-физических параметров объектов исследования ВУНГП

Параметр	Значения параметров			
	минимальное	среднее	максимальное	среднеквадратичное отклонение
$H_{\text{зал}}$, м	100	1364	2900	396
$H_{\text{общ}}$, м	0,7	18,8	250	31,8
H_3 , м	0,3	4,5	137	10,5
H_p , м	0,1	2,1	13,7	7,2
m_r , д. ед.	0,01	0,147	0,25	0,05
K_n , д. ед.	0,60	0,809	0,98	0,065
$K_{\text{прон}}$, мкм ²	0,001	0,195	1,418	0,259
K_p , д. ед.	0,03	0,526	1,00	0,30
K_p	1,0	2,75	48,6	3,16
$t_{\text{пл}}$, °С	10,0	29,4	52,0	7,05

Продолжение табл. 1.1

Параметр	Значения параметров			
	минимальное	среднее	максимальное	среднеквадратичное отклонение
$P_{пл}$, МПа	2,4	15,8	27,4	4,22
μ_n , МПа·с	0,75	18,6	105,9	15,8
ρ_n , т/м ³	0,816	0,890	0,960	0,02
ρ'_n , т/м ³	0,713	0,790	0,866	0,035
β	1,00	1,07	1,48	0,06
$P_{нас}$, МПа	0,54	5,79	23,7	2,73
G , м ³ /т	1,6	28,8	207	22,4
μ_b , МПа·с	0,50	1,42	1,93	0,19
ρ'_b , т/м ³	1,001	1,165	1,216	0,02
M , г/л	5,5	250	834	70,7

1.4 Дифференциация объектов на качественном уровне

При проведении процедур идентификации приходится иметь дело как с количественными, так и с качественными показателями, характеризующими объект.

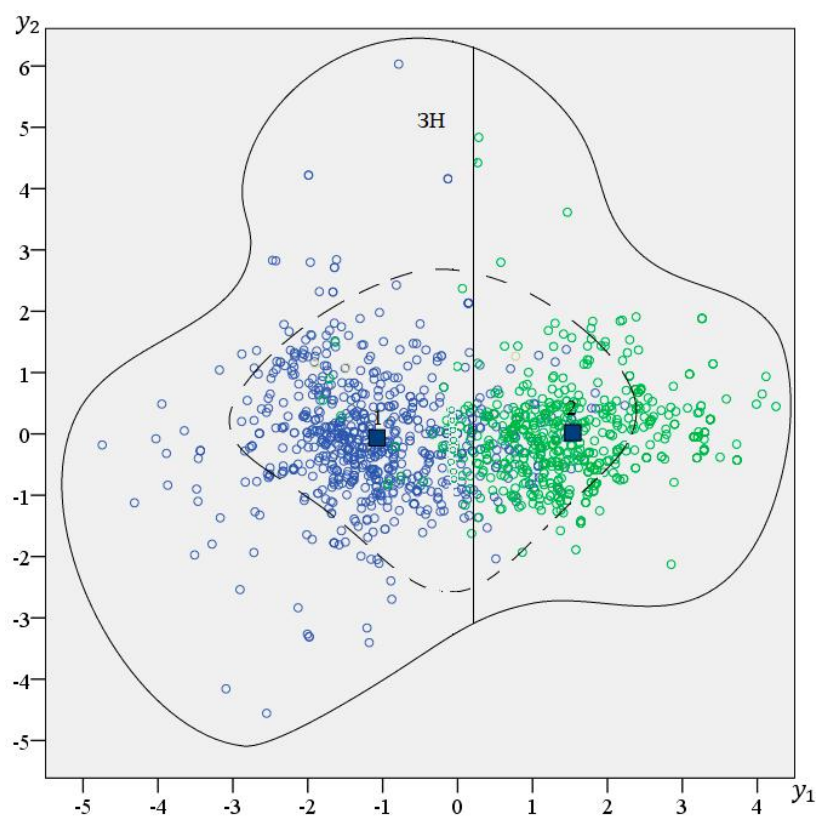
При использовании количественных показателей используются модели, и сам процесс идентификации не вызывает особых проблем. При использовании качественных показателей необходимо предварительно перед использованием полученных моделей проводить исследования на качественном уровне с целью предварительного разделения групп объектов и выбора соответствующей модели распознавания образа.

Важными качественными показателями при идентификации объектов добычи нефти являются тип коллектора, тектоническая и стратиграфическая приуроченность месторождений.

1.4.1 Влияние типа коллектора на дифференцируемость залежей

Использование дискриминантного анализа для двух групп объектов – одна из которых представлена терригенными коллекторами, другая – карбонатными и

рассмотрение их в осях первых двух канонических дискриминантных функций y_1 и y_2 (Рисунок 1.1) показало, что каждая выделенная группа по типу коллектора имеет свой специфический набор геолого-геофизических и физико-химических параметров пластов и насыщающих их флюидов, свои специфические условия залегания и термобарические условия. Об этом говорит распределение объектов в осях y_1 и y_2 . Согласно расчетам, 90,9 % объектов сгруппированы верно в осях первых двух канонических переменных, которые объясняют 94,2 и 5,8 % соответственно общей дисперсии параметров. Значения центроидов групп представлены в Таблице 1.2.



 – центроиды и зоны группирования объектов, приуроченных к:

1 – карбонатным коллекторам; 2 – песчаным коллекторам;

 – границы зоны неопределенности (ЗН);

объекты:  – карбонатный коллектор;  – песчаный коллектор

Рисунок 1.1 – Распределение объектов в песчаных и карбонатных коллекторах в осях канонических дискриминантных функций

Таблица 1.2 – Значения канонических дискриминантных функций (КДФ) в центроидах групп объектов ВУНГП в песчаных (П) и карбонатных (К) коллекторах

КДФ	Тип коллектора	
	П	К
y_1	1,536	-1,089
y_2	0	-0,05

Уравнения КДФ имеют следующий вид:

$$y_1 = -0,0001N_{\text{зал}} - 0,0001N_{\text{общ}} + 0,014N_3 - 0,008N_{\text{П}} + 19,233m_{\text{Г}} + 0,322K_{\text{Н}} + 1,708K_{\text{прон}} + 1,164K_{\text{П}} - 0,076K_{\text{Р}} + 0,013t_{\text{пл}} + 0,040P_{\text{пл}} + 0,011\mu_{\text{Н}} - 13,034\rho_{\text{Н}} + 2,834\rho'_{\text{Н}} - 3,4\beta - 0,029P_{\text{нас}} - 0,004G + 0,286\mu_{\text{В}} + 6,667\rho'_{\text{В}} + 0,00002M - 0,448; \quad (1.1)$$

$$y_2 = 0,00004N_{\text{зал}} - 0,006N_{\text{общ}} - 0,034N_3 + 0,017N_{\text{П}} - 4,275m_{\text{Г}} + 3,727K_{\text{Н}} + 0,549K_{\text{прон}} - 0,470K_{\text{П}} + 0,069K_{\text{Р}} + 0,059t_{\text{пл}} - 0,093P_{\text{пл}} + 0,023\mu_{\text{Н}} + 13,595\rho_{\text{Н}} + 0,069\rho'_{\text{Н}} + 8,495\beta - 0,002P_{\text{нас}} - 0,002G + 1,247\mu_{\text{В}} - 4,074\rho'_{\text{В}} + 0,011M - 23,633. \quad (1.2)$$

Высокая предсказанная принадлежность рассматриваемых объектов в группах говорит о том, что при классификации объектов добычи нефти дифференциацию необходимо проводить отдельно по залежам с различным типом коллектора. В то же время видно (Рисунок 1.1), что в интервале первой КДФ от минус 2,7 до 2,25 и второй КДФ от минус 2,0 до 1,35 имеет место зона неопределенности, которая с одной стороны (как будет показано далее) обусловлена влиянием и неучетом тектонико-стратиграфической приуроченности объектов, а с другой – сходством параметров, используемых при проведении процедуры дифференциации и группирования. Последний факт открывает возможность получения ответа на вопрос о влиянии типа коллектора на процесс нефтеизвлечения. Мнения научного сообщества на протяжении всего периода разработки нефтяных месторождений разделялись относительно эффективности разработки карбонатных и терригенных залежей нефти. Одна группа исследователей утверждала, что механизм процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа идентичен, другая – не идентичен, и при

эксплуатации необходимо использовать различные системы разработки. Эта дискуссия не потеряла актуальности и по сегодняшний день.

Полученные результаты позволяют с использованием зоны неопределенности, а также уравнений КДФ (1.1) и (1.2) определить залежи-аналоги в карбонатных и терригенных коллекторах и при использовании идентичных систем разработки путем анализа и сравнения технологических показателей ответить на весьма важный вопрос управления добычей нефти на залежах ВУНГП с различным типом коллектора.

1.4.2 Влияние стратиграфического фактора на дифференцируемость залежей

В связи с полученными результатами дальнейшие исследования в рамках дифференциации, группирования и идентификации проводились отдельно по залежам в терригенных и карбонатных коллекторах.

Следующим этапом являлось изучение влияния стратиграфической приуроченности на формирование особенностей геологического строения, отражаемых с использованием показателей, представленных в Таблице 1.1.

Использование ДА и рассмотрение объектов в осях КДФ (Рисунок 1.2) по залежам в песчаных коллекторах каменноугольной (тульский, бобриковский, радаевский, косьвинский горизонты) и девонской (воробьевский, ардатовский, муллинский, пашийский, кыновский горизонты) систем, т. е. по залежам в пределах крупных стратиграфических элементов, показало довольно четкое разделение на две группы. Около 95 % объектов верно сгруппированы, исходя из стратиграфической приуроченности, что говорит о необходимости дальнейшей дифференциации уже в рамках стратиграфических систем. Первые две канонические переменные объясняют 99,2 и 0,8 % общей дисперсии параметров. Значения центроидов первых двух КДФ представлены в Таблице 1.3.

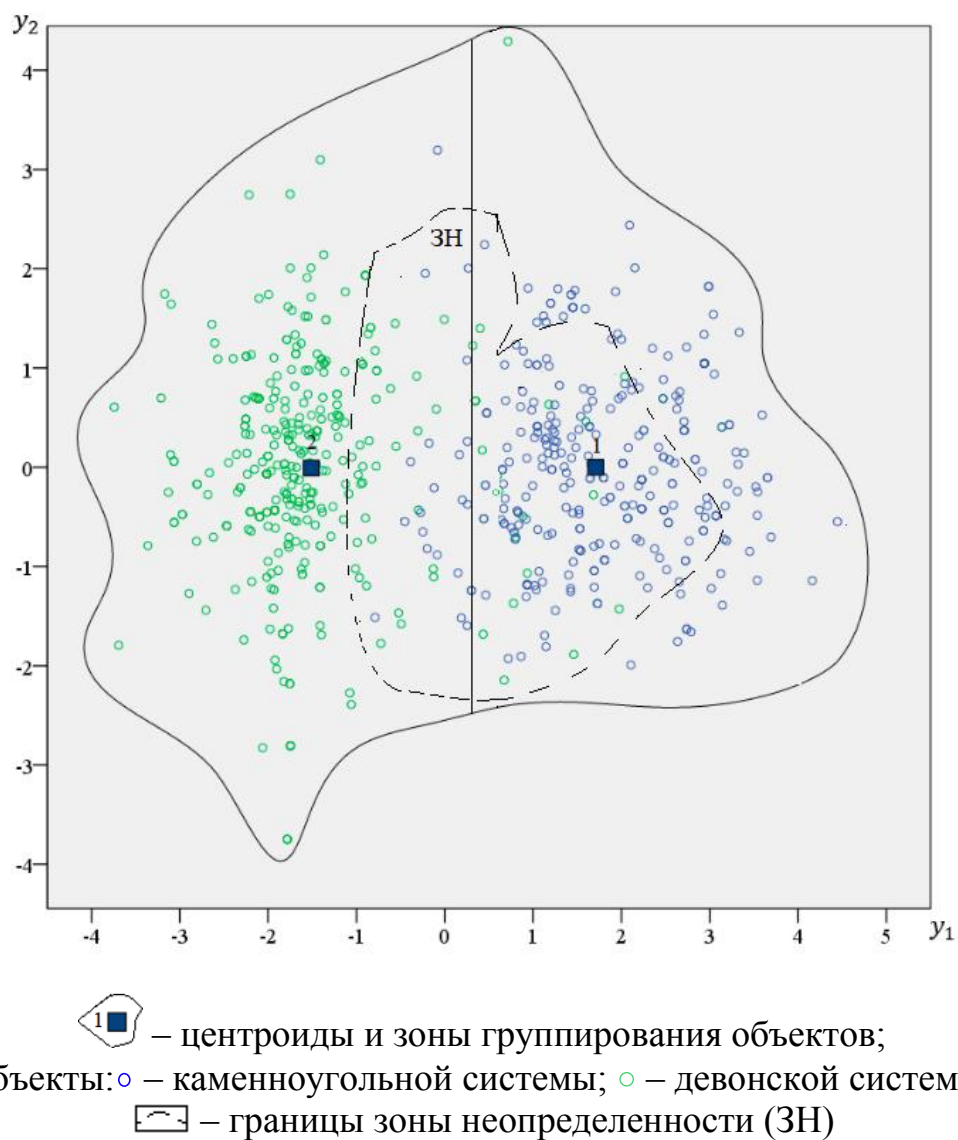


Рисунок 1.2 – Распределение объектов в терригенных коллекторах, приуроченных к девонской и каменноугольной системам в осях КДФ

Таблица 1.3 – Значения КДФ в центроидах групп объектов ВУНГП, приуроченных к каменноугольной и девонской системам

КДФ	Система	
	Каменноугольная	Девонская
y_1	1,70	–1,510
y_2	0	0,02

Уравнения КДФ имеют следующий вид:

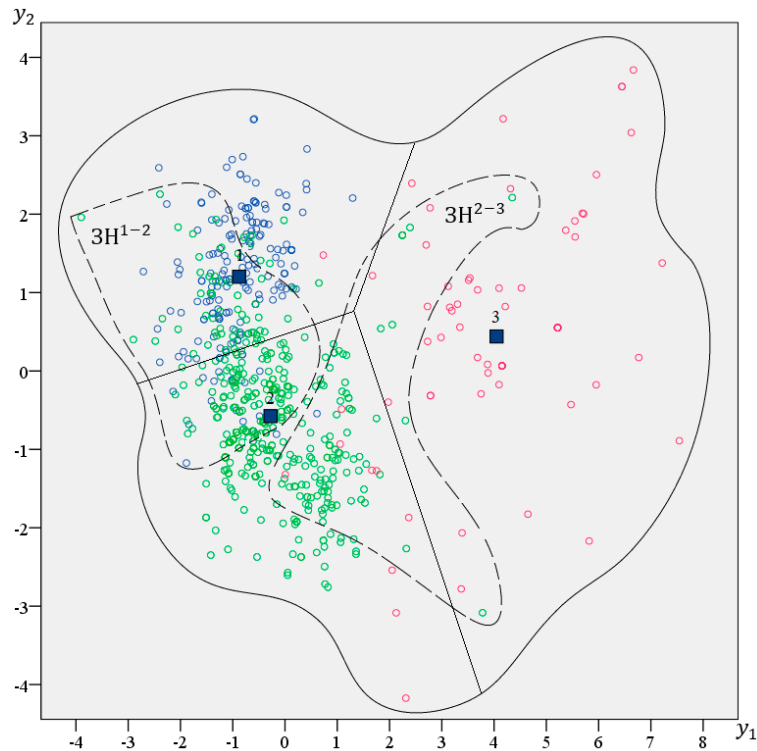
$$\begin{aligned}
y_1 = & -0,087H_{\text{зал}} + 0,164H_{\text{общ}} + 7,131H_9 - 4,084H_{\text{проп}} + 12,845m_{\Gamma} + \\
& + 25,233K_{\text{н}} + 6,255K_{\text{проп}} + 40,227K_{\text{п}} - 2,527K_{\text{р}} - 2,914t_{\text{пл}} - \\
& - 1,699P_{\text{пл}} - 3,078\mu_{\text{н}} + 3949,975\rho_{\text{н}} + 5666,812\rho'_{\text{н}} + 4402,744\beta + \\
& + 0,617P_{\text{нас}} - 2,087G - 61,760\mu_{\text{в}} + 7038,713\rho'_{\text{в}} - 0,281M - 10508,424; \quad (1.3)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
y_2 = & -0,088H_{\text{зал}} + 0,144H_{\text{общ}} + 7,068H_9 - 3,517H_{\text{проп}} + 26,758m_{\Gamma} + \\
& + 21,803K_{\text{н}} + 7,011K_{\text{проп}} + 39,709K_{\text{п}} - 2,641K_{\text{р}} - 3,205t_{\text{пл}} - \\
& - 2,326P_{\text{пл}} - 3,101\mu_{\text{н}} + 3948,875\rho_{\text{н}} + 5692,390\rho'_{\text{н}} + 4428,074\beta + \\
& + 0,392P_{\text{нас}} - 2,162G - 59,105\mu_{\text{в}} + 6954,378\rho'_{\text{в}} - 0,275M - 10438,054. \quad (1.4)
\end{aligned}$$

Как и в случае с дифференциацией по типу коллектора, имеет место зона неопределенности, обусловленная как неучетом тектонического фактора, так и наличием сходства по геологическим параметрам объектов, приуроченных к различным стратиграфическим элементам, что может служить основанием для использования, например, эффективных практик на месторождениях одной системы в условиях другой. Для использования метода аналогии при этом необходимо рассчитать с использованием уравнений (1.3) и (1.4) значения y_1 и y_2 и в случае попадания объекта в зону неопределенности (Рисунок 1.2) проводить поиск объекта другой системы с наилучшими практиками использования прогрессивных методов разработки и эксплуатации залежей в осях КДФ.

Залежи в карбонатных коллекторах приурочены к трем системам: пермской (ассельский, сакмарский, артинский, кунгурский ярусы); каменноугольной (турнейский ярус: кизеловский, черепетский, малевский, упинский, заволжский горизонты); башкирский ярус; московский ярус (мячковский, подольский, каширский горизонты); визейский ярус (алексинский горизонт); девонской (франский и фаменский ярусы, мендымский, аскинский и бийский горизонты).

Как и в случае с терригенными коллекторами, дискриминантный анализ показал достаточно высокую степень разделения объектов в зависимости от принадлежности к той или иной системе. Это хорошо видно на Рисунке 1.3.



– центроиды и зоны группирования объектов;

объекты:

- – девонской системы; ○ – каменноугольной системы; ○ – пермской системы;
- (ZH^{1-2}) – зона неопределенности объектов девонской и каменноугольной систем;
- (ZH^{2-3}) – зона неопределенности объектов каменноугольной и девонской систем

Рисунок 1.3 – Распределение объектов в карбонатных коллекторах девонской, каменноугольной и пермской систем

в осях канонических дискриминантных функций

Около 85 % объектов сгруппированы верно. Имеются зоны неопределенности. Однако, если в условиях объектов девонской и каменноугольной систем эта зона и количество объектов в ней довольно значительны, то в условиях каменноугольной и пермской систем количество объектов существенно меньше, а в условиях девонской и пермской систем зона неопределенности отсутствует, что указывает на определенные сходства объектов сопредельных стратиграфических элементов. Например, объекты турнейского и фаменского ярусов весьма близки по рассматриваемым параметрам в условиях

отдельных тектонических элементов. В условиях других – существенно отличаются. В целом также необходимо в дальнейшем идентификацию проводить отдельно по стратиграфическим системам. В отдельных случаях, используя полученные значения центроидов групп (Таблица 1.4)

и уравнения КДФ (1.5), (1.6), имеющих следующий вид:

$$y_1 = -0,003H_{\text{зал}} + 0,011H_{\text{общ}} - 0,011H_{\text{э}} + 0,029H_{\text{п}} + 4,886m_{\text{г}} + \\ + 1,498K_{\text{н}} + 0,449K_{\text{прон}} + 0,379K_{\text{п}} + 0,024K_{\text{р}} + 0,019t_{\text{пл}} - 0,019P_{\text{пл}} + \\ + 0,016\mu_{\text{н}} - 15,731\rho_{\text{н}} + 6,302\rho'_{\text{н}} + 6,332\beta - 0,129P_{\text{нас}} + 0,018G - \\ - 1,460\mu_{\text{в}} - 1,249\rho'_{\text{в}} + 0,002M + 5,199; \quad (1.5)$$

$$y_2 = 0,001H_{\text{зал}} + 0,011H_{\text{общ}} - 0,018H_{\text{э}} - 0,005H_{\text{п}} - 16,632m_{\text{г}} + \\ + 8,251K_{\text{н}} + 5,583K_{\text{прон}} - 1,740K_{\text{п}} - 0,068K_{\text{р}} + 0,036t_{\text{пл}} - \\ - 0,092P_{\text{пл}} - 0,001\mu_{\text{н}} + 2,597\rho_{\text{н}} + 11,298\rho'_{\text{н}} - 2,173\beta + \\ + 0,030P_{\text{нас}} + 0,006G - 0,983\mu_{\text{в}} + 4,182\rho'_{\text{в}} + 0,002M - 19,281, \quad (1.6)$$

можно проводить поиск объектов-аналогов в сопредельных системах.

Таблица 1.4 – Значения КДФ в центроидах групп объектов ВУНГП, приуроченных к девонской, каменноугольной и пермской системам

КДФ	Система		
	Пермская	Каменноугольная	Девонская
y_1	4,049	–0,277	–0,879
y_2	0,440	–0,576	1,202

Анализ, проведенный в условиях более мелких стратиграфических элементов, где объекты были разделены по одноименным ярусам и горизонтам (алексеевский, верейский, каширский, подольский, бийский, аскынский и мендымский горизонты, а также турнейский, башкирский, фаменский, кунгурский, сакмарский, ассельский, артинский ярусы) показал, что эта процедура и результаты позволяют верно идентифицировать объекты в 72,3 % случаев. Использование значений КДФ в центроидах групп (Таблица 1.5) и зон сосредоточения объектов в осях КДФ, а также зависимостей (1.7), (1.8) в виде:

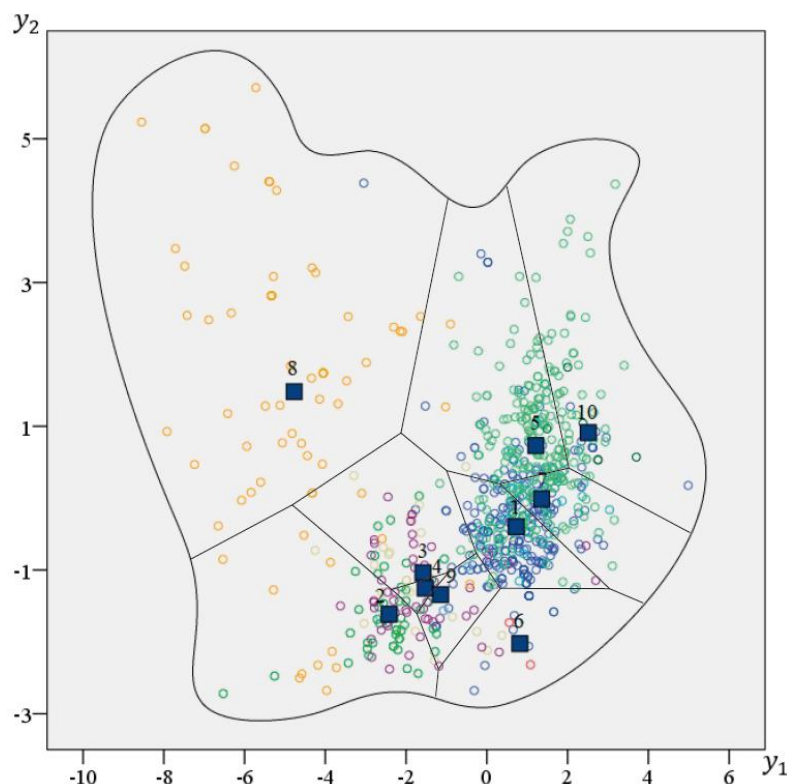
$$\begin{aligned}
y_1 = & 0,003H_{\text{зал}} - 0,004H_{\text{общ}} + 0,001H_3 - 0,027H_{\Pi} - 11,744m_{\Gamma} + \\
& + 0,162K_{\text{н}} + 3,459K_{\text{проп}} + 0,347K_{\Pi} - 0,059K_{\text{р}} - 0,039t_{\text{пл}} + \\
& + 0,175P_{\text{пл}} - 0,008\mu_{\text{н}} + 13,238\rho_{\text{н}} + 3,090\rho'_{\text{н}} - 4,909\beta + \\
& + 0,112P_{\text{нас}} - 0,024G + 1,7\mu_{\text{в}} + 14,255\rho'_{\text{в}} - 0,001M - 30,904;
\end{aligned} \tag{1.7}$$

$$\begin{aligned}
y_2 = & -0,001H_{\text{зал}} + 0,017H_{\text{общ}} - 0,022H_3 + 0,014H_{\Pi} - 10,517m_{\Gamma} + \\
& + 7,325K_{\text{н}} + 5,205K_{\text{проп}} - 0,236K_{\Pi} - 0,056K_{\text{р}} + 0,008t_{\text{пл}} + \\
& + 0,035P_{\text{пл}} + 0,002\mu_{\text{н}} - 4,423\rho_{\text{н}} + 18,642\rho'_{\text{н}} + 2,785\beta + \\
& + 0,008P_{\text{нас}} + 0,001G - 1,178\mu_{\text{в}} + 12,526\rho'_{\text{в}} + 0,003M - 34,157,
\end{aligned} \tag{1.8}$$

представленных на Рисунке 1.4, позволяют говорить о значительном влиянии стратиграфического фактора на формирование особенностей геологического строения анализируемых объектов. Наличие значительных по размерам зон неопределенности объясняется влиянием тектонического фактора, сходством объектов в условиях различных тектонико-стратиграфических элементов, а также наличием существенных различий отдельных объектов от одноименных в силу определенных причин, что важно учитывать в процессе принятия управляющих решений с использованием метода аналогий. Необходимо отметить близость центроидов объектов башкирского яруса и каширского горизонта, а также перемежение объектов в осях КДФ, что позволяет использовать этот фактор в тиражировании передового опыта какого-либо объекта из этих групп в условиях обоих продуктивных пластов.

Таблица 1.5 – Значения КДФ в центроидах групп объектов ВУНГП, приуроченных к турнейскому (1), башкирскому (3), фаменскому (5), кунгурскому, ассельскому, артинскому, сакмарскому (8) ярусам; верейскому (2), каширскому (4), подольскому (6), аскинскому и мендымскому (7), бийскому (9), алексинскому (10) горизонтам

КДФ	Ярус, горизонт									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
y_1	0,73	-2,41	-1,58	-1,83	1,22	0,82	1,36	-4,77	1,15	2,51
y_2	-0,40	-1,61	-1,04	-1,25	0,73	-2,02	-0,12	1,48	-1,34	0,91



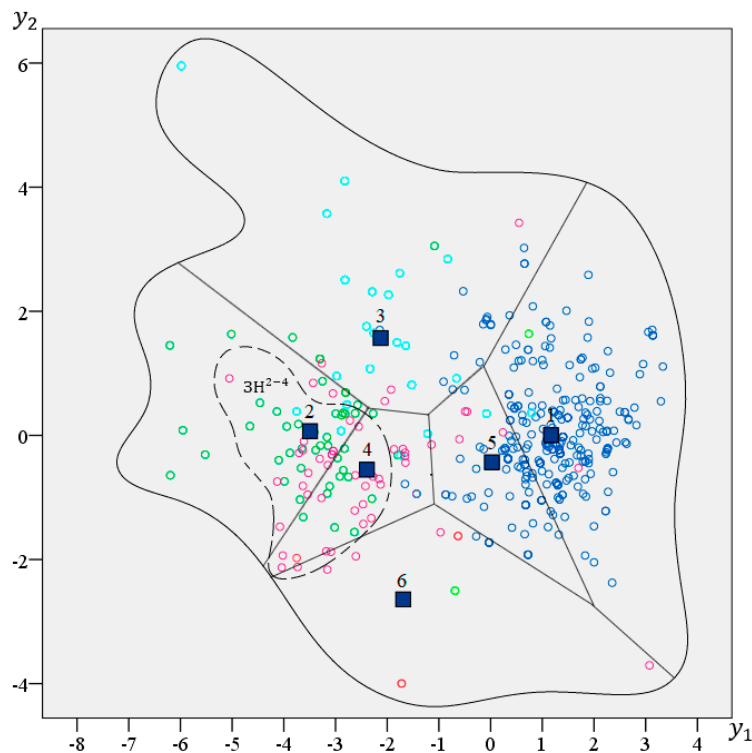
– центроиды и зоны группирования объектов;
объекты:

- – турнейского яруса; ○ – верейского горизонта; ○ – башкирского яруса;
- – каширского горизонта; ○ – фаменского яруса; ○ – подольского горизонта;
- – аскинского и мендымского горизонтов; ○ – кунгурского, артинского, сакмарского, ассельского ярусов; ○ – бийского горизонта; ○ – алексинского горизонта

Рисунок 1.4 – Распределение объектов в карбонатных коллекторах по ярусам и горизонтам девонской, каменноугольной и пермской систем в осях канонических дискриминантных функций

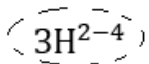
В условиях каждой системы разделение объектов более четкое, а процент верно сгруппированных объектов существенно выше. Так, в пределах каменноугольной системы, где было выделено шесть групп объектов, приуроченных к карбонатным коллекторам соответственно в турнейском и башкирском ярусах; алексинском, каширском, подольском и верейском горизонтах, процент верно сгруппированных залежей составил 88,1 %. Однако зоны неопределенности, как видно из Рисунка 1.5, довольно значительны как

из-за не учета тектонического фактора, так и за счет сходства объектов по геологическим характеристикам. Так, объекты верейского и каширского горизонтов равномерно располагаются в границах обоих горизонтов, что может является основанием их совместной эксплуатации, особенно в условиях низкой плотности запасов этих пластов. Особняком стоят залежи турнейского и башкирского ярусов. Рассмотрение варианта объединения этих объектов возможно с использованием Рисунка 1.5 и значений центроидов (Таблица 1.6),



– центроиды и зоны группирования объектов;
объекты:

- – турнейского яруса; ○ – верейского горизонта; ○ – башкирского яруса;
- – каширского горизонта; ○ – подольского горизонта;
- – алексинского горизонта;



– зона неопределенности объектов верейского и каширского горизонтов

Рисунок 1.5 – Распределение объектов в карбонатных коллекторах по ярусам и горизонтам в каменноугольной системе в осях канонических дискриминантных функций

Таблица 1.6 – Значения КДФ в в центроидах групп объектов ВУНГП, приуроченных к турнейскому (1), башкирскому (3) ярусам; верейскому (2), каширскому (4), подольскому (5), алексинскому (6) горизонтам

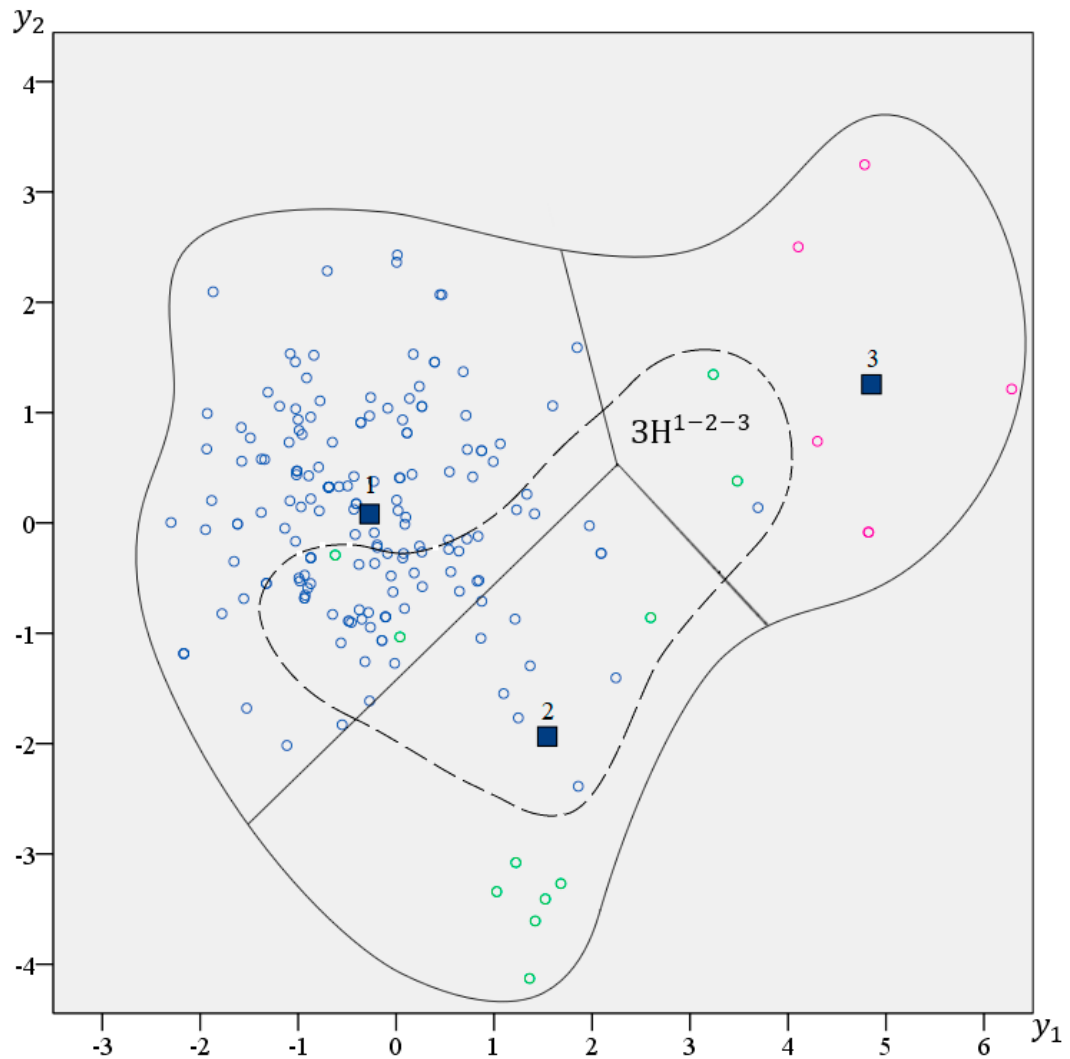
КДФ	Ярус, горизонт					
	1	2	3	4	5	6
y_1	1,17	–3,49	–2,13	–2,39	0,03	–1,69
y_2	0	0,07	1,57	–0,55	–0,43	–2,64

а также следующих уравнений:

$$\begin{aligned}
 y_1 = & 0,001H_{\text{зал}} + 0,019H_{\text{общ}} - 0,008H_{\text{э}} - 0,042H_{\text{п}} - 29,753m_{\text{Г}} + \\
 & + 1,462K_{\text{н}} - 8,041K_{\text{прон}} + 1,468K_{\text{п}} - 0,095K_{\text{р}} - 0,068t_{\text{пл}} + \\
 & + 0,354P_{\text{пл}} - 0,007\mu_{\text{н}} + 14,983\rho_{\text{н}} - 0,983\rho'_{\text{н}} - 2,2\beta + \\
 & + 0,1P_{\text{нас}} - 0,018G + 0,123\mu_{\text{в}} + 23,428\rho'_{\text{в}} + 0,0001M - 39,073; \quad (1.9)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 y_2 = & 0,002H_{\text{зал}} - 0,007H_{\text{общ}} - 0,175H_{\text{э}} + 0,144H_{\text{п}} - 23,759m_{\text{Г}} - \\
 & - 3,605K_{\text{н}} + 14,303K_{\text{прон}} - 0,82K_{\text{п}} + 0,316K_{\text{р}} - 0,060t_{\text{пл}} - \\
 & - 0,153P_{\text{пл}} - 0,033\mu_{\text{н}} + 24,808\rho_{\text{н}} + 9,124\rho'_{\text{н}} + 13,579\beta + \\
 & + 0,044P_{\text{нас}} + 0,007G - 0,892\mu_{\text{в}} - 15,488\rho'_{\text{в}} + 0,002M - 18,140. \quad (1.10)
 \end{aligned}$$

В пределах девонской системы, где было выделено три группы объектов, приуроченных к карбонатным отложениям фаменского яруса, мендымского и аскинского, а также бийского горизонтов, процент верно сгруппированных залежей составил 92 %. Наличие зоны неопределенности (Рисунок 1.6) позволяет говорить о необходимости учета фактора тектоники, а также об определенном сходстве по геологическому строению отдельных залежей мендымского, аскинского, бийского горизонтов и фаменского яруса, что позволяет расширить области поиска объектов-аналогов в сопредельных стратиграфических комплексах, расширить области использования положительных практик, очертить области рисков использования неэффективных технологий, осуществлять объединение пластов в единичный эксплуатационный объект для увеличения рентабельности разработки, а также принимать обоснованные управляющие решения проблем нефтедобычи залежей в карбонатных коллекторах девона.



– центры и зоны группирования объектов;

объекты:

○ – фаменского яруса; ○ – мендымского и аскинского горизонтов;

○ – бийского горизонта; $(3H^{1-2-3})$ – зона неопределенности

Рисунок 1.6 – Распределение объектов в карбонатных коллекторах по ярусам и горизонтам в девонской системе в осях канонических дискриминантных функций

При этом необходимо наряду с Рисунком 1.6 использовать данные Таблицы 1.7 и уравнения (1.11), (1.12):

$$\begin{aligned}
y_1 = & 0,004H_{\text{зал}} - 0,003H_{\text{общ}} - 0,025H_9 - 0,003H_{\Pi} + 3,437m_r + \\
& + 2,254K_H - 1,963K_{\text{прои}} + 2,361K_{\Pi} - 0,145K_p - 0,002t_{\text{пл}} - \\
& - 0,103P_{\text{пл}} - 0,007\mu_H - 5,927\rho_H + 25,162\rho'_H + 11,049\beta - \\
& - 0,013P_{\text{нас}} - 0,008G - 2,264\mu_B - 10,086\rho'_B + 0,002M - 20,645; \quad (1.11)
\end{aligned}$$

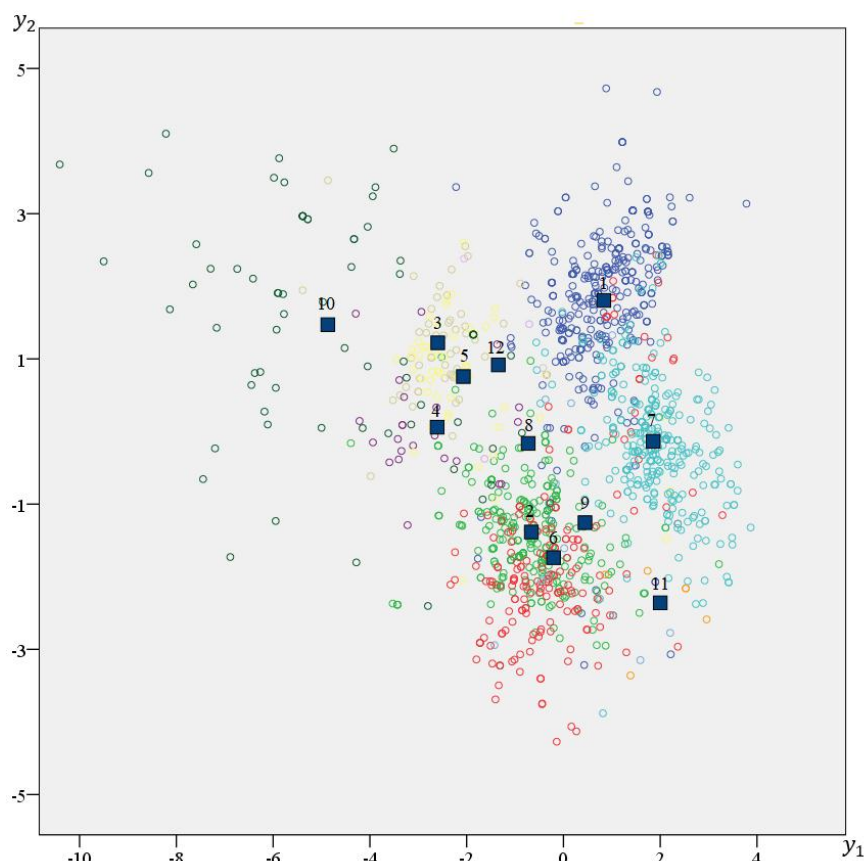
$$\begin{aligned}
y_2 = & 0,0001H_{\text{зал}} - 0,011H_{\text{общ}} - 0,030H_9 + 0,430H_{\Pi} - 27,279m_r + \\
& + 1,002K_H + 8,866K_{\text{прои}} - 2,499K_{\Pi} + 0,087K_p + 0,152t_{\text{пл}} + \\
& + 0,025P_{\text{пл}} - 0,003\mu_H - 26,022\rho_H + 48,407\rho'_H + 1,292\beta - \\
& - 0,028P_{\text{нас}} - 0,017G + 1,401\mu_B + 27,068\rho'_B + 0,002M - 58,737. \quad (1.12)
\end{aligned}$$

Таблица 1.7 – Значения КДФ в центроидах групп объектов ВУНГП, приуроченных к фаменскому ярусу (1), мендымскому и аскинскому (2), бийскому (3) горизонтам

КДФ	Ярус, горизонт		
	1	2	3
y_1	-0,27	1,54	4,85
y_2	0,08	-1,93	1,26

Совместное рассмотрение всех выделенных групп объектов в осях КДФ (Рисунок 1.7) подтверждает полученные результаты, а именно существенное различие карбонатных и песчаных залежей по параметрам, характеризующим геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов, а также условий залегания. Видно, что залежи в карбонатных коллекторах верейского и каширского горизонтов, а также фаменского и турнейского ярусов, аскинского и мендымского горизонтов весьма близки друг другу по рассматриваемым параметрам, однако в большинстве своем требуют дифференциации. В то же время, в этом варианте количество верно сгруппированных объектов существенно снизилось и составило 74,1 %.

Полученные результаты показывают, что выделение однородных групп объектов с использованием фактора стратиграфии должно проводиться отдельно по карбонатным и терригенным коллекторам в пределах стратиграфических систем на первом этапе с последующим включением фактора тектоники.



■ – центры групп;

объекты:

- – терригенного карбона; ○ – турнейского яруса; ○ – верейского горизонта;
- – башкирского яруса; ○ – каширского горизонта; ○ – фаменского яруса;
- – терригенного девона; ○ – подольского горизонта; ○ – аскинского и мендымского горизонтов; ○ – кунгурского, ассельского, артинского, сакмарского ярусов; ○ – бийского горизонта; ○ – алексинского горизонта

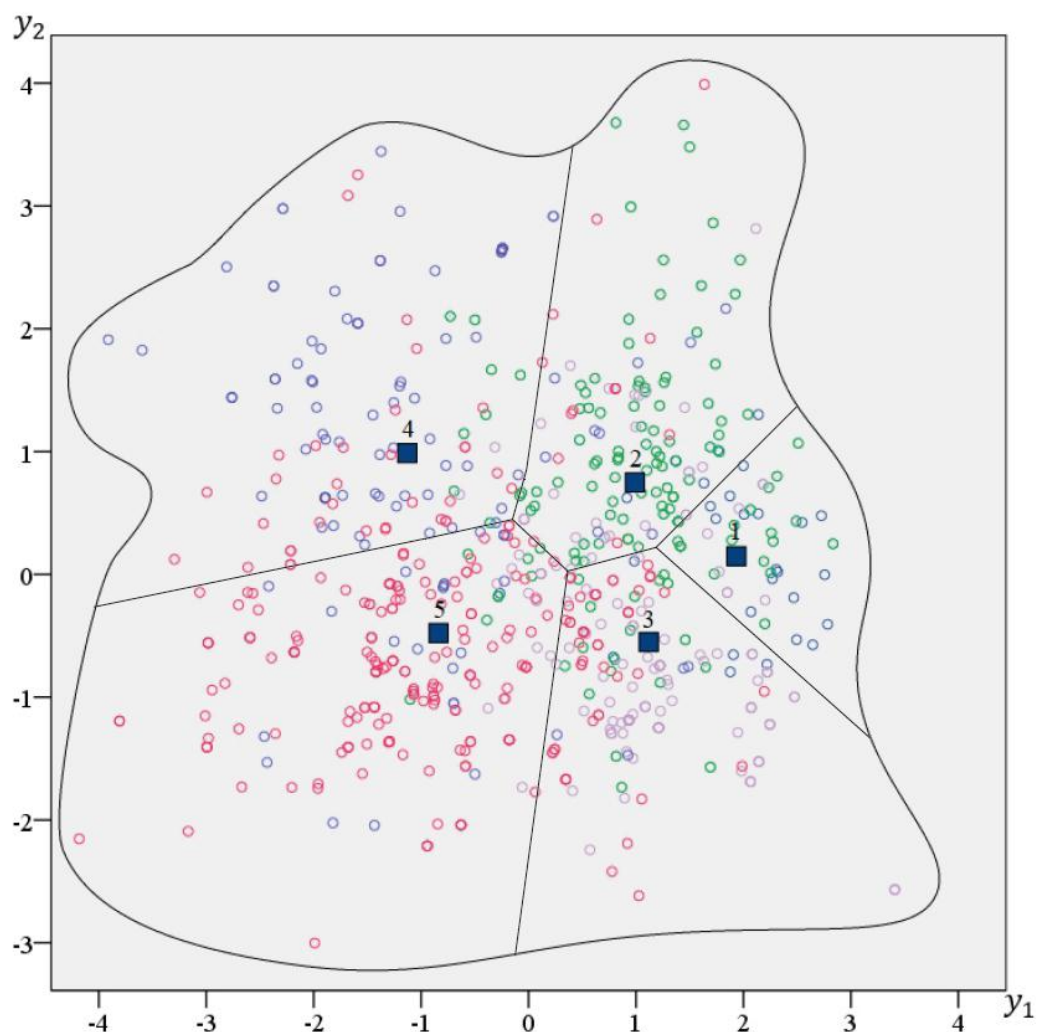
Рисунок 1.7 – Распределение объектов в карбонатных и терригенных коллекторах ВУНГП в осях канонических дискриминантных функций

1.4.3 Влияние тектонической приуроченности объектов на дифференцируемость залежей

Изучение влияния тектонической приуроченности объектов на формирование особенностей групп объектов было проведено с использованием дискриминантного анализа отдельно по залежам в терригенных и карбонатных коллекторах.

В терригенных коллекторах рассматривались объекты, приуроченные к Верхне-Камской впадине, Башкирскому своду, Бирской седловине, Благовещенской впадине, Южно-Татарскому своду.

Проведенный анализ (Рисунок 1.8) показал, что процент верно сгруппированных объектов составил 68,6 %.



– центроиды и зоны группирования объектов;
объекты, приуроченные к:

- – Верхне-Камской впадине; ○ – Башкирскому своду; ○ – Бирской седловине;
- – Благовещенской впадине; ○ – Южно-Татарскому своду

Рисунок 1.8 – Распределение объектов в терригенных коллекторах ВУНГП в осях канонических дискриминантных функций

Объекты достаточно отчетливо разделились по тектоническому принципу, однако около трети из них попали в зону неопределенности, которые к тому же оказались довольно значительными по площади (Рисунок 1.8). Причиной этому является неучет стратиграфической приуроченности объектов, а также сходство залежей по геологическому строению в краевых зонах сопредельных тектонических элементов. В этих условиях значительный интерес представляет определение близости вновь открываемых объектов к тому или иному центру группирования для использования опыта разработки групп объектов рассматриваемого тектонического элемента. Для этого необходимо по формулам:

$$y_1 = 0,001H_{\text{зал}} - 0,009H_{\text{общ}} - 0,103H_3 + 0,153H_{\Pi} + 9,805m_{\Gamma} + \\ + 2K_{\text{н}} - 0,121K_{\text{прон}} - 1,284K_{\Pi} + 0,103K_{\text{р}} - 0,093t_{\text{пл}} - \\ - 0,053P_{\text{пл}} + 0,009\mu_{\text{н}} + 31,494\rho_{\text{н}} - 11,001\rho'_{\text{н}} + 8,155\beta + \\ + 0,096P_{\text{нас}} - 0,007G + 2,111\mu_{\text{в}} + 12,475\rho'_{\text{в}} + 0,005M - 45,980; \quad (1.13)$$

$$y_2 = 0,003H_{\text{зал}} - 0,041H_{\text{общ}} + 0,173H_3 - 0,236H_{\Pi} - 1,471m_{\Gamma} + \\ + 2,740K_{\text{н}} - 1,153K_{\text{прон}} - 1,897K_{\Pi} + 0,052K_{\text{р}} - 0,166t_{\text{пл}} - \\ - 0,074P_{\text{пл}} - 0,037\mu_{\text{н}} + 14,018\rho_{\text{н}} + 37,747\rho'_{\text{н}} + 15,666\beta + \\ + 0,106P_{\text{нас}} + 0,002G + 1,243\mu_{\text{в}} - 15,811\rho'_{\text{в}} - 0,001M - 44,255, \quad (1.14)$$

определить значения первых двух канонических переменных и в евклидовом пространстве этих переменных с использованием данных Таблиц 1.8 и 1.9 установить ближайший к данному объекту центр группирования по формуле:

$$d_j = \sqrt{\sum_{i=1}^m (y_i - y_i^j)^2}, \quad (1.15)$$

где y_i – значение i -той КДФ; y_i^j – значение i -той КДФ-го центра группирования; m – количество КДФ.

Таблица 1.8 – Значения КДФ в центроидах групп объектов в терригенных коллекторах ВУНГП, приуроченных к Верхне-Камской впадине (1), Башкирскому своду (2), Бирской седловине (3), Благовещенской впадине (4), Южно-Татарскому своду (5)

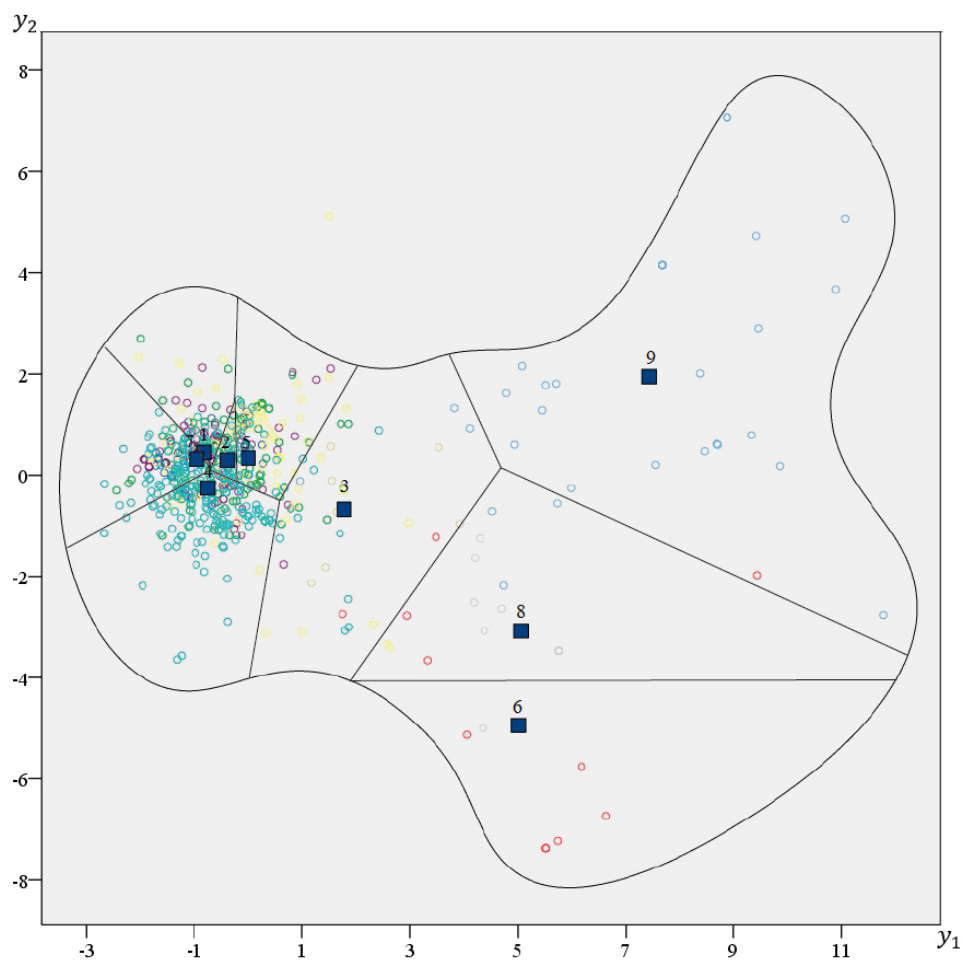
КДФ	Ярус, горизонт				
	1	2	3	4	5
y_1	1,93	0,99	1,12	1,13	–0,84
y_2	1,48	0,75	–0,55	0,99	–0,48

Таблица 1.9 – Значения КДФ в центроидах групп объектов в карбонатных коллекторах ВУНГП, приуроченных к Верхне-Камской впадине (1), Башкирскому своду (2), Юрюзано-Сылвенской депрессии (3), Бирской седловине (4), Благовещенской впадине (5), Бельской депрессии (6), Южно-Татарскому своду (7), Мраковской депрессии (8), Шихано-Ишимбайской седловине (9)

КДФ	Ярус, горизонт								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
y_1	–0,82	–0,39	1,78	–0,96	0,01	5,00	–0,74	5,06	7,44
y_2	0,45	0,30	–0,68	0,32	0,34	–4,95	–0,26	–3,08	1,95

В карбонатных коллекторах рассматривались объекты, приуроченные к Верхне-Камской впадине, Башкирскому своду, Бирской седловине, Юрюзано-Сылвенской депрессии, Благовещенской впадине, Бельской депрессии, Южно-Татарскому своду, Мраковской депрессии, Шихано-Ишимбайской седловине.

Как и в песчаных коллекторах процент верно сгруппированных объектов недостаточно высок – 64,7 %, весьма значительны и зоны неопределенности, как видно из Рисунка 1.9. Необходимо отметить, что несмотря на то, что объекты кунгурского, артинского, сакмарского и ассельского ярусов приурочены к сопредельным тектоническим элементам (Мраковской депрессии и Шихано-Ишимбайской седловине), их геологические параметры существенно различаются – на что указывает расстояние между центроидами (Таблица 1.9).



– центроиды и зоны группирования;
объекты, приуроченные к:

- – Верхне-Камской впадине; ○ – Башкирскому своду; ○ – Юрюзано-Сылвенской депрессии; ○ – Бирской седловине; ○ – Благовещенской впадине;
- – Бельской депрессии; ○ – Южно-Татарскому своду;
- – Шихано-Ишимбайской седловине; ○ – Мраковской депрессии

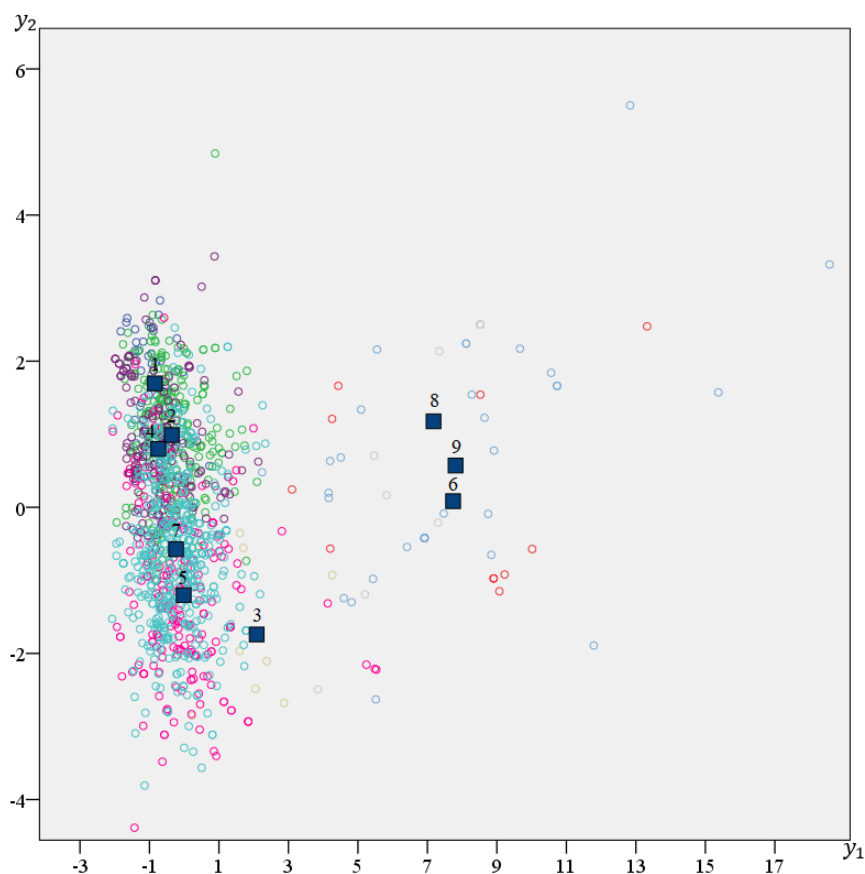
Рисунок 1.9 – Распределение объектов в карбонатных коллекторах ВУНГП
в осях канонических дискриминантных функций

С другой стороны, объекты Верхне-Камской впадины и Бирской седловины имеют наименьшие различия в геолого-физических параметрах, являясь сопредельными в тектоническом отношении, на что указывает не только близость центроидов, но и рассеянность объектов друг относительно друга (Рисунок 1.9). Эти факты необходимо использовать при решении различных задач разработки. Аналогично объектам в терригенных коллекторах, поиск ближайшего

центра группирования можно определить, используя формулу (1.15), Таблицу 1.9 и зависимости (1.16), (1.17):

$$y_1 = -0,002H_{\text{зал}} + 0,012H_{\text{общ}} + 0,003H_3 + 0,041H_{\Pi} + 4,990m_{\Gamma} + 1,206K_{\text{н}} + 1,224K_{\text{проп}} + 0,399K_{\Pi} + 0,094K_{\text{р}} - 0,005t_{\text{пл}} + 0,064P_{\text{пл}} + 0,019\mu_{\text{н}} - 12,381\rho_{\text{н}} + 10,358\rho'_{\text{н}} + 4,569\beta - 0,057P_{\text{нас}} + 0,036G - 2,210\mu_{\text{в}} - 7,620\rho'_{\text{в}} + 0,004M + 5,407; \quad (1.16)$$

$$y_2 = 0,002H_{\text{зал}} - 0,013H_{\text{общ}} - 0,003H_3 + 0,02H_{\Pi} + 11,773m_{\Gamma} - 2,476K_{\text{н}} - 2,631K_{\text{проп}} - 0,563K_{\Pi} - 0,058K_{\text{р}} - 0,071t_{\text{пл}} - 0,088P_{\text{пл}} + 0,025\mu_{\text{н}} - 8,120\rho_{\text{н}} - 8,260\rho'_{\text{н}} - 8,114\beta + 0,070P_{\text{нас}} + 0,032G - 1,447\mu_{\text{в}} + 4,655\rho'_{\text{в}} + 0,006M + 18,387. \quad (1.17)$$



1■ – центроиды групп;

объекты, приуроченные к:

- – Верхне-Камской впадине; ○ – Башкирскому своду; ○ – Юрюзано-Сылвенской депрессии; ○ – Бирской седловине; ○ – Благовещенской впадине;
- – Бельской депрессии; ○ – Южно-Татарскому своду;
- – Шихано-Ишимбайской седловине; ○ – Мраковской депрессии

Рисунок 1.10 – Распределение объектов в терригенных и карбонатных коллекторах ВУНГП в осях канонических дискриминантных функций

В то же время необходимо отметить то, что именно стратиграфический фактор обуславливает наличие значительных по размеру зон неопределенности. Совместное рассмотрение объектов в карбонатных и терригенных коллекторах и группирование их с учетом тектонического фактора показало (Рисунок 1.10) существенное увеличение зон неопределенности. При этом количество верно сгруппированных объектов снизилось до 59,7 %, что указывает на необходимость разделения объектов по типу коллектора при решении задач идентификации.

1.4.4 Комплексная оценка влияния типа коллекторов и тектоники-стратиграфической приуроченности на дифференцируемость залежей

Комплексная оценка влияния типа коллекторов и тектоники-стратиграфической приуроченности объектов исследования на дифференцируемость залежей проводилось с использованием ДА отдельно по терригенным и карбонатным коллекторам, отдельно по стратиграфическим системам. Объекты были сгруппированы по приуроченности к крупному тектоническому элементу и тому или иному стратиграфическому элементу на уровне яруса или горизонта. В пределах терригенных коллекторов было выделено: в девоне – 4, в карбоне – 5 групп объектов. В пределах карбонатных коллекторов: в девоне – 7, в карбоне – 19, в пермской системе – 5 групп объектов.

Результаты расчетов (Таблица 1.10) показали, что около 83 % объектов группируются в зависимости от типа коллектора и тектоники-стратиграфической приуроченности. В то же время около 17 % объектов не подчинены этой закономерности. Причиной этого являются незначительные различия значений геолого-физических параметров, характеризующих залежи. Кроме того, наблюдаются единичные случаи относительной схожести объектов в пределах различных тектонических единиц. В большей мере это касается залежей в терригенных коллекторах девона и карбона, причем влияние тектоники на формирование особенностей геологического строения залежей при этом

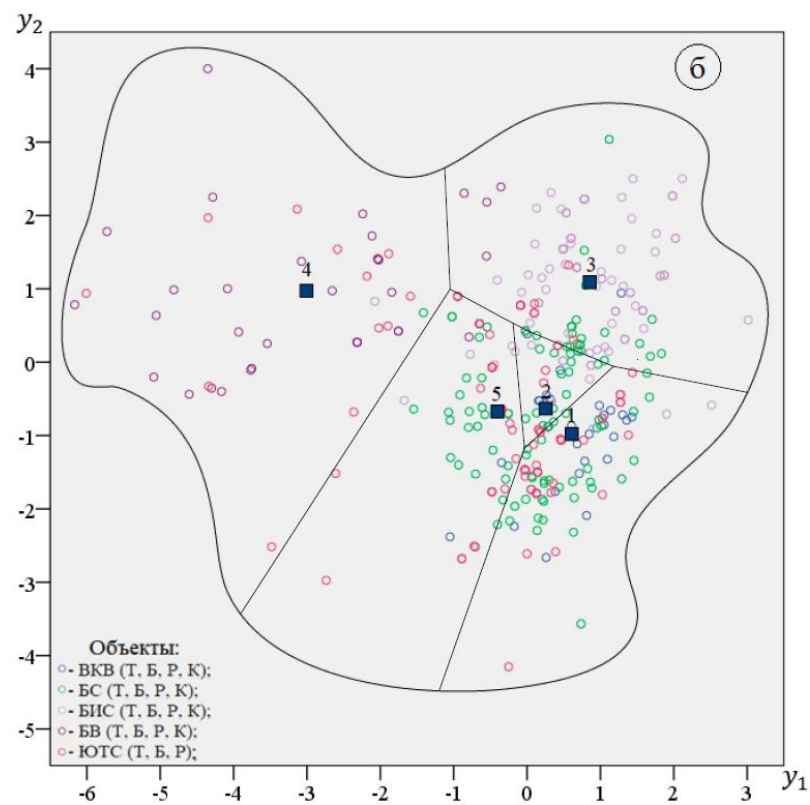
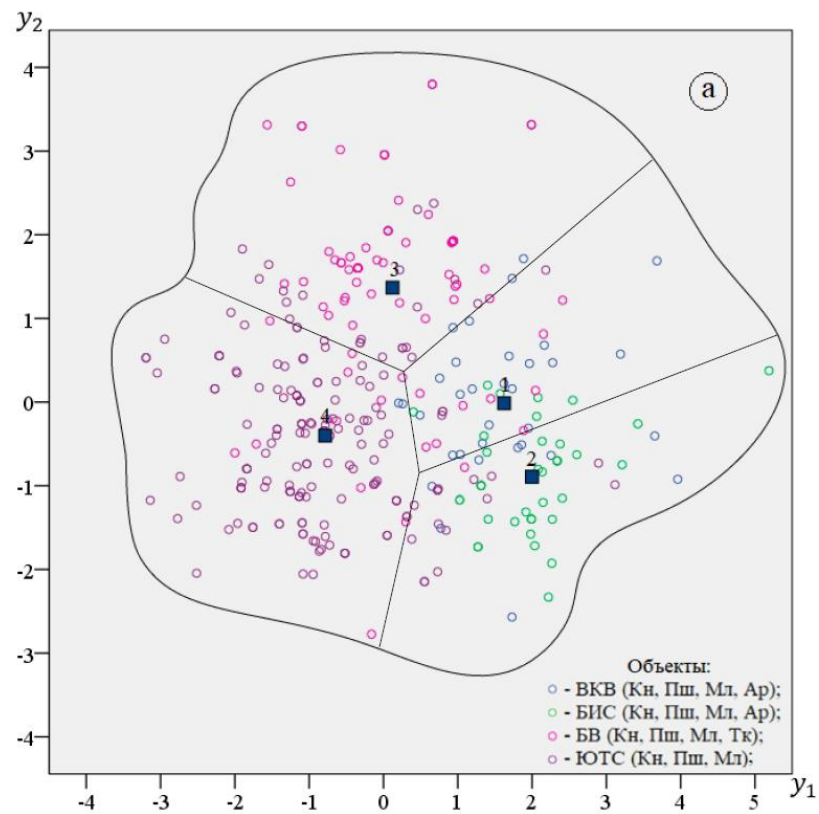
существенно ниже, чем по залежам в карбонатных коллекторах. При совместном учете элементов тектоники и стратиграфии по залежам в песчаных и карбонатных коллекторах процент верно сгруппированных объектов составил 82,6 %, а при раздельном группировании – 74,5 %. Но самое важное заключается в том, что в первом случае доля зон неопределенности, определяемая как отношение площади зон неопределенности в координатах y_1 и y_2 на соответствующих Рисунках 1.11 – 1.13 к площади зон группирования двух групп объектов, включающих в себя объекты друг друга, снизилась в 3,5 раза по сравнению с рассмотрением вариантов при раздельном группировании.

Таблица 1.10 – Процентные значения верно сгруппированных объектов с использованием ДА

Тип коллектора	Терригенный		Карбонатный		
Система	Девонская	Каменноугольная	Девонская	Каменноугольная	Пермская
Процент верно сгруппированных объектов	78,8	75,3	79,7	80,5	98,8

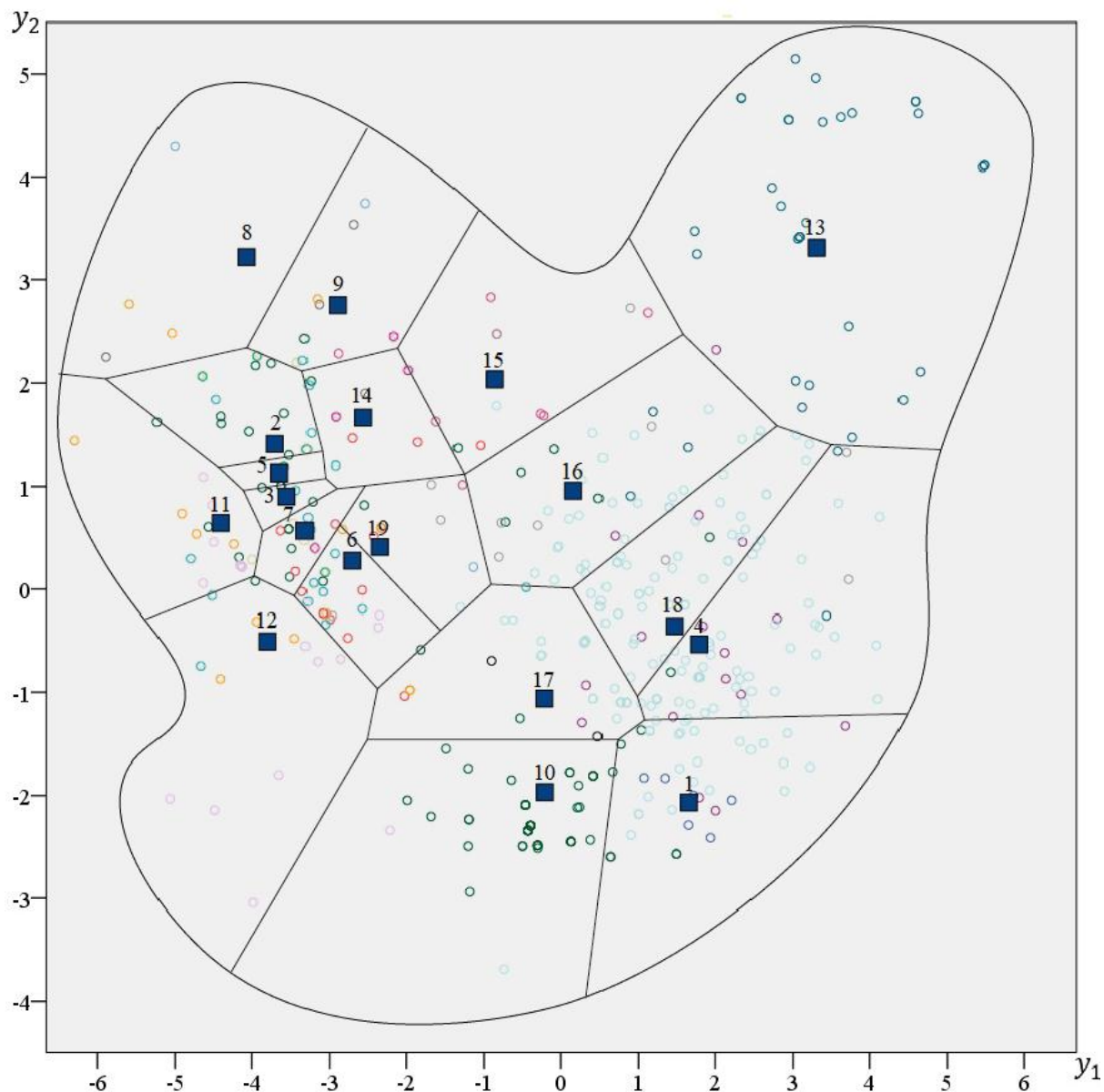
Следующим важным моментом является то, что залежи терригенного девона в меньшей степени дифференцируются по тектоническому фактору, как и залежи терригенного карбона, однако различие их по анализируемым геолого-физическим параметрам весьма существенно.

Для залежей карбонатных коллекторов существенной разницы нет: стратиграфический и тектонический факторы оказывают значительное влияние на результаты дифференциации объектов, что подтверждается сведениями из Таблицы 1.10. Процент верно сгруппированных объектов для карбонатных коллекторов в 1,12 раз больше, чем у терригенных коллекторов и составляет 86,3 %.



– центры и зоны группирования объектов

Рисунок 1.11 – Распределение объектов в терригенных коллекторах ВУНГП девонской (а) и каменноугольной (б) систем в осях канонических дискриминантных функций

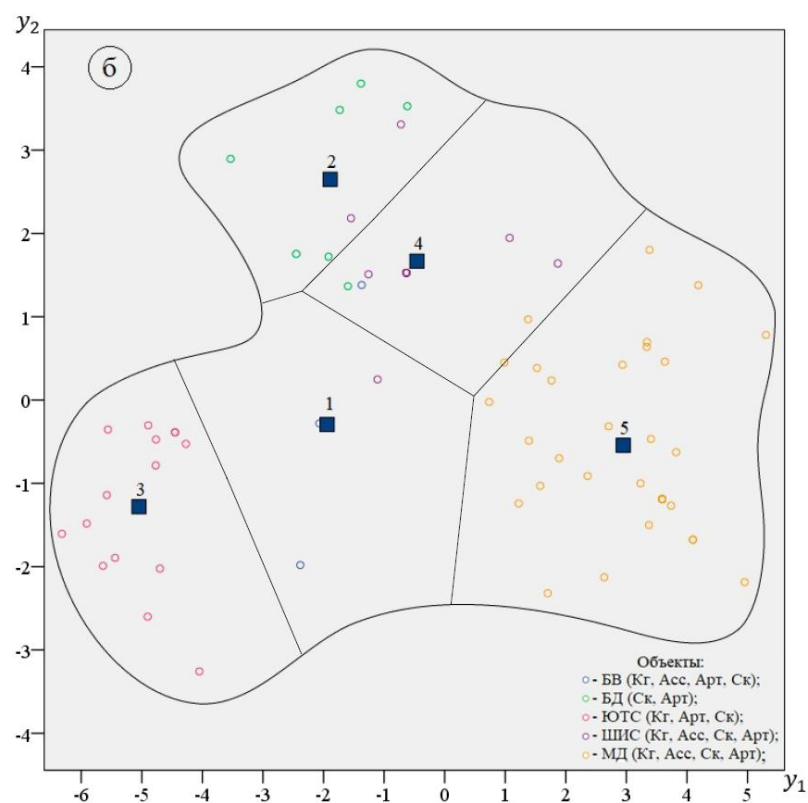
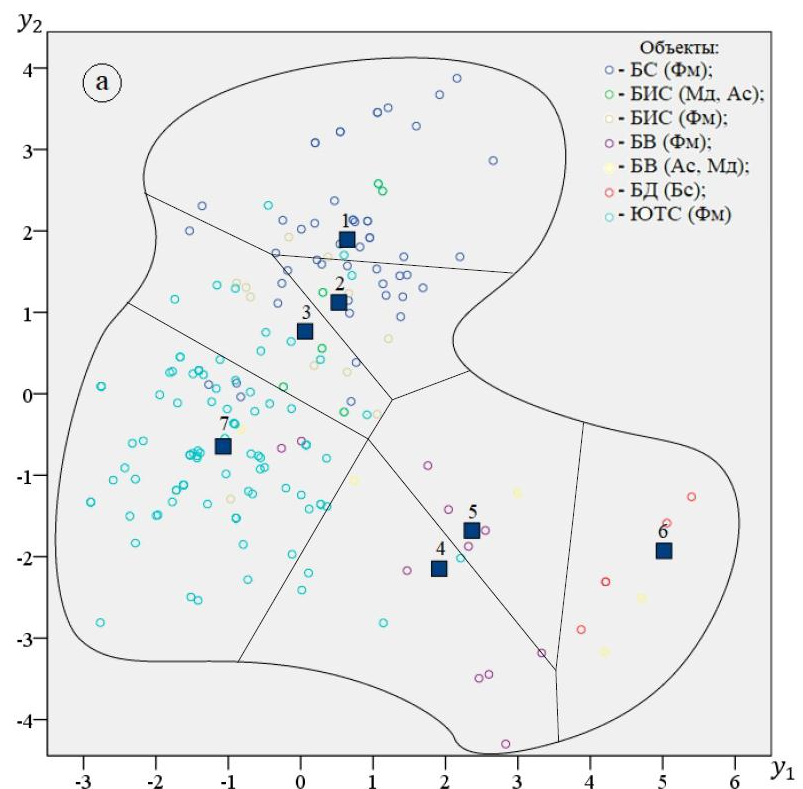


– центры и зоны группирования объектов;

объекты:

- – ВКВ (Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)); ○ – ВКВ (Вр); ○ – ВКВ (Кш);
- – БС (Тр (Кр, Чп, Уп, Мал, Зв)); ○ – БС (Вр); ○ – БС (Бш); ○ – БС (Кш);
- – ЮСД (Вр); ○ – ЮСД (Бш); ○ – БИС (Тр (Кз, Чп, Зв)); ○ – БИС (Вр);
- – БИС (Кш); ○ – БВ (Тр (Кз, Зв)); ○ – БВ (Вр); ○ – БВ (Бш); ○ – БВ (Кш);
- – БВ (Пд); ○ – ЮТС (Тр (Кз, Чп)); ○ – ЮТС (Ал)

Рисунок 1.12 – Распределение объектов в карбонатных коллекторах ВУНГП каменноугольной системы в осях канонических дискриминантных функций



— центроид и зона группирования

Рисунок 1.13 – Распределение объектов в карбонатных коллекторах ВУНГП девонской (а) и пермской (б) систем в осях канонических дискриминантных функций

Анализ результатов дискриминантного анализа, проведенного для четырех выделенных групп объектов в терригенных коллекторах девона (Рисунок 1.11 а, Таблица 1.10), показал, что процент верно сгруппированных объектов составил величину, равную 78,8. Основу первой группы объектов сформировали залежи Башкирского свода, около 76 % которых от общего количества этих объектов составили 58,2 % объектов в группе. Однако аналоги, как видно из Таблицы 1.11, в небольшом количестве встречаются в краевых зонах Бирской седловины и Благовещенской впадины, примыкающих к Башкирскому своду. Найдены аналоги и в пределах Южно-Татарского свода, их количество в группе составляет почти пятую часть от суммарного количества объектов в группе.

Таблица 1.11 – Соотношение количества объектов в группах (терригенные коллекторы, девонская система)

Группа	Количество объектов, входящих в группу, %	Приуроченность к тектоническому элементу	Количество объектов, входящих в тектонический элемент, %	Приуроченность к стратиграфическому элементу
1	58,2	БС	75,8	Кн, Пш, Мл, Ар
	7,0	БИС	7,9	Кн, Пш, Мл
	14,0	БВ	7,8	Кн, Пш, Мл, Тк
	21,0	ЮТС	5,1	Кн, Пш, Мл
2	69,4	БИС	89,5	Кн, Пш, Мл
	8,2	БС	12,1	Кн, Пш, Мл, Ар
	4,1	БВ	2,6	Кн, Пш, Мл, Тк
	18,4	ЮТС	5,1	Кн, Пш, Мл
3	72,9	БВ	76,6	Кн, Пш, Мл, Тк
	1,3	БС	3,0	Кн, Пш, Мл, Ар
	26,0	ЮТС	11,9	Кн, Пш, Мл
4	90,8	ЮТС	78,0	Кн, Пш, Мл
	2,0	БС	9,1	Кн, Пш, Мл, Ар
	0,7	БИС	2,6	Кн, Пш, Мл
	6,6	БВ	13,0	Кн, Пш, Мл, Тк

Основу второй группы объектов составили девонские залежи Бирской седловины, 89,5 % которых составили около 70 % объектов в этой группе. Остальные 30 % объектов приурочены к сопредельным тектоническим элементам – Башкирскому своду, Благовещенской впадине и Южно-Татарскому своду, а именно, к краевым их частям. Необходимо отметить, что, как и в первой группе, около 20 % объектов в группе представляют залежи девонского возраста ЮТС, хотя в пределах самой этой тектонической единицы их количество составляет лишь двадцатую часть от общего количества объектов Южно-Татарского свода.

В третью группу объектов входят залежи девонского возраста Благовещенской впадины. Более 75 % всех объектов данной группы сосредоточены в краевых зонах, примыкающих к Благовещенской впадине, Башкирскому и Южно-Татарскому сводам. Помимо этого, до четверти объектов принадлежат ЮТС.

Четвертая группа более чем на 90 % состоит из девонских залежей Южно-Татарского свода. До 80 % залежей ЮТС сосредоточены в этой группе. Оставшиеся объекты базируются в краевых частях примыкающих Бирской седловины и Благовещенской впадины, в частности, до 2 % принадлежат Башкирскому своду.

Таким образом, видно, с одной стороны, превалирующее влияние тектоники на формирование геологических особенностей девонских залежей ВУНГП, с другой стороны – около 20 % залежей-аналогов можно обнаружить за пределами крупного тектонического элемента, что необходимо учитывать при поиске оптимальных решений управления процессами добычи нефти.

Анализ результатов ДА, проведенный для пяти выделенных групп объектов в терригенных коллекторах каменноугольной системы, приуроченных к тульскому, бобриковскому, радаевскому и косьвинскому горизонтам (Рисунок 1.11б, Таблицу 1.10) показал, что процент верно сгруппированных объектов составил 75,3 %.

Первая группа объектов (таблица 1.12) состоит из залежей Верхне-Камской впадины, почти 70 % которых формируют 70 % объектов в группе. Другие

объекты сосредоточены в сопредельных тектонических элементах, а именно, в Башкирском своде и Бирской седловине. На основании детального анализа можно установить следующее: более 10 % объектов в группе принадлежат залежам Южно-Татарского свода при условии того, что они составляют менее 4 % от общего числа объектов терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) для данного тектонического элемента.

Таблица 1.12 – Соотношение количества объектов в группах (терригенные коллекторы, каменноугольная система)

Группа	Количество объектов, входящих в группу, %	Приуроченность к тектоническому элементу	Количество объектов, входящих в тектонический элемент, %	Приуроченность к стратиграфическому элементу
1	67,9	ВКВ	67,9	Т, Б, Р, К
	17,9	БС	5,1	Т, Б, Р, К
	3,6	БИС	0,9	Т, Б, Р, К
	10,8	ЮТС	3,2	Т, Б, Р
2	71,5	БС	75,8	Т, Б, Р, К
	6,7	ВКВ	25,0	Т, Б, Р, К
	10,5	БИС	9,9	Т, Б, Р, К
	1,0	БВ	3,0	Т, Б, Р, К
	10,5	ЮТС	11,7	Т, Б, Р
3	83,4	БИС	82,0	Т, Б, Р, К
	1,0	ВКВ	3,6	Т, Б, Р, К
	5,6	БС	6,1	Т, Б, Р, К
	3,7	БВ	12,1	Т, Б, Р, К
	5,6	ЮТС	6,4	Т, Б, Р
4	68,5	БВ	78,8	Т, Б, Р, К
	2,7	БС	1,0	Т, Б, Р, К
	2,7	БИС	0,9	Т, Б, Р, К
	26,4	ЮТС	10,6	Т, Б, Р
5	74,5	ЮТС	68,1	Т, Б, Р
	1,2	ВКВ	3,6	Т, Б, Р, К
	14,0	БС	12,1	Т, Б, Р, К
	8,2	БИС	6,3	Т, Б, Р, К
	2,4	БВ	6,1	Т, Б, Р, К

Вторую группу на 71,5 % формируют залежи Башкирского свода. Именно в эту группу входит 75,8 % всех рассматриваемых объектов ТТНК. Остальные

объекты приурочены к примыкающим Верхне-Камской и Благовещенской впадинам, Бирской седловине. Десятая часть объектов в группе приурочена к залежам терригенной толщи карбона Южно-Татарского свода.

Подавляющее большинство объектов третьей группы составляют залежи ТТНК Бирской седловины – 83 %, что составляет 83,4 % всех залежей этого возраста в этой тектонической единице. В эту же группу вошли отдельные залежи примыкающих к седловине Башкирского и Южно-Татарского сводов, Верхне-Камской и Благовещенской впадин.

Четвертая группа на 78,8 % состоит из объектов терригенной толщи нижнего карбона Благовещенской впадины, 68,5 % залежей которой входит в этот состав. Остальные объекты этой группы приурочены к примыкающим к этой впадине Башкирскому своду, Бирской седловине и Южно-Татарскому своду, причем залежи ЮТС составляют четверть всех объектов в группе и десятую часть всех рассматриваемых объектов этой тектонической единицы.

И, наконец, пятую группу объектов определяют залежи ТТНК Южно-Татарского свода. Около трех четвертей этой группы составляют объекты ЮТС, которые формируют 68,1 % залежей этого свода. Остальные залежи этой группы приурочены как к смежным тектоническим элементам – Бирской седловине и Благовещенской впадине, так и к несмежным – Башкирскому своду и Верхне-Камской впадине.

Необходимо отметить уникальность и разнообразие залежей Южно-Татарского свода, среди которых встречаются объекты, идентичные не только объектам, расположенным в краевых зонах примыкающих тектонических элементов, но и идентичные объектам, расположенным в других тектонических единицах, не примыкающих к ЮТС. Все это существенно расширяет возможности использования метода аналогий в решении задач разработки залежей ТТНК ВУНГП.

Дискриминантный анализ по семи группам объектов в карбонатных коллекторах девонской системы показал, что 79,7 % объектов сгруппированы верно (Рисунок 1.13а, Таблица 1.10).

Первую группу объектов на 80 % сформировали залежи фаменского яруса Башкирского свода, причем это 80 % залежей данного возраста в пределах свода. Остальные – это объекты также фаменского яруса примыкающей Бирской седловины и Южно-Татарского свода (Таблица 1.13).

Таблица 1.13 – Соотношение количества объектов в группах (карбонатные коллекторы, девонская система)

Группа	Количество объектов, входящих в группу, %	Приуроченность к тектоническому элементу	Количество объектов, входящих в тектонический элемент, %	Приуроченность к стратиграфическому элементу
1	80,0	БС	80,0	Фм
	8,0	БИС	36,4	Фм
	12,0	ЮТС	6,3	Фм
2	83,4	БС	83,3	Мд, Ас
	16,6	ЮТС	1,0	Фм
3	33,4	БИС	45,5	Фм
	40,0	БС	12,0	Фм
	13,4	БВ	15,4	Фм
	13,4	ЮТС	2,1	Фм
4	66,7	БВ	30,8	Фм
	33,3	ЮТС	2,1	Фм
5	33,4	БВ	80,0	Ас, Мд
	8,4	БИС	9,1	Фм
	58,4	БВ	53,8	Фм
6	100,0	БД	100,0	Бс
7	92,4	ЮТС	88,5	Фм
	4,4	БС	8,0	Фм
	1,1	БС	16,7	Мд, Ас
	1,1	БИС	9,1	Фм
	1,1	БВ	20,0	Мд, Ас

Вторая группа объектов состоит более чем на 80 % из залежей мендымского и аскинского горизонтов Башкирского свода. В данную группу входят 83,4 % разрабатываемых объектов. Оставшиеся объекты принадлежат к фаменскому ярусу Южно-Татарского свода.

Уникальностью третьей группы объектов является то, что её представляют фаменские залежи четырех тектонических элементов, вклад двух из них: Бирской седловины и Башкирского свода, составляет соответственно 33,4 и 40,0 %, а двух других: Благовещенской впадины и Южно-Татарского свода – по 13,4 %, т. е. сопредельные Бирской седловине тектонические элементы практически в равной мере представляют свои объекты в группе, хотя процент рассматриваемых объектов внутри этих элементов – незначителен. Иначе говоря, у залежей Бирской седловины в пределах других тектонических зон аналогов достаточно много, а у залежей этих зон в составе БИС их единицы, т. е. объекты Бирской седловины весьма разнообразны по геологическому строению.

Относительно незначительное количество залежей фаменского яруса Благовещенской впадины (30,8 %) на 66,7 % формируют четвертую группу объектов. Остальные объекты – это некоторые залежи Южно-Татарского свода. Необходимо отметить, что объекты БВ в большей мере разнообразны, чем объекты БИС, поскольку формируют не только свою специфическую группу 4, но и группы 3 (13,4 %) и 5 (58,4 %). Аналогичная картина наблюдается в условиях Башкирского свода, объекты которого формируют на 80 % первую группу и на 40 % – третью, а также залежи ЮТС, которые на 92,4 % формируют седьмую группу, на 33 % – четвертую, на 13,4 % – третью, на 16,8 % – вторую и на 12 % – первую (Таблицу 1.13).

Пятая группа объектов представлена на 33,4 % залежами Благовещенской впадины мендымского и аскинского горизонтов: схожими с ними по геолого-физическим параметрам являются залежи фаменского яруса Благовещенской впадины и некоторые объекты Бирской седловины.

Шестая группа объектов полностью сформирована залежами бийского горизонта Бельской депрессии. Видно, что аналогов этим объектам в пределах девонской системы и рассматриваемых тектонических элементов – нет.

Седьмую группу объектов на 92,4 % сформировали 88,5 % залежей фаменского яруса Южно-Татарского свода. Причем, как видно из Таблицы 1.13, аналогов в пределах других тектонических элементов этой мощной группе объектов немного, но они есть в мендымском и аскинском горизонтах Башкирского свода и Благовещенской впадины, причем эти тектонические элементы несопредельны с ЮТС.

Отметим, что для каждой тектонической зоны залежи фамена имеют большое число объектов-аналогов как в сопредельных тектонических зонах, так и в других, расположенных на значительном расстоянии между центроидами групп объектов. С другой стороны, важно отметить, что количество данных элементов во много раз меньше по сравнению с залежами, приуроченными к терригенным коллекторам.

Залежи мендымского и аскинского горизонтов характеризуются одновременно сходством и различием с залежами фаменского яруса в плане геологического строения.

Самое большое количество групп объектов – 19 – выделено в карбонатных коллекторах каменноугольной системы. В этом варианте идентификации процент верно сгруппированных объектов составил 80,5 % (Таблица 1.10, Рисунок 1.12).

Первая группа объектов включает в себя все рассматриваемые залежи турнейского яруса Верхне-Камской впадины. Эти объекты на 50 % формируют эту группу. Ещё 41,6 % – вклад залежей, приуроченных к турнейскому ярусу Южно-Татарского свода и 8,4 % – турнейские залежи сопредельного Башкирского свода (Таблица 1.14).

Таблица 1.14 – Соотношение количества объектов в группах (карбонатные коллекторы, каменноугольная система)

Группа	Количество объектов, входящих в группу, %	Приуроченность к тектоническому элементу	Количество объектов, входящих в тектонический элемент, %	Приуроченность к стратиграфическому элементу
1	50,0	ВКВ	100	Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)
	8,4	БС	6,3	Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)
	41,6	ЮТС	2,9	Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)
2	40	ВКВ	80,0	Вр
	40	БС	16,7	Вр
	10	БС	5,6	Кш
	10	БИС	9,1	Вр
3	50	ВКВ	100	Кш
	12,5	БС	4,2	Вр
	12,5	БИС	5,0	Кш
	12,5	БВ	8,3	Кш
	12,5	ЮТС	0,6	Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)
4	57,2	БС	75,0	Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)
	4,8	БИС	1,4	Бш
	4,8	БВ	2,8	Тр (Кз, Зв)
4	33,4	ЮТС	4,0	Тр (Кз, Чп)
5	68,5	БС	54,2	Вр
	5,3	ВКВ	20,0	Вр
	14,3	БС	16,7	Кш
	5,3	БИС	9,1	Вр
	5,3	БВ	25,0	Вр
6	73,4	БС	78,6	Бш
	6,7	БС	4,2	Вр
	6,7	БИС	5,0	Кш
	13,4	ЮТС	1,1	Тр (Кз, Чп)
7	40,9	БС	50,0	Кш
	22,8	БС	20,8	Вр
	9,1	БС	14,3	Бш
	4,6	БИС	9,1	Вр
	18,2	БИС	20,0	Кш
	9,1	БВ	8,3	Кш
8	100	ЮСД	80,0	Вр
9	100	ЮСД	100	Бш

Продолжение табл. 1.14

Группа	Количество объектов, входящих в группу, %	Приуроченность к тектоническому элементу	Количество объектов, входящих в тектонический элемент, %	Приуроченность к стратиграфическому элементу
10	91,6	БИС	90,4	Тр (Кз, Чп, Зв)
	2,9	БС	12,5	Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)
	1,4	БВ	2,8	Тр (Кз, Зв)
	2,9	ЮТС	1,1	Тр (Кз, Чп)
11	60	БИС	54,5	Вр
	30	БС	16,7	Кш
	10	БИС	5,0	Кш
12	72,3	БИС	65,0	Кш
	5,6	БС	7,1	Бш
	5,6	БС	5,6	Кш
	5,6	БИС	1,4	Тр (Кз, Чп, Зв)
	11,2	БИС	18,2	Вр
13	88,6	БВ	86,1	Тр (Кз, Зв)
	2,9	БВ	8,3	Кш
	8,6	ЮТС	1,7	Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)
14	66,6	БВ	50,0	Вр
	33,4	БИС	20,0	Вр
15	46,2	БВ	75,0	Бш
	7,7	БС	5,6	Кш
	7,7	БИС	1,4	Тр (Кз, Чп, Зв)
15	7,7	БВ	25,0	Вр
	15,4	БВ	16,7	Кш
	15,4	ЮТС	1,1	Тк (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)
16	50,0	БВ	50,0	Кш
	25,0	БИС	4,1	Тр (Кз, Чп, Зв)
	12,5	БВ	5,6	Тр (Кз, Зв)
	12,5	БВ	12,5	Бш
17	40	БВ	100	Пд
	20	БВ	2,8	Тр (Кз, Зв)
	20	БВ	8,3	Кш
	20	ЮТС	0,6	Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)
18	98,1	ЮТС	86,8	Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)
	0,7	БС	6,3	Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)
	0,7	БИС	1,4	Тр (Кз, Чп, Зв)
	0,7	БВ	12,5	Бш
19	100	ЮТС	100	Ал

Восемьдесят процентов залежей верейского возраста Верхне-Камской впадины включают в себя 40 % объектов данной группы. Аналогичный вклад вносят объекты верейского горизонта Башкирского свода, а залежи каширского горизонта БС и верейского Бирской седловины составляют не менее 10 %.

Все рассматриваемые залежи каширского горизонта ВКВ обеспечивают половину объектов третьей группы. По 12,5 % составляет вклад верейских объектов Башкирского свода, каширских залежей Бирской седловины и Благовещенской впадины, а также турнейских залежей Южно-Татарского свода. Интересен факт сходства объектов не только различных тектонических элементов, но и объектов, приуроченных к разным стратиграфическим горизонтам и ярусам. Однако количество таких объектов незначительно.

Более 50 % объектов четвертой группы составляют три четверти залежей турнейского яруса Башкирского свода. С использованием элементов моделирования были определены объекты-аналоги в условиях турнейского яруса Благовещенской впадины и башкирского яруса Бирской седловины. Не менее третьей части данной группы состоит из залежей турнейского яруса Южно-Татарского свода. Отметим, что поиск объектов-аналогов для данных залежей можно осуществлять как в несопредельных участках, так и в иных стратиграфических комплексах.

Более половины рассматриваемых верейских залежей Башкирского свода составляют 68,5 % объектов пятой группы. Остальные объекты этой группы принадлежат верейским объектам, сопредельным Верхне-Камской впадине, Бирской седловине и Благовещенской впадине. Определенное сходство с объектами этой группы имеют залежи каширского горизонта БС.

Основу шестой группы составляют 78,6 % залежей башкирского яруса Башкирского свода. Эти объекты составляют 73,4 % от объектов группы. Из Таблицы 14 видно, что как и в случае с третьей группой, залежи-аналоги приурочены к иным стратиграфическим горизонтам и ярусам как в пределах самого Башкирского свода (верейские залежи), так и в пределах прилегающей к

нему Бирской седловины (каширские залежи) и несопредельного Южно-Татарского свода (турнейские залежи).

До 70 % объектов седьмой группы относятся к каширским отложениям Башкирского свода, Бирской седловины и Благовещенской впадины. Анализ распределения объектов в осях КДФ показывает, что объекты Башкирского свода составляют до 40 % от общего объема группы. Объекты-аналоги в количестве менее 30 % установлены в других тектонико-стратиграфических единицах, например, в башкирском ярусе БС (9,1 %). Это подтверждает следующее предположение: объекты верейского и каширского горизонтов хоть и приурочены к различным элементам, но с точки зрения геологического строения объектов имеют ряд сходств, что позволяет использовать накопленный опыт разработки в решение различных задач.

Объекты групп 8 и 9 полностью сформированы залежами соответственно верейского горизонта и башкирского яруса Юрюзано-Сылвенской депрессии. Причем практически все рассматриваемые объекты этих тектонико-стратиграфических элементов вошли в эти группы.

В десятую группу объектов входит более чем 90 % объектов турнейского яруса Бирской седловины. Значительно меньшее число объектов-аналогов установлены для турнейских отложений Башкирского и Южно-Татарского сводов, а также Благовещенской впадины.

Шестьдесят процентов объектов одиннадцатой группы составляют залежи верейского горизонта Бирской седловины, 30 % – каширского горизонта Башкирского свода и 10 % – каширского горизонта БИС. Более половины объектов верейского горизонта Бирской седловины входят в состав этой группы. Представленный расклад подтверждает полученный ранее вывод о большом сходстве объектов верейского и каширского горизонтов.

Объекты двенадцатой группы на 72,3 % состоят из залежей каширского горизонта Бирской седловины, которые составляют 65 % от общего количества залежей этого возраста в пределах БИС. Кроме того, в эту группу вошли отдельные залежи верейского горизонта Бирской седловины и каширского

горизонта Башкирского свода. Интересен факт наличия объектов-аналогов в башкирском ярусе Башкирского свода и в турнейском ярусе Бирской седловины. Однако количество их весьма незначительно на фоне того, что количество объектов каширского и верейского горизонтов составляет в сумме почти 90 %.

Около 90 % залежей турнейского яруса Благовещенской впадины составили 88,6 % объектов тринадцатой группы. Залежи-аналоги в небольшом количестве (8,6 %) присутствуют в пределах Южно-Татарского свода.

Для четырнадцатой группы установлено следующее распределение объектов: две трети и одна треть от общего числа объектов приурочены к залежам верейского горизонта Бирской седловины и Благовещенской впадины.

Почти половина объектов пятнадцатой группы составляют залежи башкирского яруса Благовещенской впадины, что составляет три четверти всех объектов данного возраста БВ. Этим объектам близки отдельные залежи этого же тектонического элемента, приуроченные к верейскому и каширскому горизонтам, а также единичные залежи турнейского возраста, приуроченные к БИС и ЮТС.

Более 50 % объектов шестнадцатой группы приурочены к залежам Благовещенской впадины. Сравнительный анализ результатов дифференциации показывает, что в данном тектоническом элементе прослеживается наличие единичных объектов-аналогов.

Семнадцатая группа объектов на 60 % состоит из каширо-подольских залежей Благовещенской впадины, причем все подольские залежи входят в эту группу. Единичные залежи турнейского яруса БВ и ЮТС весьма близки по геолого-физическим параметрам к залежам этих стратиграфических комплексов.

Около 90 % залежей турнейского яруса Южно-Татарского свода почти полностью определяют состав восемнадцатой группы объектов. Лишь единичные залежи этого возраста Башкирского свода и Бирской седловины, а также башкирского яруса Благовещенской впадины могут служить объектами-аналогами этой группы залежей.

И наконец, в девятнадцатую группу вошли все объекты, приуроченные к алексинскому горизонту Южно-Татарского свода (Таблицу 1.14).

Среди объектов пермской системы выделено пять групп, а после проведения ДА процент верно сгруппированных объектов составил 98,8 (Таблица 1.15, Рисунок 1.13б).

Таблица 1.15 – Соотношение объектов в группах (карбонатные коллекторы, пермская система)

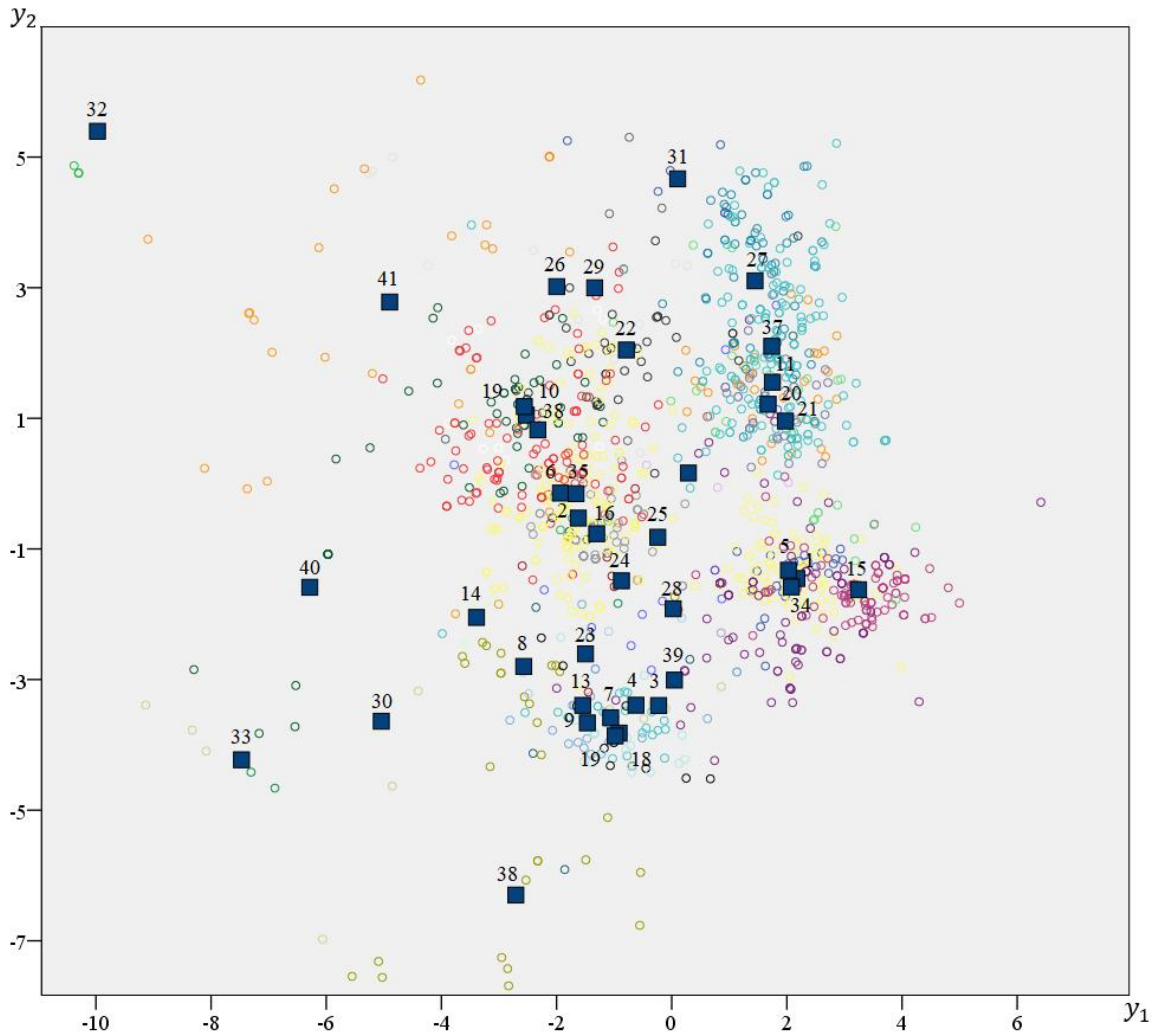
Группа	Количество объектов, входящих в группу, %	Приуроченность к тектоническому элементу	Количество объектов, входящих в тектонический элемент, %	Приуроченность к стратиграфическому элементу
1	75,0	БВ	100	Кг, Асс, Арт, Ск
	25,0	БД	14,3	Ск, Арт
2	100	БД	85,0	Ск, Арт
3	100	ЮТС	100	Кг, Арт, Ск
4	10	ШИС	100	Кг, Асс, Ск, Арт
5	100	МД	100	Кг, Асс, Ск, Арт

В первую группу объектов входят абсолютно все объекты, приуроченные к рассматриваемому стратиграфическому элементу и составляющие до 75 % объектов в группе. Менее 25 % составляют залежи сакмарского и артинского возрастов Бельской депрессии.

Невошедшие в первую группу залежи Бельской депрессии составили группу объектов 2. Третья, четвертая и пятая группы объектов включают в себя залежи кунгурского, ассельского, артинского и сакмарского ярусов соответственно Южно-Татарского свода, Шихано-Ишимбайской седловины и Мраковской депрессии (Таблица 1.15). Из Рисунка 1.13б видно, что объекты данного возраста значительно различаются друг от друга в зависимости от тектонической приуроченности.

В рамках необходимости снижения уровня неопределенности при реализации этапов моделирования с использованием систем идентификации и релевантного поиска объектов-аналогов дискриминантный анализ был осуществлен также и по общему объему геолого-промысловой информации, который позволяет решать широкий круг задач разработки активов недропользователей. Распределение объектов и центроиды групп в осях КДФ представлены на Рисунке 1.14. Сравнение относительных площадей зон неопределенности показало, что в последнем варианте эти зоны в 6,5 раза больше, чем при раздельном группировании. Процент верно сгруппированных объектов во втором варианте снизился по сравнению с раздельным с 82,6 до 62,5.

Таким образом, представленный алгоритм идентификаций объектов ВУНГП с поэтапным разделением объектов, использованием Рисунков 1.11–1.13, Таблиц 1.16, 1.17, 1.18, формулы евклидова расстояния (1.15), формул (1.1)–(1.14) позволяют существенно снизить погрешности определения объектов-аналогов и снизить риски принятия ошибочных решений при принятии управляющих решений по повышению эффективности разработки как вновь вводимых в эксплуатацию месторождений, так и «зрелых», находящихся в поздней стадии разработки.



■ – центроиды групп;

объекты групп:

1 – ВКВ (Т, Б, Р, К); 2 – ВКВ (Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)); 3 – ВКВ (Вр);
 4 – ВКВ (Кш); 5- БС (Т, Б, Р, К); 6 – БС (Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)); 7 – БС (Вр);
 8 – БС (Бш); 9 – БС (Кш); 10 – БС (Фм); 11 – БС (Кн, Пш, Мл, Ар);
 12 – БС (Мд, Ас); 13 – ЮСД (Вр); 14 – ЮСД (Бш); 15 – БИС (Т, Р, БК);
 16 – БИС (Тр (Кз, Чп, Зв)); 17 – БИС (Вр); 18- БИС (Кш); 19 – БИС (Фм);
 20 – БИС (Кн, Пш, Мл, Тк); 21 – БВ (Т, Б, Р, К); 22 – БВ (Тр (Кз, Зв));
 23 – БВ (Вр); 24- БВ (Бш); 25- БВ (Кш); 26- БВ (Фм); 27 – БВ (Кн, Пш, Мл, Тк);
 28 – БВ (Пд); 29 – БВ (Мд, Ас); 30 – БВ (Кг, Мч); 31 – БД (Бс);
 32 – БД (Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)); 33 – БД (Арт, Ск, Асс, Кг);
 34 – ЮТС (Т, Б, Р); 35 – ЮТС (Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)); 36 – ЮТС (Фм);
 37 – ЮТС (Пш, Кн, Мл); 38 – ЮТС (Кг, Асс, Арт); 39 – ЮТС (Ал);
 40 – ШИС (Кг, Асс, Арт, Ск); 41 – МД (Кг, Асс, Арт, Ск)

Рисунок 1.14 – Распределение объектов ВУНГП в осях канонических дискриминантных функций

Таблица 1.16 – Значения КДФ в центроидах групп объектов ВУНГП, приуроченных к девонской, каменноугольной и пермской системам, представленных на рисунках 1.11–1.13

Тип коллектора	Система	Рисунок	Номер группы на рисунке	КДФ	
				y ₁	y ₂
Терригенный	Девонская	1.11а	1	1,62	–0,01
			2	2,00	–0,89
			3	0,12	1,37
			4	–0,79	–0,40
	Каменноугольная	1.11б	1	0,61	–0,98
			2	0,26	–0,63
			3	0,86	1,09
			4	–3,01	0,97
			5	–0,40	–0,67
Карбонатный	Девонская	1.13а	1	0,64	1,89
			2	0,53	1,12
			3	0,06	0,77
			4	1,91	–2,15
			5	2,37	–1,68
			6	5,02	–1,93
			7	–1,07	–0,65
Карбонатный	Каменноугольная	1.13б	1	1,66	–2,07
			2	–3,70	1,41
			3	3,55	0,90
			4	1,79	–0,53
			5	–3,64	1,13
			6	–2,70	0,28
			7	–3,32	0,57
			8	–4,03	3,22
			9	–2,89	2,75
			10	–0,21	–1,97
			11	–4,41	0,64
			12	–3,80	–0,51

Продолжение табл. 1.16

Тип коллектора	Система	Рисунок	Номер группы на рисунке	КДФ	
				y_1	y_2
Карбонатный	Каменноугольная	1.13б	13	3,31	3,31
			14	–2,56	1,66
			15	–0,86	2,04
			16	0,16	0,96
			17	–0,21	–1,06
			18	1,07	–0,36
			19	–2,34	0,41
	Пермская	1.12	1	–1,94	–0,29
			2	–1,89	2,65
			3	–5,05	–1,28
			4	–0,46	1,67
			5	2,95	–0,54

Таблица 1.17 – Коэффициенты КДФ для проведения процедуры идентификации с использованием Рисунка 1.11, Таблицы 1.16, уравнения (1.15)

Тип коллектора	Терригенный			
	Девонская		Каменноугольная	
Система				
КДФ	y_1	y_2	y_1	y_2
Параметры уравнения	Коэффициенты			
$H_{\text{зал}}$	0,002	0,002	–0,001	0,002
$H_{\text{общ}}$	–0,006	–0,023	–0,019	0,036
H_3	0,485	0,096	–0,158	–0,293
$H_{\text{п}}$	–0,783	–0,248	0,302	0,290
$m_{\text{г}}$	13,216	–9,901	1,201	20,570
$K_{\text{н}}$	4,443	1,740	2,179	–3,528
$K_{\text{прон}}$	–2,129	1,123	0,551	1,350
$K_{\text{п}}$	–1,792	–0,523	–0,060	2,192
$K_{\text{р}}$	–0,689	0,279	0,344	0,215
$t_{\text{пл}}$	–0,145	–0,067	–0,072	–0,074
$P_{\text{пл}}$	–0,082	0,017	–0,161	0,363
$\mu_{\text{н}}$	0,032	–0,04	–0,001	–0,030

Продолжение табл. 1.17

Тип коллектора	Терригенный			
Система	Девонская		Каменноугольная	
КДФ	y_1	y_2	y_1	y_2
Параметры уравнения	Коэффициенты			
ρ_n	40,191	5,776	12,061	61,426
ρ'_n	-4,706	31,618	-5,608	-37,843
β	18,456	12,826	5,941	20,803
$P_{нас}$	0,014	0,098	0,175	-0,079
G	-0,01	0,001	-0,040	-0,020
μ_v	2,008	-0,843	2,052	0,819
ρ'_v	-4,986	-20,157	2,377	16,631
M	0,001	-0,002	0,007	0,003
Константа	-47,573	-23,787	-17,641	-70,688
Номер уравнения	1.18	1.19	1.20	1.21

Таблица 1.18 – Коэффициенты КДФ для проведения процедуры идентификации с использованием Рисунка 1.11, Таблицы 1.16, уравнения (1.15)

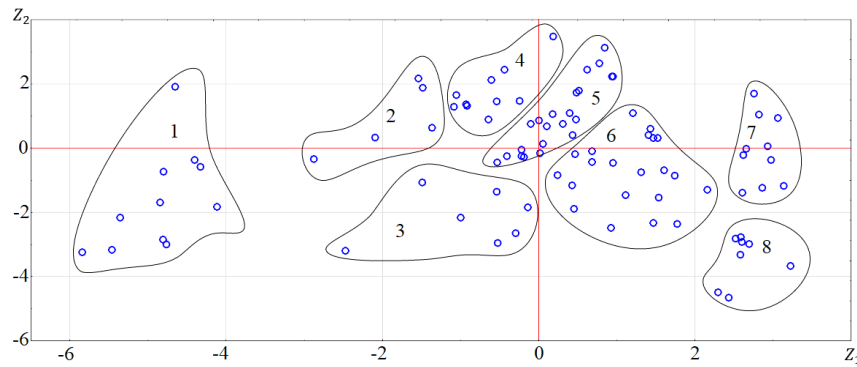
Тип коллектора	Карбонатный					
Система	Девонская		Каменноугольная		Пермская	
КДФ	y_1	y_2	y_1	y_2	y_1	y_2
Параметры уравнения	Коэффициенты					
$H_{зал}$	0,005	0,002	0,034	0,023	-0,001	-0,007
$H_{общ}$	-0,010	-0,003	0,726	0,649	0,003	0,014
H_3	0,094	-0,074	15,009	14,084	0,016	-0,009
H_n	-0,581	0,470	-10,364	-10,756	0,004	0,006
m_r	0,333	8,305	-216,162	37,089	-5,984	2,036
K_n	2,277	2,666	-92,185	-119,968	8,083	5,837
$K_{прон}$	-2,961	-5,820	-441,864	-351,127	-0,661	-3,683
K_n	1,544	-1,545	10,615	3,784	-0,938	0,517
K_p	-0,168	0,193	-21,484	-21,253	0,018	0,035

Продолжение табл. 1.18

Тип коллектора	Карбонатный					
Система	Девонская		Каменноугольная		Пермская	
КДФ	y_1	y_2	y_1	y_2	y_1	y_2
Параметры уравнения	Коэффициенты					
$t_{пл}$	0,034	-0,070	-2,378	-2,406	-0,024	0,047
$P_{пл}$	-0,174	-0,105	8,063	6,966	0,350	0,545
μ_n	0,021	0,015	-8,655	-8,664	-0,009	0,031
ρ_n	-19,416	27,396	8254,464	8199,492	16,260	-2,218
ρ'_n	45,656	4,045	3480,967	3345,882	2,872	13,245
β	7,592	10,217	7057,387	7120,143	-2,331	7,333
$P_{нас}$	0,028	0,251	1,091	0,262	0,083	-0,224
G	0,025	-0,024	-6,775	-6,761	0,022	0,002
μ_v	0,021	0,015	-8,655	-8,664	-0,009	0,031
ρ'_v	-4,446	-6,097	4256,518	4212,818	2,883	-3,084
M	0,002	0,004	0,136	0,083	0,0001	-0,004
Константа	-31,354	-36,884	-11323,438	-11113,257	-22,823	-17,862
Номер уравнения	1.22	1.23	1.24	1.25	1.26	1.27

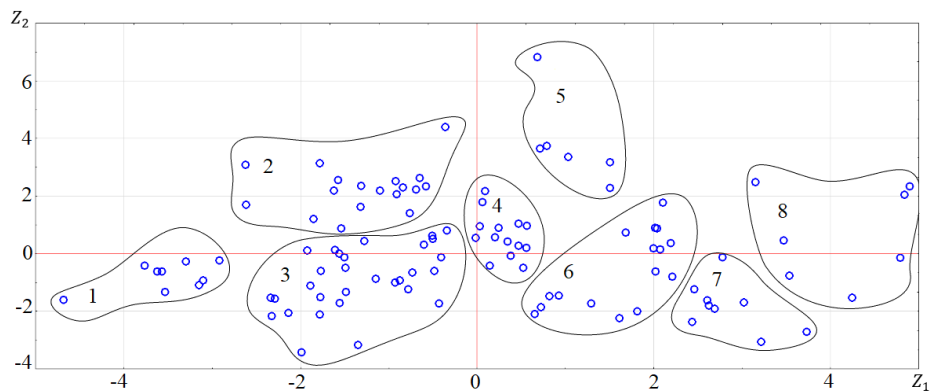
1.5 Глубокая дифференциация залежей на количественно-качественном уровне с использованием факторного анализа

Глубокая дифференциация объектов выделенных групп проводилась с использованием МГК. Объекты каждой группы рассматривались в пространстве первых двух главных компонент, которые, как правило, объясняют около 70 % общей дисперсии 20 рассматриваемых параметров, представленных в Таблице 1.1. На Рисунках 1.15 и 1.16 представлены примеры дифференциации объектов на более мелкие группы в пределах уже выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу, с учетом типа коллектора и принадлежности к той или иной стратиграфической системе.



— зона сосредоточения относительно однородных групп объектов

Рисунок 1.15 – Распределение залежей 18-ой группы объектов в карбонатных коллекторах каменноугольной системы (таблица 1.14)



— зона сосредоточения относительно однородных групп объектов

Рисунок 1.16 – Распределение залежей 4-ой группы объектов в терригенных коллекторах девонской системы (таблица 1.11)

На Рисунке 1.15 представлены турнейские залежи Южно-Татарского свода, Бирской седловины и Благовещенской впадины, составляющие 18 группу карбонатных коллекторов каменноугольной системы. В осях первых двух главных компонент Z_1 и Z_2 выделено восемь групп объектов.

На Рисунке 1.16 представлены девонские объекты в терригенных коллекторах Южно-Татарского свода, а также отдельные объекты кыновского, пашийского, муллинского и ардатовского горизонтов Башкирского свода, Бирской седловины и Благовещенской впадины, составляющие 4 группу терригенных коллекторов девонской системы. В осях Z_1 и Z_2 также выделено

восемь групп объектов по значениям параметров, используемых для характеристики особенностей геологического строения залежей.

Аналогичная процедура была проведена по всем выделенным группам объектов, представленным в Таблицах 1.11–1.14. Эти группы в дальнейшем будем называть мегагруппой. Далее был проведен дискриминантный анализ для вновь созданных групп по значениям главных компонент рассматриваемых объектов. Из Таблицы 1.19 видно, что процент верно сгруппированных объектов изменяется от 85,5 до 100 %, составляя в среднем 96,8 %, что является весьма высоким показателем степени идентификации объектов и данное деление можно достаточно эффективно использовать при применении метода аналогий в условиях ВУНГП.

Таблица 1.19 – Значения процента верно сгруппированных объектов с использованием МГК и ДА

Тип коллектора	Система	Номер мега-группы из таблиц 1.10–1.13	Процент верно сгруппированных объектов	Тип коллектора	Система	Номер мега-группы из таблиц 1.10–1.13	Процент верно сгруппированных объектов
Терригенный	Девонская	1	100	Карбонатный	Каменно-угольная	6	100
		2	100			7	100
		3	91,8			8	100
		4	93,9			9	100
	Каменно-угольная	1	100			10	100
		2	94,4			11	100
		3	85,5			12	95,7
		4	96,4			13	95,0
		5	88,1			14	100
	Девонская	1	97,2			15	91,7
		2	100			16	100
		3	100			17	100
		4	88,9			18	90,9
		5	100			19	95,0
		6	93,8			20	100
		7	89,5		Пермская	1	100
Карбонатный	Каменно-угольная	1	92,3			2	100
		2	100			3	94,7
		3	100			4	100
		4	100			5	100
		5	92,9				

Исходя из полученных результатов, на Рисунках 1.17–1.26 представлена схема идентификации залежей ВУНГП для решения вопросов управления разработкой с целью увеличения отдачи активов недропользователей.

Условные обозначения к рисункам представлены в Таблице 1.20.

Таблица 1.20 – Условные обозначения к рисункам 1.17–1.26

Условное обозначение	Расшифровка
1. Терригенный 2. Карбонатный	Тип коллектора
1 Девонская 5 Пермская	Стратиграфическая система
1 БС 5 МД	Индекс тектонического элемента
1 Кн, Пш, Мл, Ар 5 Кг, Арт, Асс, Ск	Индекс стратиграфической единицы (горизонт, ярус)
=====	Связь с основными объектами групп
-----	Связь с второстепенными объектами основных групп
1.2.1.1.	Номера выделенных групп
1.2.1.1.1	Номера групп, выделенных при глубокой идентификации
$Z_1^{\min}, Z_2^{\min}$	Минимальное значение первых двух главных компонент для группы
$Z_1^{\max}, Z_2^{\max}$	Максимальное значение первых двух главных компонент для группы
$Z_1^{\text{ц}}, Z_2^{\text{ц}}$	Значения первых двух главных компонент в центроидах групп

При глубокой идентификации в осях главных компонент объектов групп, представленных в Таблицах 1.11–1.14, выделено, как видно из схем на Рисунках 1.17–1.26, 133 группы объектов.

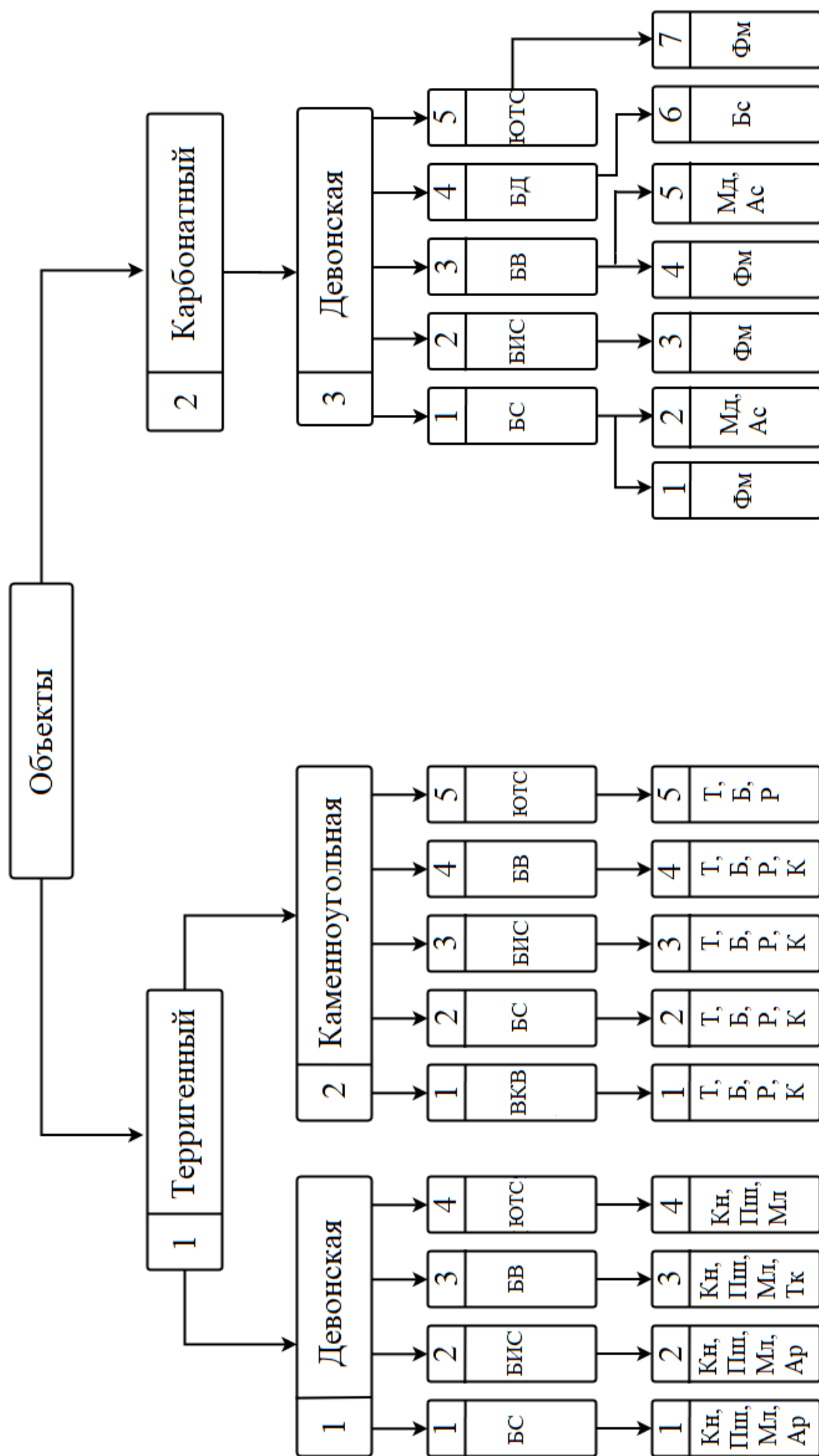


Рисунок 1.17 – Схема для решения вопросов идентификации объектов добычи нефти ВУНГП

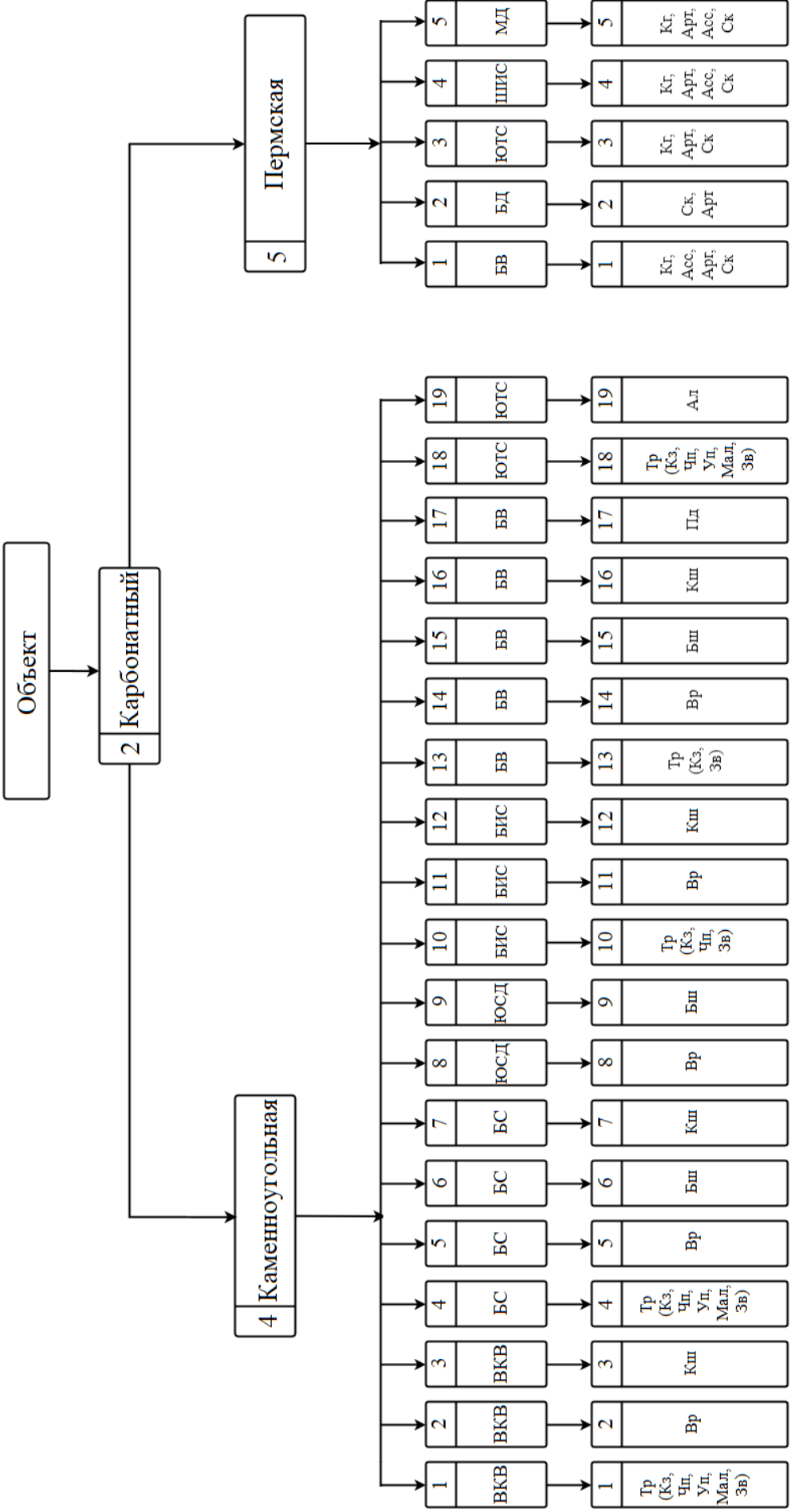


Рисунок 1.18 – Схема для решения вопросов идентификации объектов добычи нефти ВУНГП

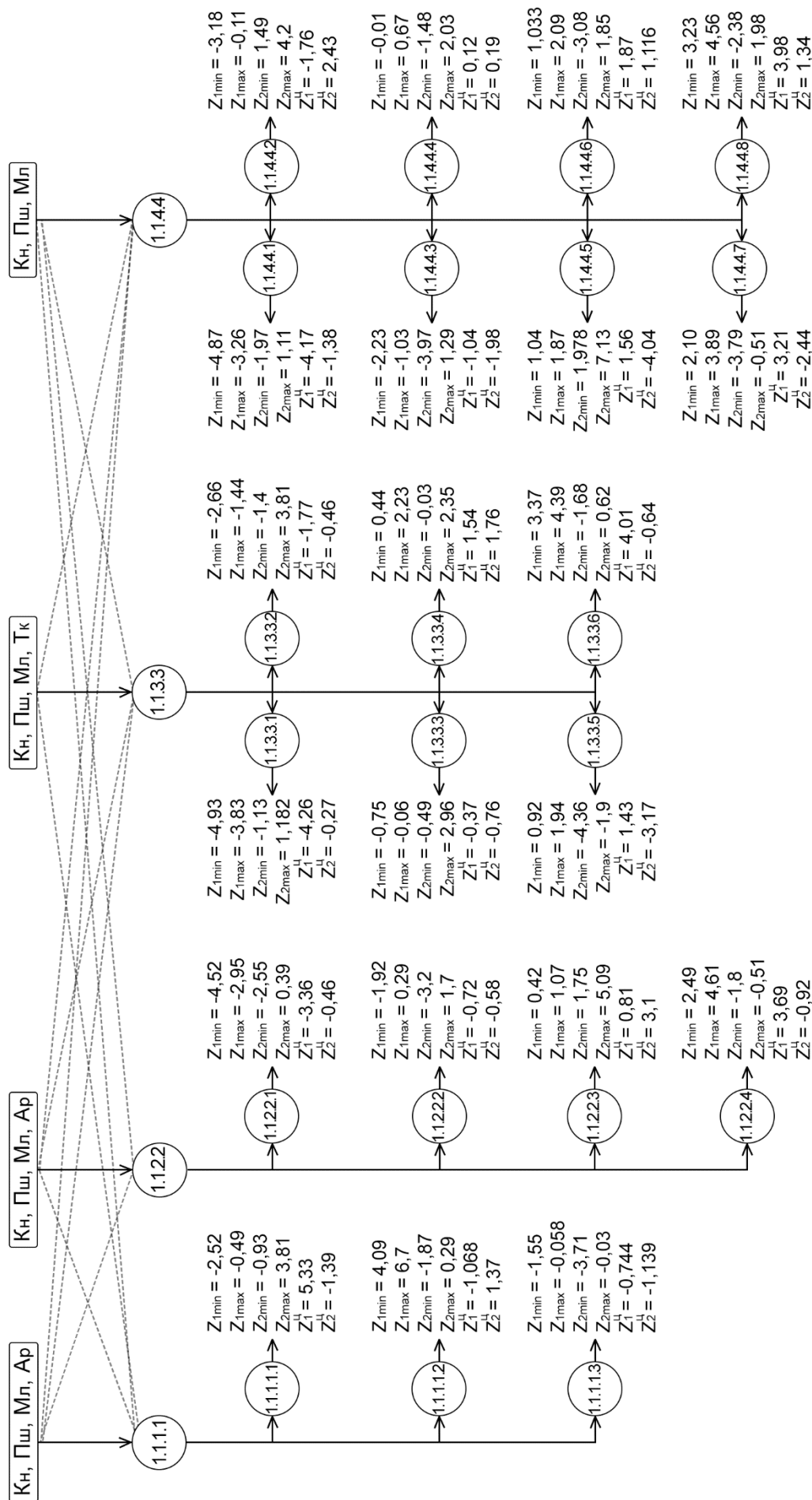


Рисунок 1.19 – Схема для решения вопросов идентификации объектов добычи нефти ВУНГП (терригенный, девонская)

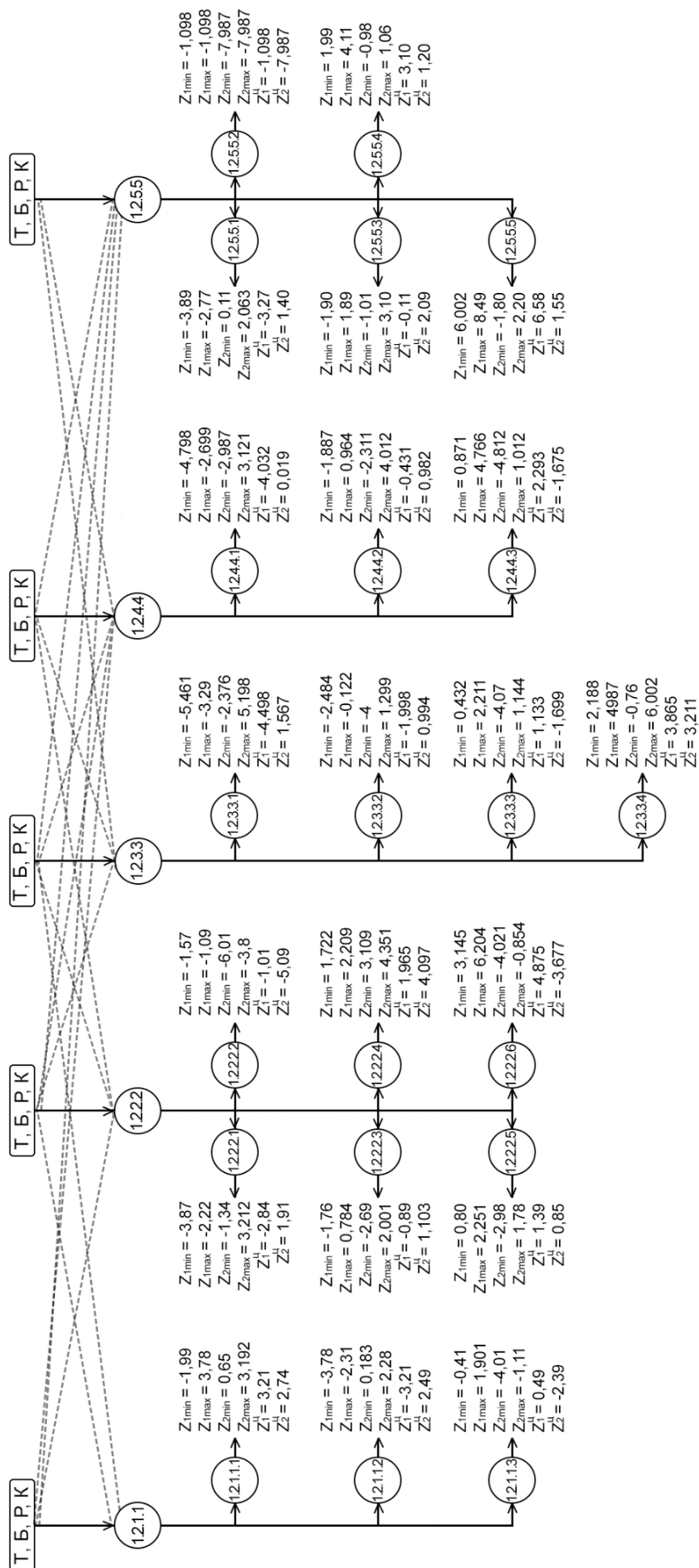


Рисунок 1.20— Схема для решения вопросов идентификации объектов добычи нефти ВУНПП (терригенный, каменноугольная)

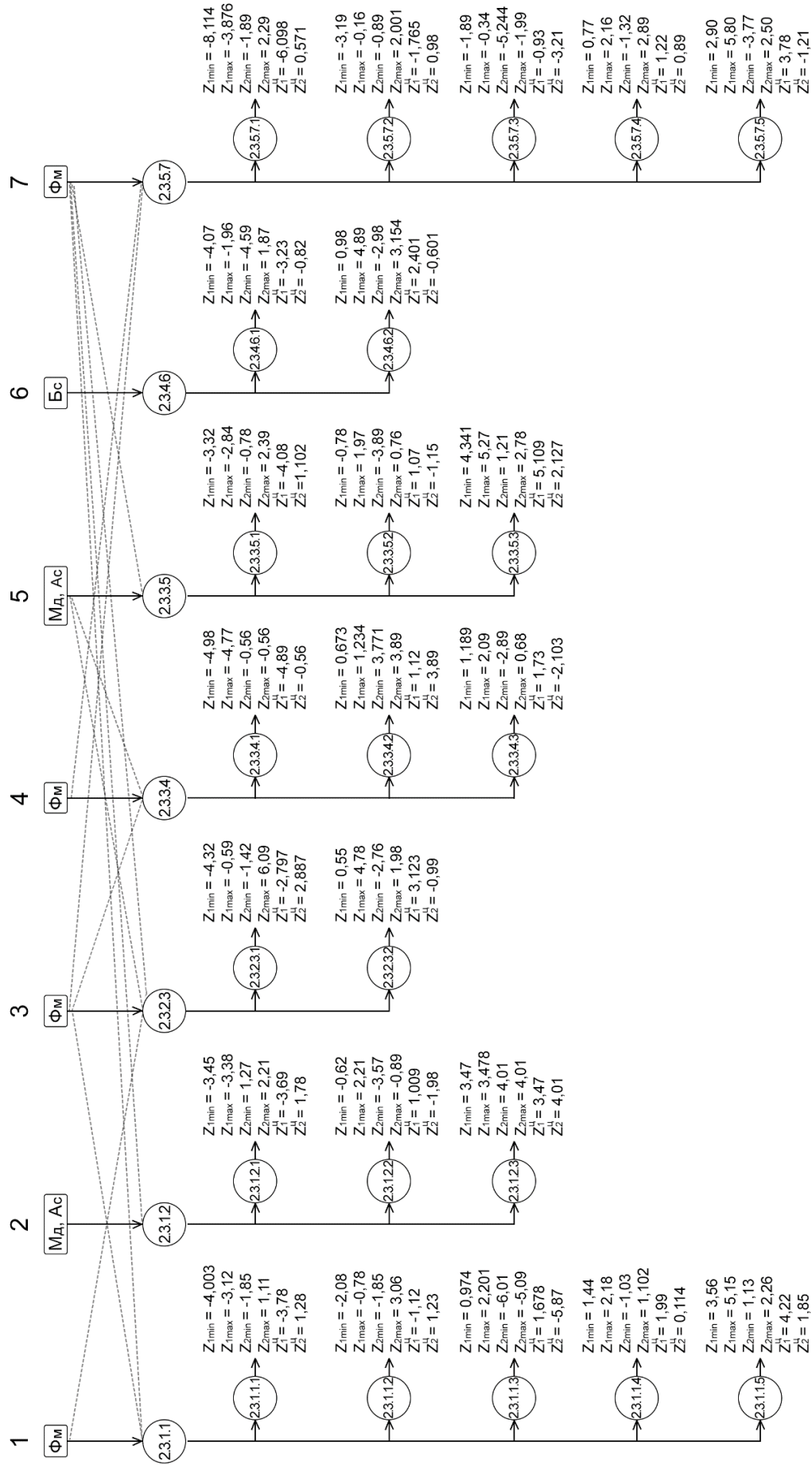


Рисунок 1.21— Схема для решения вопросов идентификации объектов добычи нефти ВУНГП (карбонатный, девонская)

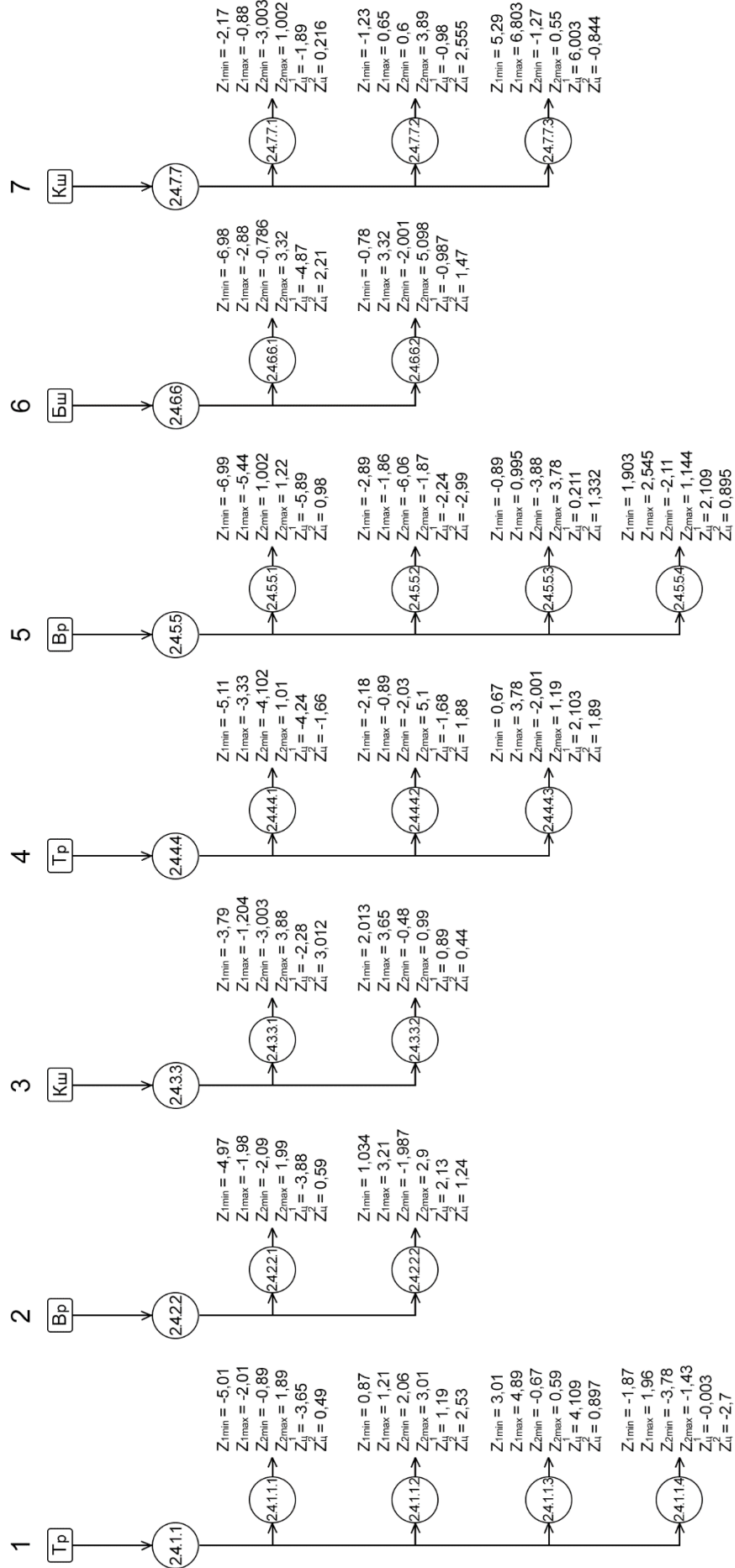


Рисунок 1.22 – Схема для решения вопросов идентификации объектов добычи нефти ВУНПП

(карбонатный, каменноугольная)

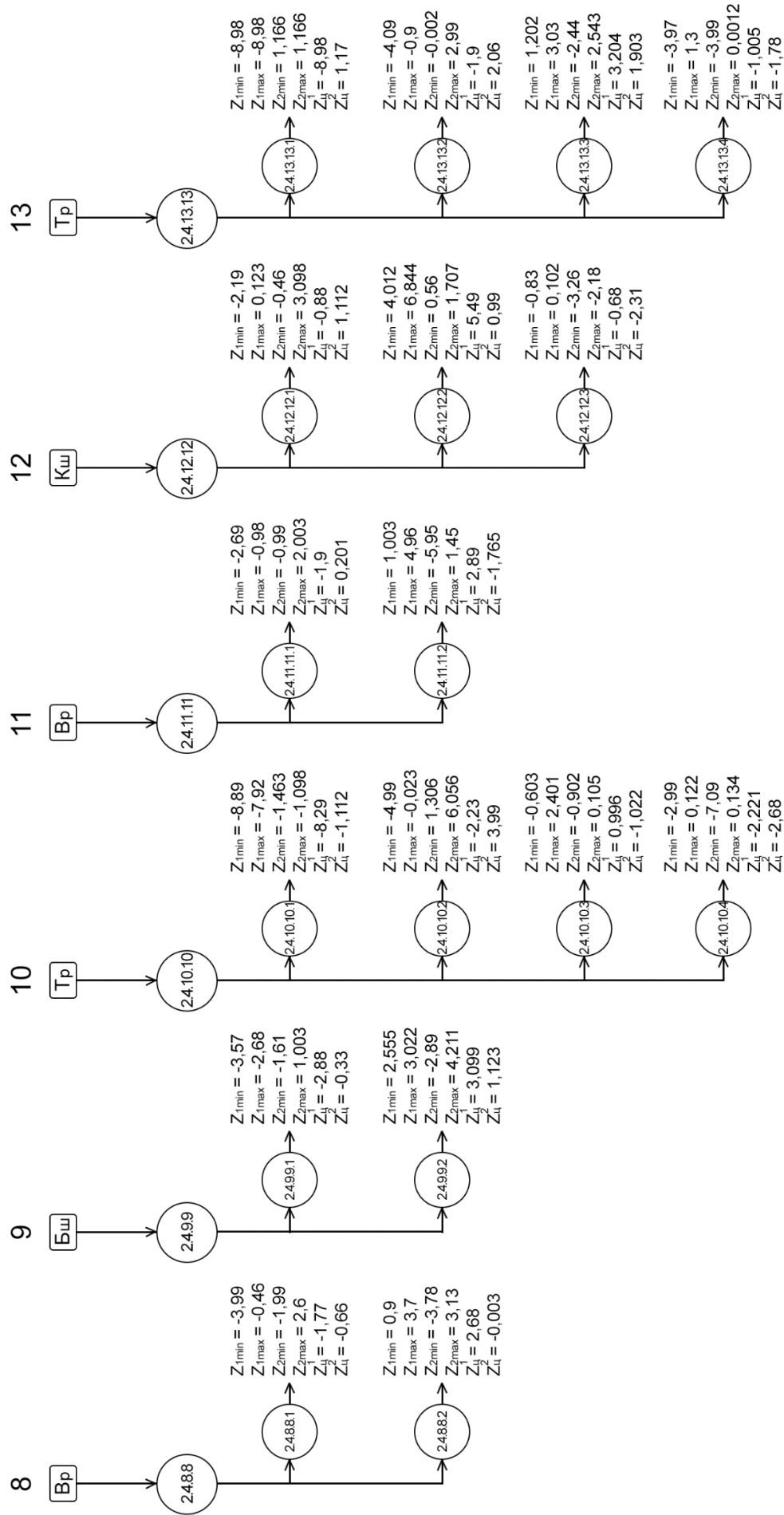


Рисунок 1.23 – Схема для решения вопросов идентификации объектов добычи нефти ВУНПП (карбонатный, каменноугольная)

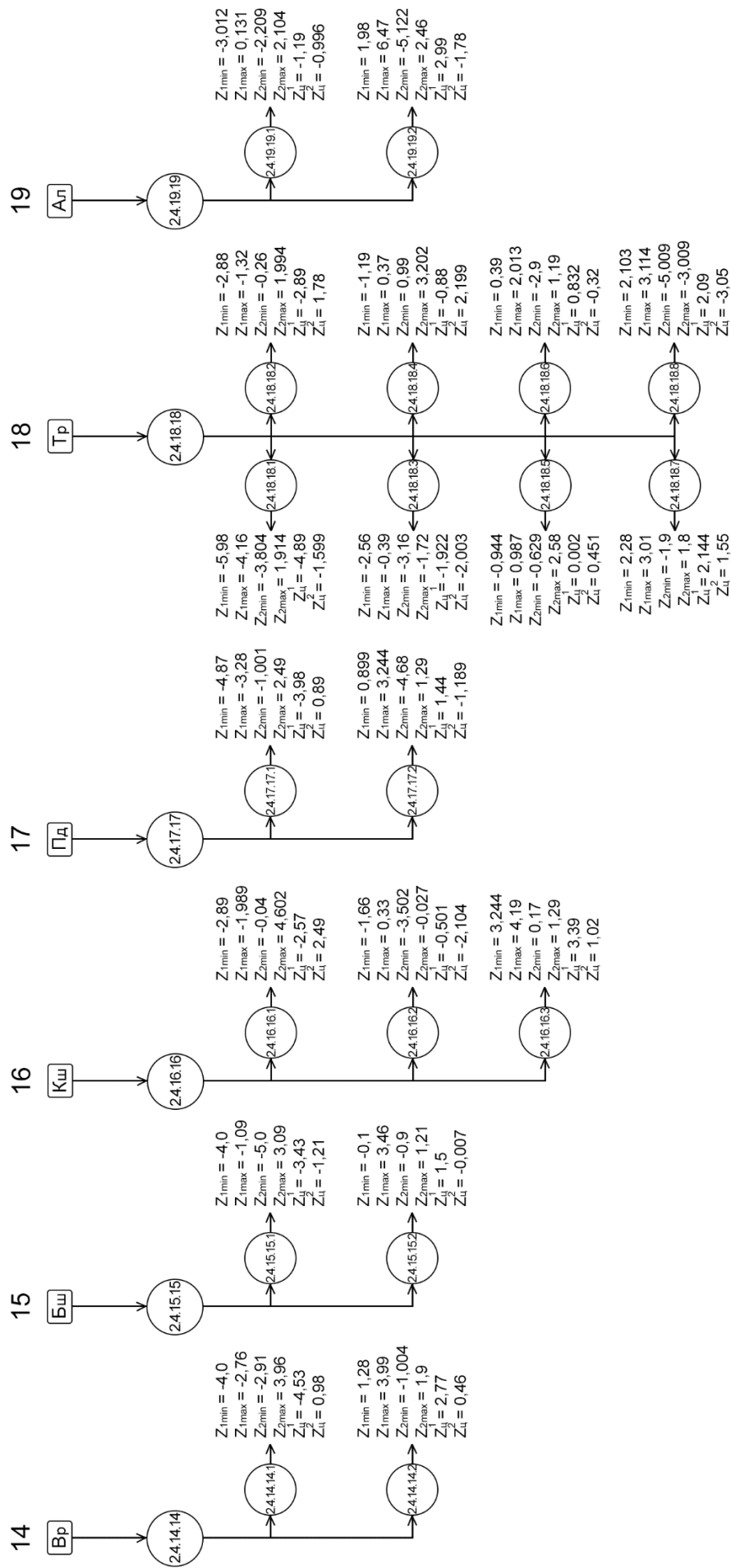


Рисунок 1.24 – Схема для решения вопросов идентификации объектов добычи нефти ВУНГП (карбонатный, каменноугольная)

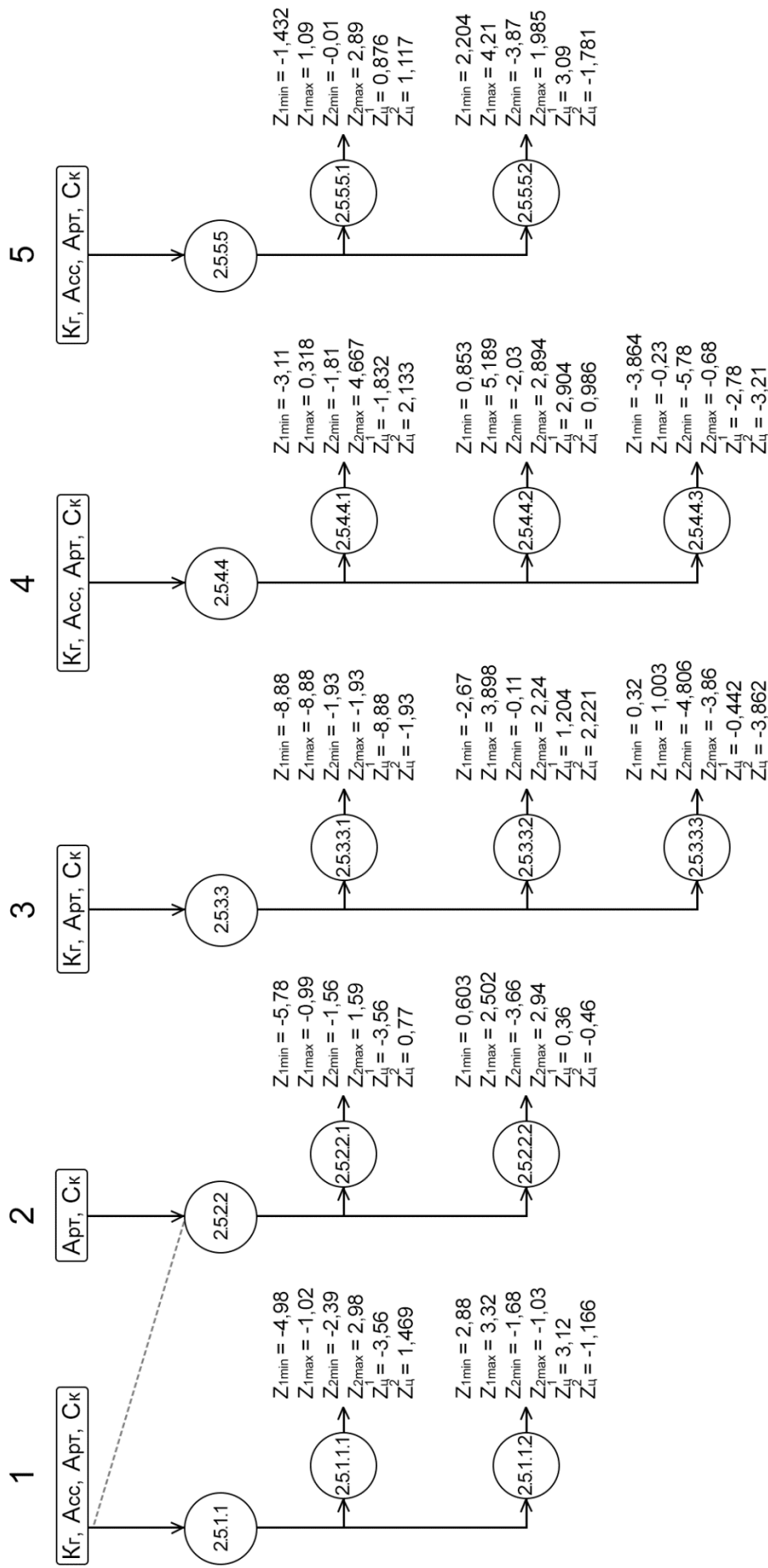


Рисунок 1.25 – Схема для решения вопросов идентификации объектов добычи нефти ВУНГП (карбонатный, пермская)

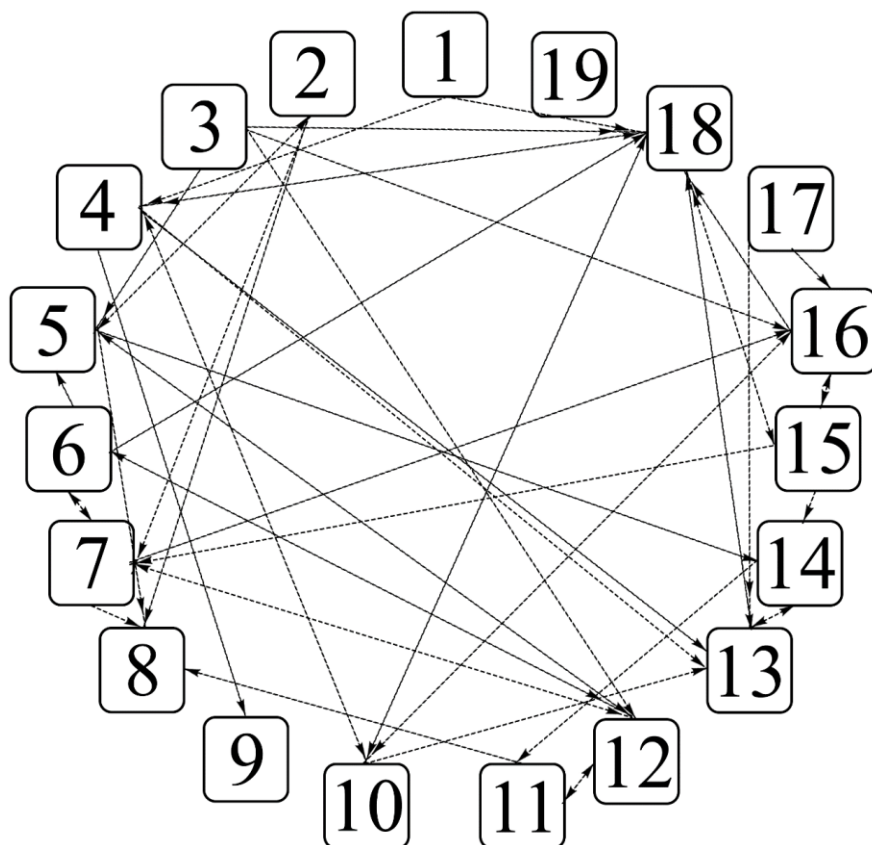


Рисунок 1.26 – Схема решения вопросов идентификации объектов добычи нефти ВУНГП (карбонатный, каменноугольная)

Для успешного поиска объектов-аналогов для залежей, вводимых в разработку, на схемах приведены интервалы изменения значений главных компонент отдельно по группам и значения их в соответствующих центроидах. Сами значения главных компонент можно рассчитать по группам по формулам:

- для группы 1.1.1.1:

$$\begin{aligned}
 Z_1 = & 0,418H_{\text{зал}} + 0,182H_{\text{общ}} + 0,226H_9 + 0,483H_{\Pi} + 0,337m_{\Gamma} - \\
 & - 0,027K_{\text{H}} + 0,011K_{\text{прон}} + 0,104K_{\Pi} - 0,038K_{\text{p}} + 0,552t_{\text{пл}} + \\
 & + 0,408P_{\text{пл}} + 0,953\mu_{\text{H}} + 0,884\rho_{\text{H}} + 0,900\rho'_{\text{H}} - 0,699\beta - \\
 & - 0,561P_{\text{нас}} - 0,699G + 0,698\mu_{\text{B}} + 0,129\rho'_{\text{B}} - 0,392M;
 \end{aligned} \tag{1.28}$$

$$\begin{aligned}
 Z_2 = & 0,614H_{\text{зал}} + 0,182H_{\text{общ}} + 0,226H_9 + 0,483H_{\Pi} + 0,337m_{\Gamma} + \\
 & + 0,431K_{\text{H}} - 0,570K_{\text{прон}} - 0,843K_{\Pi} + 0,759K_{\text{p}} + 0,391t_{\text{пл}} + \\
 & + 0,083P_{\text{пл}} - 0,086\mu_{\text{H}} - 0,217\rho_{\text{H}} - 0,168\rho'_{\text{H}} + 0,145\beta - \\
 & - 0,464P_{\text{нас}} + 0,124G - 0,039\mu_{\text{B}} + 0,533\rho'_{\text{B}} + 0,415M;
 \end{aligned} \tag{1.29}$$

- для группы 1.1.2.2:

$$\begin{aligned}
 Z_1 = & -0,685H_{\text{зал}} + 0,301H_{\text{общ}} - 0,023H_3 + 0,098H_{\Pi} - 0,415m_{\Gamma} + \\
 & + 0,561K_{\text{H}} - 0,116K_{\text{прои}} + 0,118K_{\Pi} - 0,255K_p + 0,004t_{\text{пл}} - \\
 & - 0,659P_{\text{пл}} - 0,787\mu_{\text{H}} - 0,849\rho_{\text{H}} - 0,888\rho'_{\text{H}} + 0,760\beta + \\
 & + 0,505P_{\text{нас}} + 0,848G + 0,401\mu_{\text{B}} + 0,552\rho'_{\text{B}} + 0,172M;
 \end{aligned} \tag{1.30}$$

$$\begin{aligned}
 Z_2 = & -0,114H_{\text{зал}} + 0,738H_{\text{общ}} + 0,845H_3 + 0,512H_{\Pi} + 0,290m_{\Gamma} + \\
 & + 0,210K_{\text{H}} + 0,284K_{\text{прои}} - 0,276K_{\Pi} + 0,749K_p + 0,761t_{\text{пл}} + \\
 & + 0,072P_{\text{пл}} + 0,066\mu_{\text{H}} - 0,124\rho_{\text{H}} + 0,154\rho'_{\text{H}} - 0,074\beta - \\
 & - 0,408P_{\text{нас}} - 0,076G + 0,083\mu_{\text{B}} + 0,402\rho'_{\text{B}} + 0,742M;
 \end{aligned} \tag{1.31}$$

- для группы 1.1.3.3:

$$\begin{aligned}
 Z_1 = & 0,783H_{\text{зал}} + 0,329H_{\text{общ}} + 0,444H_3 + 0,431H_{\Pi} - 0,164m_{\Gamma} + \\
 & + 0,426K_{\text{H}} - 0,400K_{\text{прои}} + 0,404K_{\Pi} + 0,017K_p + 0,759t_{\text{пл}} + \\
 & + 0,687P_{\text{пл}} - 0,883\mu_{\text{H}} - 0,780\rho_{\text{H}} - 0,665\rho'_{\text{H}} + 0,914\beta - \\
 & - 0,300P_{\text{нас}} + 0,909G - 0,424\mu_{\text{B}} - 0,515\rho'_{\text{B}} - 0,593M;
 \end{aligned} \tag{1.32}$$

$$\begin{aligned}
 Z_2 = & 0,398H_{\text{зал}} - 0,436H_{\text{общ}} - 0,753H_3 - 0,281H_{\Pi} - 0,489m_{\Gamma} + \\
 & + 0,131K_{\text{H}} - 0,264K_{\text{прои}} - 0,141K_{\Pi} - 0,517K_p + 0,435t_{\text{пл}} + \\
 & + 0,370P_{\text{пл}} - 0,082\mu_{\text{H}} + 0,017\rho_{\text{H}} + 0,161\rho'_{\text{H}} - 0,143\beta - \\
 & - 0,222P_{\text{нас}} - 0,114G - 0,100\mu_{\text{B}} + 0,199\rho'_{\text{B}} + 0,329M;
 \end{aligned} \tag{1.33}$$

- для группы 1.1.4.4:

$$\begin{aligned}
 Z_1 = & 0,033H_{\text{зал}} + 0,372H_{\text{общ}} + 0,609H_3 + 0,555H_{\Pi} + 0,283m_{\Gamma} + \\
 & + 0,081K_{\text{H}} + 0,204K_{\text{прои}} - 0,182K_{\Pi} + 0,107K_p + 0,303t_{\text{пл}} + \\
 & + 0,142P_{\text{пл}} - 0,692\mu_{\text{H}} - 0,888\rho_{\text{H}} - 0,845\rho'_{\text{H}} + 0,860\beta + \\
 & + 0,713P_{\text{нас}} + 0,731G - 0,076\mu_{\text{B}} - 0,071\rho'_{\text{B}} + 0,241M;
 \end{aligned} \tag{1.34}$$

$$\begin{aligned}
 Z_2 = & 0,907H_{\text{зал}} - 0,251H_{\text{общ}} + 0,008H_3 + 0,077H_{\Pi} - 0,533m_{\Gamma} + \\
 & + 0,055K_{\text{H}} - 0,353K_{\text{прои}} + 0,251K_{\Pi} - 0,013K_p + 0,841t_{\text{пл}} + \\
 & + 0,849P_{\text{пл}} - 0,104\mu_{\text{H}} - 0,002\rho_{\text{H}} + 0,172\rho'_{\text{H}} + 0,049\beta + \\
 & + 0,085P_{\text{нас}} - 0,171G - 0,295\mu_{\text{B}} - 0,302\rho'_{\text{B}} - 0,191M;
 \end{aligned} \tag{1.35}$$

- для группы 1.2.1.1:

$$\begin{aligned}
 Z_1 = & 0,572H_{\text{зал}} - 0,195H_{\text{общ}} + 0,507H_3 + 0,279H_{\Pi} - 0,300m_{\Gamma} + \\
 & + 0,252K_{\text{H}} + 0,804K_{\text{прои}} - 0,294K_{\Pi} + 0,540K_p + 0,515t_{\text{пл}} + \\
 & + 0,163P_{\text{пл}} + 0,496\mu_{\text{H}} + 0,715\rho_{\text{H}} + 0,197\rho'_{\text{H}} - 0,728\beta + \\
 & + 0,544P_{\text{нас}} - 0,730G + 0,873\mu_{\text{B}} + 0,762\rho'_{\text{B}} - 0,936M;
 \end{aligned} \tag{1.36}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & 0,201H_{\text{зал}} + 0,477H_{\text{общ}} + 0,668H_3 + 0,566H_{\text{II}} + 0,386m_{\Gamma} + \\
& + 0,202K_{\text{H}} + 0,429K_{\text{прои}} - 0,393K_{\text{II}} + 0,469K_{\text{p}} + 0,301t_{\text{III}} - \\
& - 0,888P_{\text{III}} - 0,783\mu_{\text{H}} - 0,444\rho_{\text{H}} - 0,851\rho'_{\text{H}} + 0,392\beta + \\
& + 0,426P_{\text{нас}} + 0,535G - 0,460\mu_{\text{B}} + 0,516\rho'_{\text{B}} - 0,188M;
\end{aligned} \tag{1.37}$$

- для группы 1.2.2.2:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,505H_{\text{зал}} - 0,100H_{\text{общ}} - 0,131H_3 - 0,104H_{\text{II}} - 0,485m_{\Gamma} - \\
& - 0,123K_{\text{H}} - 0,354K_{\text{прои}} + 0,268K_{\text{II}} - 0,072K_{\text{p}} - 0,082t_{\text{III}} + \\
& + 0,692P_{\text{III}} + 0,547\mu_{\text{H}} + 0,528\rho_{\text{H}} + 0,411\rho'_{\text{H}} - 0,697\beta - \\
& - 0,735P_{\text{нас}} - 0,822G - 0,405\mu_{\text{B}} - 0,669\rho'_{\text{B}} - 0,272M;
\end{aligned} \tag{1.38}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & 0,672H_{\text{зал}} - 0,562H_{\text{общ}} - 0,431H_3 - 0,298H_{\text{II}} - 0,435m_{\Gamma} + \\
& + 0,084K_{\text{H}} - 0,751K_{\text{прои}} + 0,253K_{\text{II}} - 0,583K_{\text{p}} + 0,105t_{\text{III}} + \\
& + 0,439P_{\text{III}} - 0,576\mu_{\text{H}} - 0,721\rho_{\text{H}} - 0,537\rho'_{\text{H}} + 0,303\beta + \\
& + 0,180P_{\text{нас}} - 0,101G - 0,506\mu_{\text{B}} + 0,496\rho'_{\text{B}} + 0,195M;
\end{aligned} \tag{1.39}$$

- для группы 1.2.3.3:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,380H_{\text{зал}} - 0,264H_{\text{общ}} - 0,710H_3 - 0,587H_{\text{II}} - 0,415m_{\Gamma} - \\
& - 0,651K_{\text{H}} - 0,586K_{\text{прои}} + 0,168K_{\text{II}} - 0,178K_{\text{p}} - 0,134t_{\text{III}} + \\
& + 0,155P_{\text{III}} + 0,677\mu_{\text{H}} + 0,357\rho_{\text{H}} + 0,443\rho'_{\text{H}} - 0,850\beta - \\
& - 0,098P_{\text{нас}} - 0,863G + 0,506\mu_{\text{B}} + 0,676\rho'_{\text{B}} + 0,289M;
\end{aligned} \tag{1.40}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,454H_{\text{зал}} + 0,682H_{\text{общ}} + 0,111H_3 - 0,102H_{\text{II}} + 0,595m_{\Gamma} - \\
& - 0,006K_{\text{H}} + 0,357K_{\text{прои}} - 0,039K_{\text{II}} + 0,567K_{\text{p}} - 0,258t_{\text{III}} - \\
& - 0,268P_{\text{III}} + 0,583\mu_{\text{H}} + 0,692\rho_{\text{H}} + 0,658\rho'_{\text{H}} - 0,079\beta + \\
& + 0,482P_{\text{нас}} - 0,129G - 0,186\mu_{\text{B}} - 0,111\rho'_{\text{B}} + 0,356M;
\end{aligned} \tag{1.41}$$

- для группы 1.2.4.4:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,766H_{\text{зал}} + 0,250H_{\text{общ}} - 0,243H_3 - 0,376H_{\text{II}} - 0,678m_{\Gamma} + \\
& + 0,260K_{\text{H}} - 0,765K_{\text{прои}} - 0,256K_{\text{II}} + 0,229K_{\text{p}} + 0,785t_{\text{III}} + \\
& + 0,726P_{\text{III}} - 0,739\mu_{\text{H}} - 0,811\rho_{\text{H}} - 0,548\rho'_{\text{H}} + 0,853\beta + \\
& + 0,383P_{\text{нас}} + 0,828G - 0,334\mu_{\text{B}} + 0,023\rho'_{\text{B}} + 0,510M;
\end{aligned} \tag{1.42}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,257H_{\text{зал}} + 0,060H_{\text{общ}} + 0,741H_3 + 0,752H_{\text{II}} + 0,472m_{\Gamma} + \\
& + 0,414K_{\text{H}} + 0,458K_{\text{прои}} + 0,058K_{\text{II}} + 0,125K_{\text{p}} - 0,389t_{\text{III}} - \\
& - 0,349P_{\text{III}} - 0,590\mu_{\text{H}} - 0,446\rho_{\text{H}} - 0,573\rho'_{\text{H}} + 0,281\beta + \\
& + 0,352P_{\text{нас}} + 0,439G - 0,326\mu_{\text{B}} - 0,559\rho'_{\text{B}} - 0,369M;
\end{aligned} \tag{1.43}$$

- для группы 1.2.5.5:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,623H_{\text{зал}} - 0,078H_{\text{общ}} - 0,075H_3 + 0,008H_{\Pi} - 0,410m_{\Gamma} - \\
& - 0,062K_{\text{H}} - 0,213K_{\text{прои}} + 0,041K_{\Pi} - 0,116K_{\text{p}} + 0,752t_{\text{пл}} + \\
& + 0,794P_{\text{пл}} - 0,669\mu_{\text{H}} - 0,865\rho_{\text{H}} - 0,521\rho'_{\text{H}} + 0,897\beta + \\
& + 0,832P_{\text{нас}} + 0,856G - 0,167\mu_{\text{B}} + 0,281\rho'_{\text{B}} + 0,347M;
\end{aligned} \tag{1.44}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & 0,235H_{\text{зал}} - 0,854H_{\text{общ}} - 0,944H_3 - 0,805H_{\Pi} - 0,496m_{\Gamma} - \\
& - 0,489K_{\text{H}} - 0,571K_{\text{прои}} + 0,138K_{\Pi} - 0,874K_{\text{p}} + 0,147t_{\text{пл}} + \\
& + 0,167P_{\text{пл}} + 0,254\mu_{\text{H}} + 0,201\rho_{\text{H}} + 0,542\rho'_{\text{H}} - 0,036\beta - \\
& - 0,163P_{\text{нас}} - 0,136G - 0,384\mu_{\text{B}} - 0,431\rho'_{\text{B}} + 0,019M;
\end{aligned} \tag{1.45}$$

- для группы 2.3.1.1:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,018H_{\text{зал}} + 0,184H_{\text{общ}} - 0,188H_3 + 0,279H_{\Pi} - 0,646m_{\Gamma} - \\
& - 0,507K_{\text{H}} - 0,486K_{\text{прои}} + 0,272K_{\Pi} - 0,413K_{\text{p}} - 0,004t_{\text{пл}} - \\
& - 0,214P_{\text{пл}} - 0,667\mu_{\text{H}} - 0,899\rho_{\text{H}} - 0,608\rho'_{\text{H}} + 0,664\beta + \\
& + 0,181P_{\text{нас}} + 0,405G + 0,873\mu_{\text{B}} + 0,642\rho'_{\text{B}} + 0,422M;
\end{aligned} \tag{1.46}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,053H_{\text{зал}} + 0,326H_{\text{общ}} + 0,324H_3 - 0,509H_{\Pi} - 0,089m_{\Gamma} + \\
& + 0,348K_{\text{H}} + 0,194K_{\text{прои}} + 0,234K_{\Pi} + 0,666K_{\text{p}} - 0,811t_{\text{пл}} + \\
& + 0,754P_{\text{пл}} + 0,245\mu_{\text{H}} - 0,001\rho_{\text{H}} + 0,344\rho'_{\text{H}} + 0,547\beta + \\
& + 0,620P_{\text{нас}} + 0,804G + 0,038\mu_{\text{B}} + 0,184\rho'_{\text{B}} + 0,276M;
\end{aligned} \tag{1.47}$$

- для группы 2.3.1.2:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,794H_{\text{зал}} + 0,466H_{\text{общ}} + 0,115H_3 + 0,183H_{\Pi} + 0,267m_{\Gamma} + \\
& + 0,494K_{\text{H}} + 0,527K_{\text{прои}} - 0,321K_{\Pi} - 0,165K_{\text{p}} + 0,819t_{\text{пл}} + \\
& + 0,854P_{\text{пл}} - 0,967\mu_{\text{H}} - 0,461\rho_{\text{H}} - 0,620\rho'_{\text{H}} + 0,300\beta + \\
& + 0,599P_{\text{нас}} + 0,404G + 0,839\mu_{\text{B}} + 0,785\rho'_{\text{B}} + 0,648M;
\end{aligned} \tag{1.48}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,501H_{\text{зал}} - 0,025H_{\text{общ}} - 0,537H_3 - 0,103H_{\Pi} + 0,818m_{\Gamma} - \\
& - 0,192K_{\text{H}} + 0,583K_{\text{прои}} + 0,710K_{\Pi} - 0,750K_{\text{p}} - 0,270t_{\text{пл}} - \\
& - 0,484P_{\text{пл}} - 0,168\mu_{\text{H}} - 0,625\rho_{\text{H}} + 0,038\rho'_{\text{H}} + 0,869\beta + \\
& + 0,637P_{\text{нас}} + 0,858G - 0,311\mu_{\text{B}} - 0,226\rho'_{\text{B}} - 0,276M;
\end{aligned} \tag{1.49}$$

- для группы 2.3.2.3:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & -0,736H_{\text{зал}} + 0,428H_{\text{общ}} + 0,061H_3 - 0,438H_{\Pi} + 0,191m_{\Gamma} - \\
& - 0,446K_{\text{H}} - 0,041K_{\text{прои}} - 0,567K_{\Pi} + 0,302K_{\text{p}} - 0,364t_{\text{пл}} - \\
& - 0,830P_{\text{пл}} + 0,774\mu_{\text{H}} + 0,458\rho_{\text{H}} + 0,711\rho'_{\text{H}} - 0,842\beta - \\
& - 0,749P_{\text{нас}} - 0,748G - 0,046\mu_{\text{B}} - 0,400\rho'_{\text{B}} - 0,579M;
\end{aligned} \tag{1.50}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & 0,244H_{\text{зал}} - 0,440H_{\text{общ}} - 0,011H_3 + 0,360H_{\text{II}} + 0,947m_{\Gamma} - \\
& - 0,265K_{\text{H}} + 0,972K_{\text{прои}} + 0,720K_{\text{II}} - 0,375K_{\text{p}} - 0,010t_{\text{пл}} + \\
& + 0,356P_{\text{пл}} + 0,189\mu_{\text{H}} + 0,044\rho_{\text{H}} - 0,367\rho'_{\text{H}} - 0,116\beta - \\
& - 0,175P_{\text{нас}} - 0,217G - 0,591\mu_{\text{B}} - 0,790\rho'_{\text{B}} - 0,761M;
\end{aligned} \tag{1.51}$$

- для группы 2.3.3.4:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,960H_{\text{зал}} + 0,216H_{\text{общ}} + 0,251H_3 + 0,250H_{\text{II}} - 0,539m_{\Gamma} - \\
& - 0,673K_{\text{H}} - 0,970K_{\text{прои}} + 0,528K_{\text{II}} + 0,414K_{\text{p}} + 0,940t_{\text{пл}} + \\
& + 0,667P_{\text{пл}} - 0,897\mu_{\text{H}} - 0,239\rho_{\text{H}} - 0,825\rho'_{\text{H}} + 0,795\beta - \\
& - 0,454P_{\text{нас}} + 0,629G - 0,251\mu_{\text{B}} - 0,241\rho'_{\text{B}} - 0,397M;
\end{aligned} \tag{1.52}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,136H_{\text{зал}} + 0,925H_{\text{общ}} + 0,930H_3 + 0,916H_{\text{II}} - 0,762m_{\Gamma} + \\
& + 0,560K_{\text{H}} - 0,023K_{\text{прои}} + 0,345K_{\text{II}} + 0,740K_{\text{p}} - 0,285t_{\text{пл}} - \\
& - 0,618P_{\text{пл}} + 0,176\mu_{\text{H}} + 0,550\rho_{\text{H}} + 0,431\rho'_{\text{H}} + 0,187\beta + \\
& + 0,460P_{\text{нас}} + 0,267G + 0,234\mu_{\text{B}} - 0,139\rho'_{\text{B}} - 0,410M;
\end{aligned} \tag{1.53}$$

- для группы 2.3.3.5:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & -0,974H_{\text{зал}} + 0,765H_{\text{общ}} + 0,537H_3 + 0,610H_{\text{II}} - 0,621m_{\Gamma} + \\
& + 0,166K_{\text{H}} - 0,427K_{\text{прои}} - 0,213K_{\text{II}} - 0,157K_{\text{p}} - 0,923t_{\text{пл}} - \\
& - 0,967P_{\text{пл}} + 0,819\mu_{\text{H}} + 0,772\rho_{\text{H}} + 0,448\rho'_{\text{H}} - 0,872\beta - \\
& - 0,856P_{\text{нас}} - 0,918G + 0,058\mu_{\text{B}} - 0,910\rho'_{\text{B}} - 0,482M;
\end{aligned} \tag{1.54}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,024H_{\text{зал}} + 0,574H_{\text{общ}} + 0,480H_3 + 0,467H_{\text{II}} - 0,651m_{\Gamma} + \\
& + 0,600K_{\text{H}} - 0,232K_{\text{прои}} - 0,649K_{\text{II}} + 0,223K_{\text{p}} + 0,267t_{\text{пл}} - \\
& - 0,048P_{\text{пл}} - 0,412\mu_{\text{H}} - 0,316\rho_{\text{H}} - 0,629\rho'_{\text{H}} + 0,327\beta + \\
& + 0,139P_{\text{нас}} + 0,348G - 0,850\mu_{\text{B}} - 0,100\rho'_{\text{B}} - 0,067M;
\end{aligned} \tag{1.55}$$

- для группы 2.3.4.6:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & -0,904H_{\text{зал}} + 0,320H_{\text{общ}} + 0,139H_3 - 0,140H_{\text{II}} - 0,162m_{\Gamma} - \\
& - 0,007K_{\text{H}} + 0,181K_{\text{прои}} - 0,116K_{\text{II}} + 0,422K_{\text{p}} - 0,903t_{\text{пл}} - \\
& - 0,853P_{\text{пл}} + 0,836\mu_{\text{H}} + 0,841\rho_{\text{H}} + 0,648\rho'_{\text{H}} - 0,777\beta - \\
& - 0,720P_{\text{нас}} - 0,778G + 0,394\mu_{\text{B}} - 0,644\rho'_{\text{B}} - 0,458M;
\end{aligned} \tag{1.56}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,059H_{\text{зал}} - 0,827H_{\text{общ}} - 0,913H_3 - 0,505H_{\text{II}} + 0,844m_{\Gamma} - \\
& - 0,534K_{\text{H}} - 0,634K_{\text{прои}} - 0,717K_{\text{II}} - 0,528K_{\text{p}} - 0,198t_{\text{пл}} - \\
& - 0,125P_{\text{пл}} - 0,084\mu_{\text{H}} - 0,035\rho_{\text{H}} - 0,300\rho'_{\text{H}} - 0,472\beta - \\
& - 0,538P_{\text{нас}} - 0,430G - 0,827\mu_{\text{B}} + 0,040\rho'_{\text{B}} - 0,156M;
\end{aligned} \tag{1.57}$$

- для группы 2.3.5.7:

$$\begin{aligned}
 Z_1 = & -0,653H_{\text{зал}} - 0,337H_{\text{общ}} - 0,252H_9 - 0,120H_{\Pi} - 0,255m_{\Gamma} - \\
 & - 0,202K_{\text{H}} - 0,216K_{\text{прои}} + 0,148K_{\Pi} - 0,108K_{\text{p}} - 0,709t_{\text{пл}} - \\
 & - 0,745P_{\text{пл}} + 0,782\mu_{\text{H}} + 0,874\rho_{\text{H}} + 0,811\rho'_{\text{H}} - 0,819\beta - \\
 & - 0,425P_{\text{нас}} - 0,766G + 0,369\mu_{\text{B}} - 0,377\rho'_{\text{B}} - 0,188M;
 \end{aligned} \tag{1.58}$$

$$\begin{aligned}
 Z_2 = & 0,264H_{\text{зал}} + 0,413H_{\text{общ}} - 0,525H_9 - 0,730H_{\Pi} + 0,595m_{\Gamma} - \\
 & - 0,597K_{\text{H}} + 0,029K_{\text{прои}} - 0,770K_{\Pi} + 0,038K_{\text{p}} + 0,283t_{\text{пл}} + \\
 & + 0,158P_{\text{пл}} + 0,066\mu_{\text{H}} + 0,232\rho_{\text{H}} + 0,268\rho'_{\text{H}} - 0,002\beta + \\
 & + 0,060P_{\text{нас}} - 0,054G - 0,090\mu_{\text{B}} - 0,192\rho'_{\text{B}} - 0,198M;
 \end{aligned} \tag{1.59}$$

- для группы 2.4.1.1:

$$\begin{aligned}
 Z_1 = & 0,925H_{\text{зал}} + 0,578H_{\text{общ}} + 0,649H_9 + 0,659H_{\Pi} - 0,633m_{\Gamma} + \\
 & + 0,439K_{\text{H}} - 0,175K_{\text{прои}} + 0,316K_{\Pi} + 0,618K_{\text{p}} + 0,946t_{\text{пл}} + \\
 & + 0,892P_{\text{пл}} + 0,945\mu_{\text{H}} + 0,904\rho_{\text{H}} + 0,864\rho'_{\text{H}} - 0,910\beta - \\
 & - 0,153P_{\text{нас}} - 0,836G + 0,734\mu_{\text{B}} + 0,812\rho'_{\text{B}} - 0,927M;
 \end{aligned} \tag{1.60}$$

$$\begin{aligned}
 Z_2 = & 0,143H_{\text{зал}} + 0,702H_{\text{общ}} + 0,017H_9 - 0,357H_{\Pi} - 0,669m_{\Gamma} - \\
 & - 0,670K_{\text{H}} - 0,869K_{\text{прои}} - 0,846K_{\Pi} + 0,076K_{\text{p}} + 0,116t_{\text{пл}} + \\
 & + 0,248P_{\text{пл}} - 0,193\mu_{\text{H}} - 0,825\rho_{\text{H}} + 0,082\rho'_{\text{H}} + 0,310\beta - \\
 & - 0,143P_{\text{нас}} + 0,457G + 0,055\mu_{\text{B}} - 0,390\rho'_{\text{B}} + 0,099M;
 \end{aligned} \tag{1.61}$$

- для группы 2.4.2.2:

$$\begin{aligned}
 Z_1 = & -0,729H_{\text{зал}} + 0,420H_{\text{общ}} - 0,695H_9 - 0,599H_{\Pi} - 0,883m_{\Gamma} - \\
 & - 0,474K_{\text{H}} - 0,331K_{\text{прои}} - 0,682K_{\Pi} - 0,476K_{\text{p}} - 0,679t_{\text{пл}} - \\
 & - 0,918P_{\text{пл}} - 0,743\mu_{\text{H}} - 0,586\rho_{\text{H}} - 0,491\rho'_{\text{H}} + 0,641\beta - \\
 & - 0,234P_{\text{нас}} + 0,751G - 0,546\mu_{\text{B}} - 0,914\rho'_{\text{B}} - 0,871M;
 \end{aligned} \tag{1.62}$$

$$\begin{aligned}
 Z_2 = & 0,443H_{\text{зал}} - 0,371H_{\text{общ}} + 0,223H_9 + 0,724H_{\Pi} + 0,237m_{\Gamma} + \\
 & + 0,284K_{\text{H}} + 0,715K_{\text{прои}} + 0,102K_{\Pi} - 0,342K_{\text{p}} + 0,552t_{\text{пл}} - \\
 & - 0,026P_{\text{пл}} - 0,566\mu_{\text{H}} - 0,312\rho_{\text{H}} - 0,427\rho'_{\text{H}} + 0,524\beta + \\
 & + 0,414P_{\text{нас}} + 0,422G + 0,053\mu_{\text{B}} - 0,269\rho'_{\text{B}} - 0,367M;
 \end{aligned} \tag{1.63}$$

- для группы 2.4.3.3:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & -0,989H_{\text{зал}} + 0,500H_{\text{общ}} + 0,144H_3 - 0,490H_{\Pi} - 0,718m_{\Gamma} - \\
& -0,897K_{\text{H}} - 0,883K_{\text{прои}} - 0,590K_{\Pi} + 0,803K_{\text{p}} - 0,563t_{\text{пл}} - \\
& -0,968P_{\text{пл}} - 0,901\mu_{\text{H}} - 0,957\rho_{\text{H}} - 0,865\rho'_{\text{H}} + 0,544\beta + \\
& + 0,050P_{\text{нас}} + 0,460G - 0,053\mu_{\text{B}} + 0,634\rho'_{\text{B}} - 0,081M;
\end{aligned} \tag{1.64}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,086H_{\text{зал}} + 0,343H_{\text{общ}} + 0,139H_3 + 0,357H_{\Pi} - 0,678m_{\Gamma} - \\
& -0,034K_{\text{H}} - 0,177K_{\text{прои}} - 0,624K_{\Pi} - 0,240K_{\text{p}} - 0,545t_{\text{пл}} + \\
& + 0,030P_{\text{пл}} - 0,160\mu_{\text{H}} + 0,154\rho_{\text{H}} + 0,482\rho'_{\text{H}} + 0,085\beta - \\
& -0,808P_{\text{нас}} - 0,806G - 0,091\mu_{\text{B}} - 0,635\rho'_{\text{B}} + 0,575M;
\end{aligned} \tag{1.65}$$

- для группы 2.4.4.4:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,892H_{\text{зал}} + 0,164H_{\text{общ}} + 0,484H_3 + 0,270H_{\Pi} - 0,408m_{\Gamma} - \\
& -0,045K_{\text{H}} - 0,278K_{\text{прои}} - 0,178K_{\Pi} + 0,347K_{\text{p}} + 0,778t_{\text{пл}} + \\
& + 0,904P_{\text{пл}} + 0,788\mu_{\text{H}} + 0,850\rho_{\text{H}} + 0,828\rho'_{\text{H}} - 0,317\beta - \\
& -0,068P_{\text{нас}} - 0,475G - 0,007\mu_{\text{B}} + 0,586\rho'_{\text{B}} + 0,332M;
\end{aligned} \tag{1.66}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & 0,087H_{\text{зал}} + 0,364H_{\text{общ}} - 0,307H_3 - 0,490H_{\Pi} + 0,798m_{\Gamma} - \\
& -0,360K_{\text{H}} + 0,703K_{\text{прои}} - 0,013K_{\Pi} + 0,243K_{\text{p}} + 0,034t_{\text{пл}} + \\
& + 0,036P_{\text{пл}} - 0,066\mu_{\text{H}} + 0,016\rho_{\text{H}} - 0,284\rho'_{\text{H}} - 0,682\beta - \\
& -0,204P_{\text{нас}} - 0,708G + 0,639\mu_{\text{B}} + 0,150\rho'_{\text{B}} + 0,373M;
\end{aligned} \tag{1.67}$$

- для группы 2.4.5.5:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,295H_{\text{зал}} - 0,280H_{\text{общ}} - 0,466H_3 - 0,235H_{\Pi} + 0,635m_{\Gamma} - \\
& -0,624K_{\text{H}} + 0,283K_{\text{прои}} - 0,291K_{\Pi} - 0,208K_{\text{p}} + 0,573t_{\text{пл}} - \\
& -0,097P_{\text{пл}} - 0,242\mu_{\text{H}} - 0,324\rho_{\text{H}} - 0,701\rho'_{\text{H}} - 0,661\beta - \\
& -0,052P_{\text{нас}} - 0,650G + 0,650\mu_{\text{B}} + 0,785\rho'_{\text{B}} + 0,765M;
\end{aligned} \tag{1.68}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,485H_{\text{зал}} + 0,209H_{\text{общ}} - 0,149H_3 - 0,449H_{\Pi} + 0,205m_{\Gamma} - \\
& -0,039K_{\text{H}} + 0,074K_{\text{прои}} + 0,279K_{\Pi} + 0,210K_{\text{p}} - 0,518t_{\text{пл}} - \\
& -0,604P_{\text{пл}} - 0,689\mu_{\text{H}} - 0,831\rho_{\text{H}} - 0,490\rho'_{\text{H}} + 0,581\beta + \\
& + 0,334P_{\text{нас}} + 0,569G + 0,314\mu_{\text{B}} - 0,220\rho'_{\text{B}} + 0,227M;
\end{aligned} \tag{1.69}$$

- для группы 2.4.6.6:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,229H_{\text{зал}} + 0,728H_{\text{общ}} + 0,330H_3 - 0,707H_{\Pi} - 0,748m_{\Gamma} + \\
& + 0,009K_{\text{H}} + 0,659K_{\text{проH}} - 0,445K_{\Pi} + 0,688K_{\text{p}} - 0,212t_{\text{пл}} + \\
& + 0,692P_{\text{пл}} - 0,764\mu_{\text{H}} - 0,894\rho_{\text{H}} - 0,661\rho'_{\text{H}} + 0,756\beta + \\
& + 0,762P_{\text{нас}} + 0,696G + 0,836\mu_{\text{B}} + 0,069\rho'_{\text{B}} + 0,708M;
\end{aligned} \tag{1.70}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,287H_{\text{зал}} + 0,074H_{\text{общ}} + 0,338H_3 + 0,310H_{\Pi} - 0,397m_{\Gamma} + \\
& + 0,410K_{\text{H}} + 0,091K_{\text{проH}} + 0,343K_{\Pi} + 0,050K_{\text{p}} - 0,754t_{\text{пл}} + \\
& + 0,275P_{\text{пл}} + 0,270\mu_{\text{H}} + 0,273\rho_{\text{H}} + 0,680\rho'_{\text{H}} + 0,582\beta + \\
& + 0,162P_{\text{нас}} + 0,569G - 0,157\mu_{\text{B}} - 0,707\rho'_{\text{B}} - 0,555M;
\end{aligned} \tag{1.71}$$

- для группы 2.4.7.7:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,942H_{\text{зал}} + 0,241H_{\text{общ}} + 0,657H_3 - 0,259H_{\Pi} - 0,710m_{\Gamma} + \\
& + 0,330K_{\text{H}} + 0,960K_{\text{проH}} + 0,035K_{\Pi} + 0,769K_{\text{p}} + 0,729t_{\text{пл}} + \\
& + 0,924P_{\text{пл}} + 0,905\mu_{\text{H}} + 0,822\rho_{\text{H}} + 0,707\rho'_{\text{H}} - 0,491\beta + \\
& + 0,868P_{\text{нас}} + 0,181G - 0,599\mu_{\text{B}} + 0,723\rho'_{\text{B}} + 0,543M;
\end{aligned} \tag{1.72}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,097H_{\text{зал}} + 0,127H_{\text{общ}} + 0,002H_3 + 0,547H_{\Pi} + 0,277m_{\Gamma} - \\
& - 0,266K_{\text{H}} - 0,166K_{\text{проH}} - 0,146K_{\Pi} - 0,194K_{\text{p}} + 0,433t_{\text{пл}} - \\
& - 0,132P_{\text{пл}} + 0,197\mu_{\text{H}} + 0,478\rho_{\text{H}} + 0,561\rho'_{\text{H}} - 0,666\beta + \\
& - 0,318P_{\text{нас}} - 0,681G - 0,549\mu_{\text{B}} - 0,328\rho'_{\text{B}} - 0,699M;
\end{aligned} \tag{1.73}$$

- для группы 2.4.8.8:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & -0,799H_{\text{зал}} + 0,456H_{\text{общ}} + 0,573H_3 + 0,822H_{\Pi} - 0,501m_{\Gamma} - \\
& - 0,149K_{\text{H}} - 0,548K_{\text{проH}} - 0,111K_{\Pi} + 0,709K_{\text{p}} - 0,720t_{\text{пл}} - \\
& - 0,874P_{\text{пл}} - 0,287\mu_{\text{H}} - 0,602\rho_{\text{H}} - 0,615\rho'_{\text{H}} + 0,230\beta - \\
& - 0,791P_{\text{нас}} + 0,336G - 0,719\mu_{\text{B}} - 0,911\rho'_{\text{B}} - 0,844M;
\end{aligned} \tag{1.74}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,469H_{\text{зал}} - 0,846H_{\text{общ}} + 0,448H_3 + 0,190H_{\Pi} + 0,247m_{\Gamma} + \\
& + 0,215K_{\text{H}} - 0,449K_{\text{проH}} + 0,606K_{\Pi} - 0,621K_{\text{p}} - 0,391t_{\text{пл}} - \\
& - 0,406P_{\text{пл}} + 0,825\mu_{\text{H}} + 0,779\rho_{\text{H}} + 0,725\rho'_{\text{H}} - 0,917\beta - \\
& - 0,415P_{\text{нас}} - 0,897G - 0,506\mu_{\text{B}} - 0,211\rho'_{\text{B}} - 0,193M;
\end{aligned} \tag{1.75}$$

- для группы 2.4.9.9:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & -0,316H_{\text{зал}} - 0,004H_{\text{общ}} + 0,016H_3 - 0,162H_{\Pi} - 0,915m_{\Gamma} - \\
& - 0,262K_{\text{н}} - 0,886K_{\text{прон}} - 0,845K_{\Pi} + 0,630K_{\text{р}} + 0,472t_{\text{пл}} + \\
& + 0,601P_{\text{пл}} - 0,995\mu_{\text{н}} - 0,895\rho_{\text{н}} - 0,257\rho'_{\text{н}} + 0,659\beta - \\
& - 0,840P_{\text{нас}} + 0,539G - 0,994\mu_{\text{б}} - 0,910\rho'_{\text{б}} - 0,964M;
\end{aligned} \tag{1.76}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & 0,938H_{\text{зал}} - 0,230H_{\text{общ}} - 0,884H_3 + 0,730H_{\Pi} - 0,299m_{\Gamma} - \\
& - 0,887K_{\text{н}} - 0,045K_{\text{прон}} - 0,449K_{\Pi} - 0,747K_{\text{р}} + 0,794t_{\text{пл}} + \\
& + 0,714P_{\text{пл}} + 0,058\mu_{\text{н}} - 0,278\rho_{\text{н}} - 0,022\rho'_{\text{н}} - 0,727\beta - \\
& - 0,352P_{\text{нас}} - 0,661G + 0,047\mu_{\text{б}} + 0,266\rho'_{\text{б}} + 0,232M;
\end{aligned} \tag{1.77}$$

- для группы 2.4.10.10:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & -0,235H_{\text{зал}} - 0,479H_{\text{общ}} - 0,660H_3 - 0,601H_{\Pi} - 0,820m_{\Gamma} - \\
& - 0,820K_{\text{н}} - 0,701K_{\text{прон}} - 0,599K_{\Pi} - 0,517K_{\text{р}} - 0,361t_{\text{пл}} + \\
& + 0,406P_{\text{пл}} - 0,133\mu_{\text{н}} - 0,355\rho_{\text{н}} - 0,139\rho'_{\text{н}} - 0,239\beta - \\
& - 0,419P_{\text{нас}} - 0,464G + 0,624\mu_{\text{б}} + 0,646\rho'_{\text{б}} + 0,490M;
\end{aligned} \tag{1.78}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,466H_{\text{зал}} - 0,372H_{\text{общ}} - 0,083H_3 + 0,004H_{\Pi} + 0,059m_{\Gamma} + \\
& + 0,051K_{\text{н}} + 0,033K_{\text{прон}} + 0,237K_{\Pi} - 0,127K_{\text{р}} - 0,376t_{\text{пл}} - \\
& - 0,707P_{\text{пл}} + 0,771\mu_{\text{н}} + 0,731\rho_{\text{н}} + 0,664\rho'_{\text{н}} - 0,689\beta + \\
& + 0,448P_{\text{нас}} - 0,589G + 0,237\mu_{\text{б}} + 0,026\rho'_{\text{б}} + 0,084M;
\end{aligned} \tag{1.79}$$

- для группы 2.4.11.11:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & -0,520H_{\text{зал}} + 0,099H_{\text{общ}} + 0,829H_3 + 0,625H_{\Pi} - 0,026m_{\Gamma} + \\
& + 0,486K_{\text{н}} + 0,009K_{\text{прон}} + 0,711K_{\Pi} + 0,707K_{\text{р}} - 0,499t_{\text{пл}} - \\
& - 0,656P_{\text{пл}} + 0,775\mu_{\text{н}} + 0,926\rho_{\text{н}} + 0,882\rho'_{\text{н}} - 0,618\beta - \\
& - 0,211P_{\text{нас}} - 0,432G - 0,050\mu_{\text{б}} - 0,404\rho'_{\text{б}} - 0,459M;
\end{aligned} \tag{1.80}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & 0,688H_{\text{зал}} - 0,827H_{\text{общ}} - 0,040H_3 + 0,196H_{\Pi} + 0,291m_{\Gamma} + \\
& + 0,005K_{\text{н}} + 0,428K_{\text{прон}} + 0,261K_{\Pi} - 0,480K_{\text{р}} + 0,735t_{\text{пл}} - \\
& - 0,374P_{\text{пл}} + 0,134\mu_{\text{н}} + 0,120\rho_{\text{н}} + 0,115\rho'_{\text{н}} + 0,171\beta - \\
& - 0,720P_{\text{нас}} - 0,107G + 0,532\mu_{\text{б}} - 0,134\rho'_{\text{б}} - 0,412M;
\end{aligned} \tag{1.81}$$

- для группы 2.4.12.12:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,851H_{\text{зал}} + 0,670H_{\text{общ}} + 0,733H_3 - 0,068H_{\Pi} - 0,799m_{\Gamma} + \\
& + 0,648K_{\text{н}} + 0,058K_{\text{прон}} - 0,189K_{\Pi} + 0,876K_{\text{р}} + 0,708t_{\text{пл}} + \\
& + 0,813P_{\text{пл}} + 0,332\mu_{\text{н}} + 0,532\rho_{\text{н}} + 0,624\rho'_{\text{н}} - 0,221\beta + \\
& + 0,078P_{\text{нас}} - 0,242G - 0,165\mu_{\text{б}} + 0,462\rho'_{\text{б}} + 0,291M;
\end{aligned} \tag{1.82}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & 0,338H_{\text{зал}} + 0,415H_{\text{общ}} - 0,010H_3 - 0,263H_{\Pi} - 0,230m_{\Gamma} + \\
& + 0,033K_{\text{H}} - 0,390K_{\text{проH}} - 0,160K_{\Pi} + 0,071K_{\text{p}} + 0,492t_{\text{пл}} + \\
& + 0,448P_{\text{пл}} - 0,859\mu_{\text{H}} - 0,802\rho_{\text{H}} - 0,678\rho'_{\text{H}} + 0,834\beta + \\
& + 0,648P_{\text{нас}} + 0,663G - 0,467\mu_{\text{B}} - 0,461\rho'_{\text{B}} - 0,002M;
\end{aligned} \tag{1.83}$$

- для группы 2.4.13.13:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,633H_{\text{зал}} + 0,080H_{\text{общ}} + 0,040H_3 + 0,208H_{\Pi} - 0,324m_{\Gamma} + \\
& + 0,146K_{\text{H}} + 0,187K_{\text{проH}} + 0,120K_{\Pi} - 0,067K_{\text{p}} + 0,580t_{\text{пл}} + \\
& + 0,626P_{\text{пл}} - 0,902\mu_{\text{H}} - 0,795\rho_{\text{H}} - 0,596\rho'_{\text{H}} + 0,714\beta - \\
& - 0,205P_{\text{нас}} + 0,518G + 0,345\mu_{\text{B}} + 0,772\rho'_{\text{B}} + 0,652M;
\end{aligned} \tag{1.84}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,425H_{\text{зал}} + 0,555H_{\text{общ}} + 0,384H_3 - 0,329H_{\Pi} - 0,410m_{\Gamma} - \\
& - 0,192K_{\text{H}} - 0,536K_{\text{проH}} - 0,477K_{\Pi} + 0,580K_{\text{p}} - 0,532t_{\text{пл}} - \\
& - 0,358P_{\text{пл}} - 0,117\mu_{\text{H}} - 0,350\rho_{\text{H}} - 0,474\rho'_{\text{H}} + 0,317\beta - \\
& - 0,068P_{\text{нас}} + 0,646G - 0,281\mu_{\text{B}} - 0,059\rho'_{\text{B}} - 0,301M;
\end{aligned} \tag{1.85}$$

- для группы 2.4.14.14:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,883H_{\text{зал}} - 0,789H_{\text{общ}} - 0,370H_3 - 0,185H_{\Pi} - 0,147m_{\Gamma} - \\
& - 0,414K_{\text{H}} + 0,243K_{\text{проH}} + 0,542K_{\Pi} - 0,137K_{\text{p}} + 0,771t_{\text{пл}} + \\
& + 0,795P_{\text{пл}} - 0,886\mu_{\text{H}} - 0,968\rho_{\text{H}} - 0,885\rho'_{\text{H}} + 0,858\beta + \\
& + 0,935P_{\text{нас}} + 0,740G + 0,828\mu_{\text{B}} + 0,775\rho'_{\text{B}} + 0,901M;
\end{aligned} \tag{1.86}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,294H_{\text{зал}} + 0,027H_{\text{общ}} + 0,878H_3 + 0,873H_{\Pi} + 0,811m_{\Gamma} - \\
& - 0,097K_{\text{H}} + 0,800K_{\text{проH}} + 0,652K_{\Pi} + 0,667K_{\text{p}} - 0,017t_{\text{пл}} - \\
& - 0,597P_{\text{пл}} - 0,213\mu_{\text{H}} + 0,132\rho_{\text{H}} + 0,366\rho'_{\text{H}} + 0,208\beta - \\
& - 0,106P_{\text{нас}} + 0,420G + 0,216\mu_{\text{B}} + 0,364\rho'_{\text{B}} + 0,324M;
\end{aligned} \tag{1.87}$$

- для группы 2.4.15.15:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,246H_{\text{зал}} + 0,316H_{\text{общ}} - 0,364H_3 - 0,545H_{\Pi} - 0,669m_{\Gamma} - \\
& - 0,191K_{\text{H}} - 0,279K_{\text{проH}} - 0,216K_{\Pi} - 0,506K_{\text{p}} + 0,885t_{\text{пл}} + \\
& + 0,116P_{\text{пл}} - 0,627\mu_{\text{H}} - 0,831\rho_{\text{H}} - 0,789\rho'_{\text{H}} + 0,829\beta + \\
& + 0,825P_{\text{нас}} + 0,699G + 0,705\mu_{\text{B}} + 0,273\rho'_{\text{B}} + 0,616M;
\end{aligned} \tag{1.88}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,856H_{\text{зал}} + 0,499H_{\text{общ}} + 0,636H_3 - 0,229H_{\Pi} + 0,346m_{\Gamma} + \\
& + 0,483K_{\text{н}} + 0,629K_{\text{проп}} - 0,356K_{\Pi} - 0,356K_p - 0,808t_{\text{пл}} - \\
& - 0,735P_{\text{пл}} - 0,587\mu_{\text{н}} + 0,021\rho_{\text{н}} + 0,101\rho'_{\text{н}} + 0,271\beta + \\
& + 0,071P_{\text{нас}} + 0,241G - 0,018\mu_{\text{в}} - 0,341\rho'_{\text{в}} - 0,136M;
\end{aligned} \tag{1.89}$$

- для группы 2.4.16.16:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,700H_{\text{зал}} + 0,137H_{\text{общ}} + 0,291H_3 - 0,208H_{\Pi} - 0,648m_{\Gamma} - \\
& - 0,029K_{\text{н}} - 0,258K_{\text{проп}} - 0,157K_{\Pi} + 0,138K_p + 0,555t_{\text{пл}} + \\
& + 0,546P_{\text{пл}} - 0,588\mu_{\text{н}} - 0,797\rho_{\text{н}} - 0,733\rho'_{\text{н}} + 0,912\beta + \\
& + 0,769P_{\text{нас}} + 0,938G - 0,246\mu_{\text{в}} + 0,121\rho'_{\text{в}} + 0,493M;
\end{aligned} \tag{1.90}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & 0,567H_{\text{зал}} - 0,488H_{\text{общ}} + 0,486H_3 + 0,651H_{\Pi} + 0,324m_{\Gamma} - \\
& - 0,006K_{\text{н}} + 0,529K_{\text{проп}} + 0,503K_{\Pi} - 0,520K_p + 0,678t_{\text{пл}} + \\
& + 0,684P_{\text{пл}} + 0,563\mu_{\text{н}} + 0,119\rho_{\text{н}} + 0,154\rho'_{\text{н}} - 0,070\beta + \\
& + 0,069P_{\text{нас}} + 0,012G - 0,598\mu_{\text{в}} + 0,191\rho'_{\text{в}} - 0,444M;
\end{aligned} \tag{1.91}$$

- для группы 2.4.17.17:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,959H_{\text{зал}} + 0,630H_{\text{общ}} + 0,313H_3 - 0,050H_{\Pi} - 0,395m_{\Gamma} + \\
& + 0,424K_{\text{н}} + 0,080K_{\text{проп}} - 0,827K_{\Pi} + 0,446K_p + 0,954t_{\text{пл}} + \\
& + 0,932P_{\text{пл}} - 0,889\mu_{\text{н}} - 0,810\rho_{\text{н}} - 0,754\rho'_{\text{н}} + 0,879\beta + \\
& + 0,173P_{\text{нас}} + 0,983G - 0,885\mu_{\text{в}} + 0,981\rho'_{\text{в}} + 0,194M;
\end{aligned} \tag{1.92}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,039H_{\text{зал}} + 0,083H_{\text{общ}} - 0,796H_3 - 0,950H_{\Pi} - 0,904m_{\Gamma} - \\
& - 0,600K_{\text{н}} - 0,860K_{\text{проп}} - 0,505K_{\Pi} + 0,783K_p - 0,130t_{\text{пл}} - \\
& - 0,047P_{\text{пл}} - 0,006\mu_{\text{н}} + 0,258\rho_{\text{н}} - 0,005\rho'_{\text{н}} - 0,210\beta - \\
& - 0,485P_{\text{нас}} - 0,063G - 0,325\mu_{\text{в}} - 0,110\rho'_{\text{в}} + 0,932M;
\end{aligned} \tag{1.93}$$

- для группы 2.4.18.18:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,583H_{\text{зал}} + 0,036H_{\text{общ}} - 0,245H_3 - 0,243H_{\Pi} - 0,359m_{\Gamma} - \\
& - 0,104K_{\text{н}} + 0,222K_{\text{проп}} - 0,477K_{\Pi} + 0,0003K_p + 0,518t_{\text{пл}} + \\
& + 0,572P_{\text{пл}} - 0,756\mu_{\text{н}} - 0,740\rho_{\text{н}} - 0,650\rho'_{\text{н}} + 0,664\beta + \\
& + 0,586P_{\text{нас}} + 0,659G - 0,129\mu_{\text{в}} + 0,084\rho'_{\text{в}} + 0,231M;
\end{aligned} \tag{1.94}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,646H_{\text{зал}} + 0,159H_{\text{общ}} + 0,495H_3 + 0,489H_{\Pi} + 0,337m_{\Gamma} - \\
& - 0,353K_{\text{н}} - 0,161K_{\text{проп}} + 0,185K_{\Pi} + 0,017K_p - 0,626t_{\text{пл}} - \\
& - 0,684P_{\text{пл}} - 0,314\mu_{\text{н}} - 0,471\rho_{\text{н}} - 0,454\rho'_{\text{н}} + 0,322\beta + \\
& + 0,204P_{\text{нас}} + 0,416G + 0,393\mu_{\text{в}} + 0,032\rho'_{\text{в}} + 0,019M;
\end{aligned} \tag{1.95}$$

- для группы 2.4.19.19:

$$\begin{aligned}
 Z_1 = & -0,751H_{\text{зал}} + 0,409H_{\text{общ}} + 0,332H_9 + 0,739H_{\Pi} - 0,551m_{\Gamma} + \\
 & + 0,456K_{\text{н}} + 0,379K_{\text{проп}} - 0,612K_{\Pi} + 0,692K_{\text{р}} - 0,801t_{\text{пл}} - \\
 & - 0,763P_{\text{пл}} + 0,690\mu_{\text{н}} - 0,099\rho_{\text{н}} + 0,823\rho'_{\text{н}} + 0,973\beta - \\
 & - 0,664P_{\text{нас}} + 0,706G - 0,698\mu_{\text{в}} - 0,369\rho'_{\text{в}} - 0,668M;
 \end{aligned} \tag{1.96}$$

$$\begin{aligned}
 Z_2 = & -0,264H_{\text{зал}} - 0,830H_{\text{общ}} - 0,883H_9 - 0,398H_{\Pi} - 0,167m_{\Gamma} - \\
 & - 0,369K_{\text{н}} - 0,016K_{\text{проп}} + 0,125K_{\Pi} - 0,685K_{\text{р}} - 0,203t_{\text{пл}} - \\
 & - 0,390P_{\text{пл}} + 0,509\mu_{\text{н}} + 0,399\rho_{\text{н}} - 0,011\rho'_{\text{н}} - 0,133\beta - \\
 & - 0,615P_{\text{нас}} - 0,597G - 0,041\mu_{\text{в}} - 0,766\rho'_{\text{в}} - 0,697M;
 \end{aligned} \tag{1.97}$$

- для группы 2.5.1.1:

$$\begin{aligned}
 Z_1 = & -0,984H_{\text{зал}} + 0,963H_{\text{общ}} + 0,599H_9 + 0,665H_{\Pi} - 0,813m_{\Gamma} + \\
 & + 0,208K_{\text{н}} - 0,629K_{\text{проп}} + 0,059K_{\Pi} + 0,142K_{\text{р}} - 0,969t_{\text{пл}} - \\
 & - 0,996P_{\text{пл}} - 0,953\mu_{\text{н}} + 0,927\rho_{\text{н}} + 0,047\rho'_{\text{н}} - 0,909\beta - \\
 & - 0,886P_{\text{нас}} - 0,890G + 0,007\mu_{\text{в}} - 0,842\rho'_{\text{в}} - 0,583M;
 \end{aligned} \tag{1.98}$$

$$\begin{aligned}
 Z_2 = & -0,035H_{\text{зал}} - 0,174H_{\text{общ}} - 0,193H_9 - 0,336H_{\Pi} + 0,307m_{\Gamma} - \\
 & - 0,897K_{\text{н}} + 0,756K_{\text{проп}} + 0,138K_{\Pi} + 0,590K_{\text{р}} - 0,232t_{\text{пл}} + \\
 & + 0,019P_{\text{пл}} + 0,137\mu_{\text{н}} + 0,364\rho_{\text{н}} + 0,960\rho'_{\text{н}} - 0,401\beta - \\
 & - 0,269P_{\text{нас}} - 0,430G + 0,970\mu_{\text{в}} + 0,460\rho'_{\text{в}} + 0,145M;
 \end{aligned} \tag{1.99}$$

- для группы 2.5.2.2:

$$\begin{aligned}
 Z_1 = & -0,679H_{\text{зал}} - 0,485H_{\text{общ}} - 0,295H_9 + 0,232H_{\Pi} + 0,161m_{\Gamma} - \\
 & - 0,003K_{\text{н}} - 0,597K_{\text{проп}} - 0,110K_{\Pi} - 0,751K_{\text{р}} - 0,710t_{\text{пл}} - \\
 & - 0,839P_{\text{пл}} + 0,563\mu_{\text{н}} + 0,602\rho_{\text{н}} + 0,270\rho'_{\text{н}} - 0,790\beta - \\
 & - 0,928P_{\text{нас}} - 0,661G - 0,447\mu_{\text{в}} - 0,357\rho'_{\text{в}} - 0,394M;
 \end{aligned} \tag{1.100}$$

$$\begin{aligned}
 Z_2 = & 0,190H_{\text{зал}} + 0,368H_{\text{общ}} + 0,761H_9 + 0,461H_{\Pi} - 0,676m_{\Gamma} + \\
 & + 0,939K_{\text{н}} + 0,472K_{\text{проп}} + 0,828K_{\Pi} - 0,179K_{\text{р}} + 0,115t_{\text{пл}} + \\
 & + 0,060P_{\text{пл}} + 0,577\mu_{\text{н}} + 0,518\rho_{\text{н}} + 0,873\rho'_{\text{н}} + 0,004\beta + \\
 & + 0,042P_{\text{нас}} + 0,129G + 0,429\mu_{\text{в}} - 0,505\rho'_{\text{в}} - 0,449M;
 \end{aligned} \tag{1.101}$$

- для группы 2.5.3.3:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & -0,875H_{\text{зал}} + 0,418H_{\text{общ}} - 0,159H_3 - 0,466H_{\Pi} - 0,498m_{\Gamma} - \\
& - 0,333K_{\text{H}} - 0,166K_{\text{проH}} - 0,534K_{\Pi} + 0,339K_{\text{p}} - 0,861t_{\text{пл}} - \\
& - 0,887P_{\text{пл}} + 0,778\mu_{\text{H}} + 0,728\rho_{\text{H}} + 0,359\rho'_{\text{H}} - 0,53\beta - \\
& - 0,726P_{\text{нас}} - 0,868G + 0,570\mu_{\text{B}} - 0,658\rho'_{\text{B}} - 0,689M;
\end{aligned} \tag{1.102}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & 0,120H_{\text{зал}} - 0,799H_{\text{общ}} - 0,720H_3 + 0,109H_{\Pi} - 0,217m_{\Gamma} - \\
& - 0,411K_{\text{H}} - 0,935K_{\text{проH}} + 0,536K_{\Pi} - 0,812K_{\text{p}} + 0,013t_{\text{пл}} + \\
& + 0,129P_{\text{пл}} - 0,040\mu_{\text{H}} + 0,040\rho_{\text{H}} - 0,180\rho'_{\text{H}} - 0,778\beta - \\
& - 0,118P_{\text{нас}} - 0,295G + 0,573\mu_{\text{B}} + 0,316\rho'_{\text{B}} + 0,208M;
\end{aligned} \tag{1.103}$$

- для группы 2.5.4.4:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & 0,897H_{\text{зал}} - 0,782H_{\text{общ}} + 0,087H_3 + 0,838H_{\Pi} - 0,525m_{\Gamma} - \\
& - 0,398K_{\text{H}} - 0,822K_{\text{проH}} + 0,913K_{\Pi} - 0,946K_{\text{p}} + 0,863t_{\text{пл}} + \\
& + 0,871P_{\text{пл}} + 0,078\mu_{\text{H}} - 0,792\rho_{\text{H}} - 0,564\rho'_{\text{H}} + 0,925\beta + \\
& + 0,901P_{\text{нас}} + 0,641G - 0,744\mu_{\text{B}} - 0,438\rho'_{\text{B}} + 0,322M;
\end{aligned} \tag{1.104}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,359H_{\text{зал}} - 0,575H_{\text{общ}} - 0,713H_3 - 0,071H_{\Pi} - 0,806m_{\Gamma} - \\
& - 0,463K_{\text{H}} - 0,423K_{\text{проH}} + 0,079K_{\Pi} - 0,259K_{\text{p}} - 0,391t_{\text{пл}} - \\
& - 0,403P_{\text{пл}} + 0,805\mu_{\text{H}} + 0,251\rho_{\text{H}} + 0,869\rho'_{\text{H}} - 0,113\beta - \\
& - 0,119P_{\text{нас}} - 0,376G - 0,529\mu_{\text{B}} - 0,742\rho'_{\text{B}} - 0,829M;
\end{aligned} \tag{1.105}$$

- для группы 2.5.5.5:

$$\begin{aligned}
Z_1 = & -0,832H_{\text{зал}} + 0,043H_{\text{общ}} - 0,192H_3 - 0,211H_{\Pi} - 0,124m_{\Gamma} - \\
& - 0,572K_{\text{H}} + 0,229K_{\text{проH}} - 0,284K_{\Pi} + 0,064K_{\text{p}} - 0,675t_{\text{пл}} - \\
& - 0,849P_{\text{пл}} + 0,514\mu_{\text{H}} + 0,854\rho_{\text{H}} + 0,782\rho'_{\text{H}} - 0,884\beta - \\
& - 0,624P_{\text{нас}} - 0,722G - 0,297\mu_{\text{B}} - 0,272\rho'_{\text{B}} - 0,217M;
\end{aligned} \tag{1.106}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & 0,122H_{\text{зал}} - 0,149H_{\text{общ}} - 0,713H_3 - 0,861H_{\Pi} + 0,857m_{\Gamma} + \\
& + 0,417K_{\text{H}} - 0,379K_{\text{проH}} - 0,894K_{\Pi} + 0,410K_{\text{p}} - 0,203t_{\text{пл}} + \\
& + 0,152P_{\text{пл}} - 0,01\mu_{\text{H}} + 0,149\rho_{\text{H}} + 0,416\rho'_{\text{H}} + 0,016\beta + \\
& + 0,216P_{\text{нас}} + 0,168G + 0,287\mu_{\text{B}} + 0,564\rho'_{\text{B}} + 0,014M.
\end{aligned} \tag{1.107}$$

1.6 Использование различных объемов информации при идентификации в условиях неопределенности

Как отмечается в [9, 23] идентификация объектов в самых разнообразных сферах деятельности позволяет решать широкий круг задач, направленных на повышение эффективности управления различными процессами.

В условиях нефтяной отрасли процедура идентификации позволяет:

- *по залежам, разбуренным и находящимся в разработке:*
 - обосновывать корректность проведения анализа разработки, тиражирование успешных инновационных технологий [24–26] на объектах-аналогах искоемых и сопредельных нефтегазоносных регионов [27–29];
 - определять ключевые причины уменьшения объема выработки запасов нефти [30];
 - реализовывать обоснованный подбор технологий для процессов интенсификации добычи нефти [31,32];
 - создавать научно-методическую базу обоснования эффективной разработки идентичных объектов, вводимых в разработку [9, 33, 34];
 - производить детальный отбор сопредельной информации для наиболее полной выработки активов недропользователей [35-38];
 - определять тренды эффективного использования инвестиции [39, 40] и области эффективного применения технологий;
 - рассматривать объекты как актуальные полигоны для объектов-аналогов с целью продуктивного применения лучших практик разработки месторождений; [41–43];
 - снижать риски принятия низкоэффективных решений при доработке объектов добычи [44–48];
 - существенно повысить объективность оценки эффективности применения инновационных технологий;

- определять степень и характер влияния как геологических, так и технологических параметров, оказывающих основное влияние на степень нефтеизвлечения [49–51];

- *по залежам, вводимым в разработку, в дополнение к вышеперечисленным:*

- проводить контроль за разработкой со вскрытием причин снижения и установлением способов повышения эффективности разработки, оценку потенциальных уровней технологических показателей;

- реализовывать поиск необходимой информации и оценивать уровень ее релевантности для определения возможности проведения проектных работ, связанных с интенсификацией добычи нефти.

Особое значение идентификация объектов разработки приобретает в условиях эксплуатации залежей ВУНГП и ЗСНГП в связи с тем, что в пределах рассматриваемых территорий аккумулируются значительное количество низкопродуктивных залежей, являющиеся ключевым резервом добывающих регионов и требующих для их энергоэффективного освоения применения комплексных технологий [9, 10, 52–66].

1.6.1 Алгоритмы идентификации

Решению задач идентификации объектов разработки посвящено значительное количество работ [1, 2, 9, 13, 19, 67–74]. Для условий залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, приуроченных к терригенным коллекторам, наиболее известными и применяемыми являются алгоритмы идентификации, предложенные М. А. Токаревым, Р. Г. Абдулмазитовым, Р. Г. Рамазановым, для залежей в карбонатных коллекторах ВУНГП – В. Ш. Мухаметшиным, И. И. Абызбаевым, Н. Ш. Хайрединовым.

Для условий залежей нефти Западной Сибири в терригенных коллекторах созданы алгоритмы идентификации Ш. Х. Султановым, Ю. А. Котеневым, В. Е. Андреевым, В. В. Мухаметшиным.

Анализ предложенных алгоритмов выявил ряд моментов, которые требуют уточнения и проведения дополнительных исследований.

На основании анализа установлено, что существующие алгоритмы принятия управленческих решений включают в себя применение различного объема геолого-технологических параметров (в среднем от 13 до 35), причем в зависимости от объектов их набор варьируется. Одним из ключевых направлений для исследования является достоверное определение минимально необходимого количества параметров, при помощи которых может быть реализована идентификация без потери точности моделей. Решение представленной задачи было осуществлено для различных алгоритмов [9, 13], широко используемых в пределах карбонатных коллекторов ВУНГП и терригенных коллекторов ЗСНГП.

1.6.1.1 Идентификация залежей в карбонатных коллекторах ВУНГП

Работа [13] посвящена применению методов распознавания образов в рамках реализации процедуры идентификации по более чем 550 объектам с использованием 13 базовых параметров. В результате моделирования достоверно установлены границы 18 групп объектов.

Предлагается для проведения процедуры идентификации (отнесения исследуемых объектов к той или иной группе) использовать полученные и представленные на Рисунке 1.27 распределения центров группирования и зон групп объектов в осях переменных y_1 и y_2 , имеющих следующий вид:

$$y_1 = 43,51 + 0,034m_{\Gamma} + 0,056m_K - 2,666K_H + 0,025\mu_H - 0,048\mu_O + \\ + 0,004\rho_H - 0,006H_{\text{зал}} + 0,129P_{\text{нас}} + 0,016G - 0,178P_{\text{пл}} - 0,004K_{\text{прон}} - \\ - 0,121t_{\text{пл}}; \quad (1.108)$$

$$y_2 = -32,42 + 0,034m_{\Gamma} - 0,010m_K + 0,215K_H + 0,015\mu_H - 0,098\mu_O - \\ - 0,019\rho_H + 0,0001H_{\text{зал}} + 0,438P_{\text{нас}} + 0,011G - 0,040P_{\text{пл}} - 0,002K_{\text{прон}} - \\ - 0,057t_{\text{пл}}. \quad (1.109)$$



Рисунок 1.27 – Распределение центров группирования и зон групп объектов в осях канонических переменных $y_1 - y_2$

При группировании были использованы следующие параметры:

- m_k, m_r – средние значения коэффициента пористости по керну и геофизике соответственно, %;

- K_n – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.;

- μ_n – вязкость пластовой нефти, мПа·с;

- μ_0 – относительная вязкость нефти;

- ρ_n – плотность пластовой нефти, кг/м³;

- $H_{зал}$ – глубина залегания пласта, м;

- $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом, МПа;

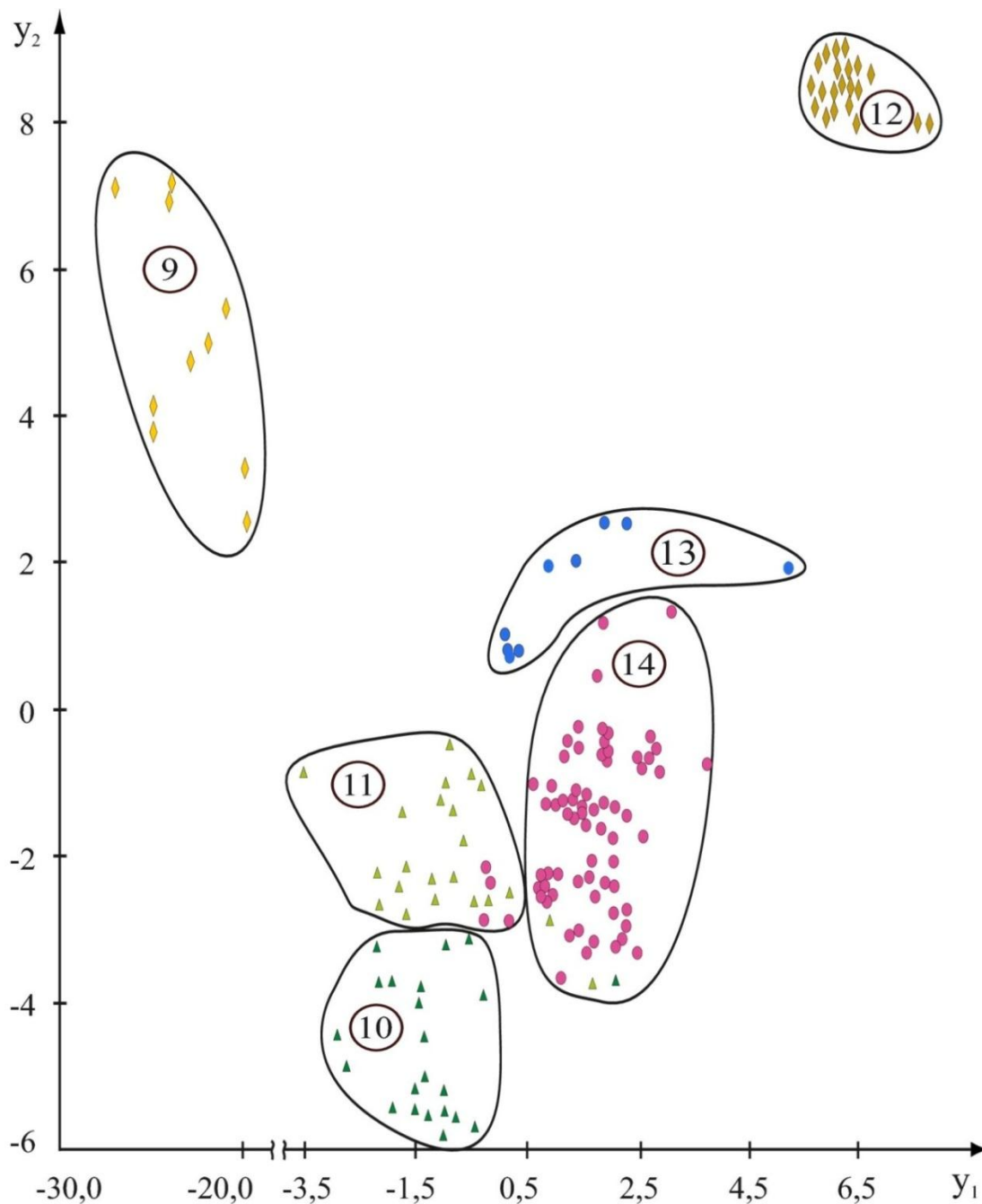
- G – пластовый газовый фактор, м³/т;

- $P_{пл}$ – начальное пластовое давление, МПа;

- $t_{пл}$ – начальная пластовая температура, К;

- $K_{прон}$ – коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм².

В этой же работе проведена глубокая дифференциация более трехсот объектов по тридцати параметрам. Причем широко использованы статистики, характеризующие геологическую неоднородность объектов.



● – объекты группы 13; ● – объекты группы 14; ▲ – объекты группы 11;
▲ – объекты группы 10; ◆ – объекты группы 12; ◆ – объекты группы 9

Рисунок 1.28 – Распределение объектов исследования в осях канонических переменных $y_1 - y_2$ (нижнепермская, среднекаменноугольная системы)

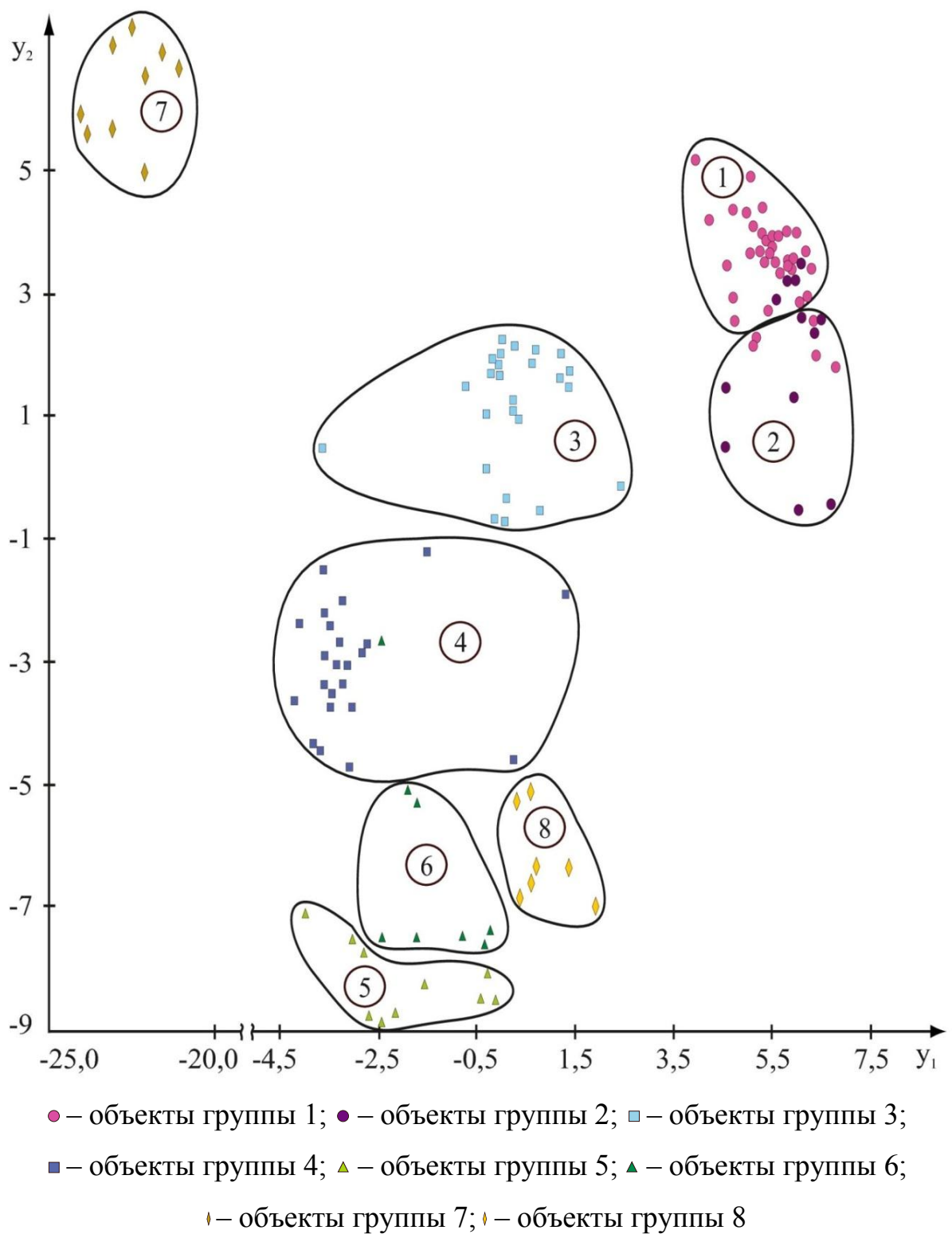


Рисунок 1.29 – Распределение объектов исследования в осях канонических переменных $y_1 - y_2$ (нижнекаменноугольная, верхнедевонская системы)

Проведение идентификации при достаточно высокой интенсивности разбуривания объектов, в частности, скважинами транзитного фонда, рекомендуется осуществлять дифференцированно для залежей нижнепермской и среднекаменноугольной, а также нижнекаменноугольной и верхнедевонской систем. В данном случае реализуется изучение объектов в осях канонических дискриминантных функций, отраженных на Рисунках 1.28, 1.29.

Значения дискриминантных функций предлагается рассчитывать по формулам, имеющим следующий вид:

– по объектам нижнекаменноугольной и девонской систем:

$$y_1 = 158,1 + 0,218H_{\Sigma}^P - 1,477H_{\Pi} - 0,043W_{H\Pi} + 1,494m_K - 0,334\sigma_m - 33,02K_H - 0,689\Theta_m - 0,11K_P + 0,305\mu_H + 0,485\mu_O - 0,126\rho_H + 0,02H_{\text{зал}} - 0,448P_{\text{нас}} + 0,022G - 0,897P_{\text{пл}} - 0,193t_{\text{пл}} - 0,016K_{\text{проп}} + 2,757K_{\Pi}; \quad (1.110)$$

$$y_2 = -3,23 - 0,121H_{\Sigma}^P + 0,504H_{\Pi} + 0,037W_{H\Pi} - 0,31m_K - 0,371\sigma_m + 15,13K_H + 1,398\Theta_m - 0,221K_P - 0,165\mu_H + 0,227\mu_O + 0,048\rho_H - 0,002H_{\text{зал}} - 0,19P_{\text{нас}} - 0,109G - 0,397P_{\text{пл}} - 0,122t_{\text{пл}} + 0,01K_{\text{проп}} - 7,68K_{\Pi}; \quad (1.111)$$

– по объектам нижнепермской и среднекаменноугольной систем:

$$y_1 = 52,67 - 0,054H_{\Sigma}^P + 0,426\sigma_{H\Sigma} - 3,007\sigma_{H\Pi} + 0,032W_{H\Pi} - 0,37m_{\Gamma} + 3,102\sigma_m - 0,471W_m - 0,949K_P + 0,734\mu_H - 0,887\mu_O - 0,036\rho_H - 0,31P_{\text{нас}} - 0,041G - 1,092P_{\text{пл}} - 0,016K_{\text{проп}} + 0,95K_{\Pi}; \quad (1.112)$$

$$y_2 = 106,73 - 0,099H_{\Sigma}^P + 0,936\sigma_{H\Sigma} + 0,002W_{H\Pi} - 0,027m_{\Gamma} + 1,656\sigma_m - 0,1151W_m + 0,503K_P + 1,841\mu_H - 1,697\mu_O - 0,119\rho_H - 0,905P_{\text{нас}} - 0,047G - 0,601P_{\text{пл}} - 0,053K_{\text{проп}} - 5,229K_{\Pi}. \quad (1.113)$$

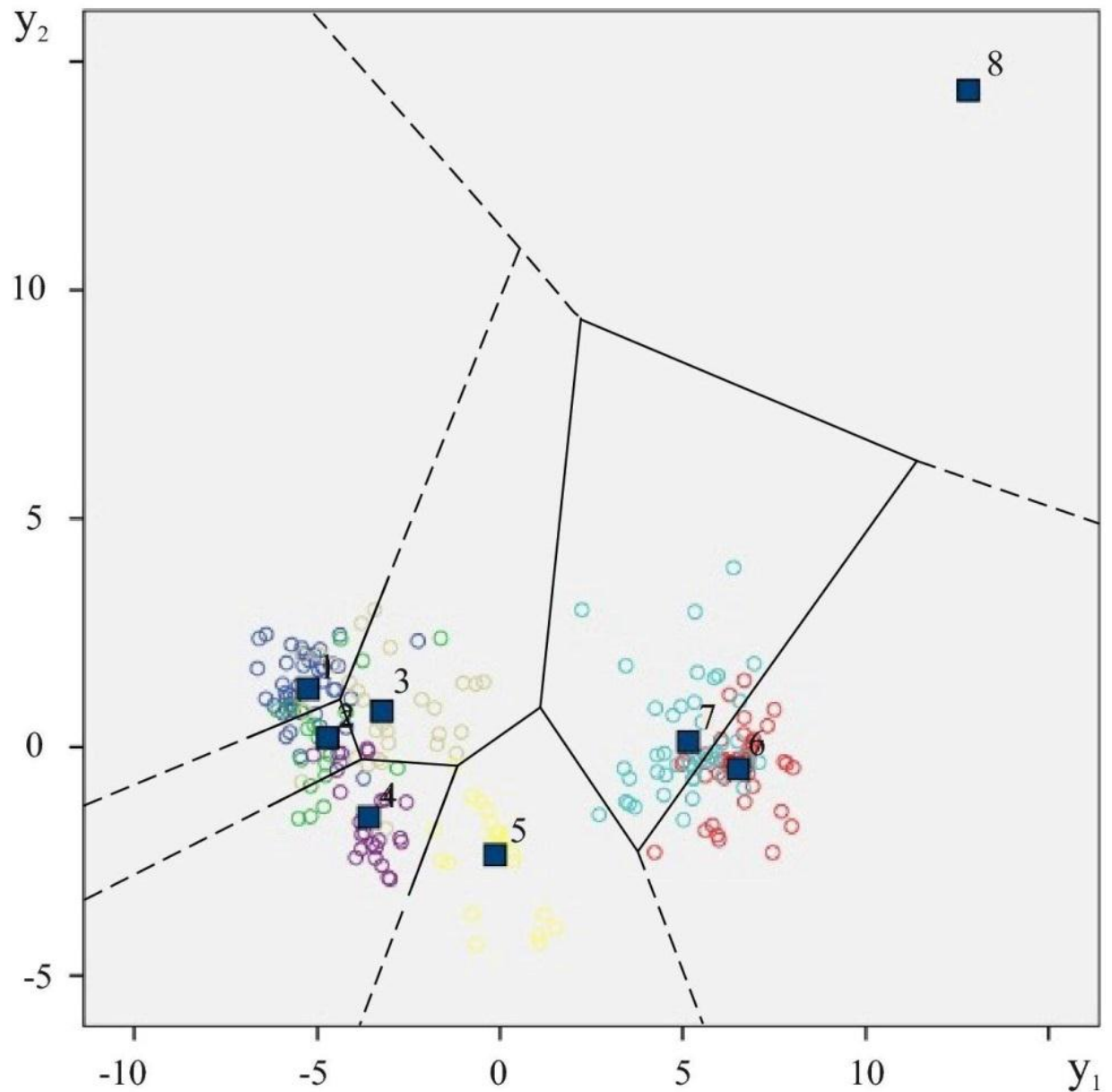
При группировании были использованы следующие параметры:

- H_{Σ} – среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины, м;
- H_{Σ}^P – среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины в зоне разбуривания, м;

- $\sigma_{H\mathcal{O}}$ – среднеквадратичное отклонение эффективной нефтенасыщенной толщины, м;
- $W_{H\mathcal{O}}$ – вариация эффективной нефтенасыщенной толщины, %;
- $\mathcal{E}_{H\mathcal{O}}$ – энтропия эффективной нефтенасыщенной толщины, нит;
- $\bar{\mathcal{E}}_{H\mathcal{O}}$ – относительная энтропия эффективной нефтенасыщенной толщины;
- H_{Π} – среднее значение толщины нефтенасыщенных пропластков, м;
- $\sigma_{H\Pi}$ – среднеквадратичное отклонение толщины нефтенасыщенных пропластков, м;
- $W_{H\Pi}$ – вариация толщины нефтенасыщенных пропластков, %;
- $\mathcal{E}_{H\Pi}$ – энтропия толщины нефтенасыщенных пропластков, нит;
- $\bar{\mathcal{E}}_{H\Pi}$ – относительная энтропия толщины нефтенасыщенных пропластков;
- K_{Π} – доля пород-коллекторов в общей толщине пласта, д. ед.;
- K_p – коэффициент расчлененности пласта;
- $K_{\text{неод}}$ – комплексный показатель неоднородности, м⁻²;
- σ_m – среднеквадратичное отклонение пористости, %;
- W_m – вариация пористости, %;
- $\mathcal{E}_m$ – энтропия пористости, нит;
- $\bar{\mathcal{E}}_m$ – относительная энтропия пористости;
- μ_H – вязкость пластовой нефти, мПа·с.

1.6.1.2 Идентификация залежей в терригенных коллекторах ЗСНГП

Для условий залежей нефти в терригенных коллекторах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции предложено проводить идентификацию путем использования территориальных карт отдельно для объектов палеозоя и юры, и объектов нижнего мела, представленных на Рисунках 1.30, 1.31.



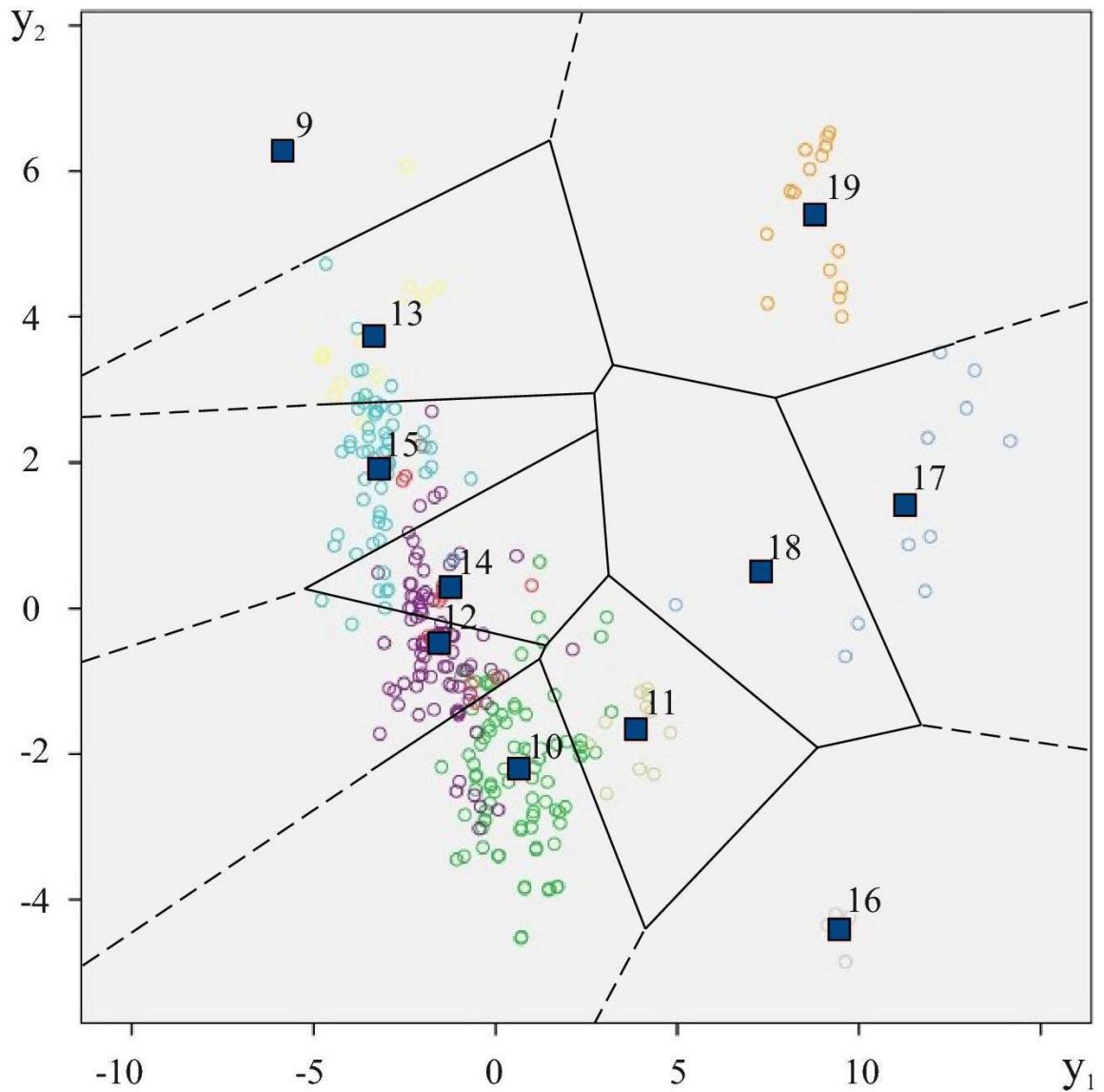
Номер группы объектов: $\circ$ – 1; $\circ$ – 2; $\circ$ – 3; $\circ$ – 4; $\circ$ – 5; $\circ$ – 6; $\circ$ – 7; $\circ$ – 8;

$\boxed{2 \blacksquare}$ – номер группы объектов и центр группирования;

$\triangleleft$ – границы выделенных групп объектов;

$\triangleleft$ – прогнозные границы выделенных групп объектов

Рисунок 1.30 – Распределение объектов исследования в осях канонических дискриминантных функций y_1 и y_2 (залежей юры и палеозоя)



Объекты:

○ – 9; ○ – 10; ○ – 11; ○ – 12; ○ – 13; ○ – 14; ○ – 15; ○ – 16; ○ – 17; ○ – 18; ○ – 19;

9 ■ – номер группы объектов и центр группирования;

◁ – границы выделенных групп объектов;

▬ – прогнозные границы выделенных групп объектов

Рисунок 1.31 – Распределение объектов исследования в осях канонических дискриминантных функций y_1 и y_2 (залежи нижнего мела)

Для определения принадлежности объекта к какой-либо группе на плоскости в осях КДФ должны быть рассчитаны значения этих функций по формулам, имеющим следующий вид:

– по залежам юры и палеозоя:

$$y_1 = -982 + 0,02H_{\text{зал}} + 0,26H_{\text{общ}} + 0,14H_{\text{э}} + 1232m_{\Gamma} - 66,9K_{\text{н}} + \\ + 0,03K_{\text{прои}} - 11,5K_{\text{п}} - 2,8K_{\text{р}} + 4,72t_{\text{пл}} + 1,5P_{\text{пл}} - 8,7\mu_{\text{н}} + \\ + 1161\rho_{\text{н}} + 201\beta + 19,7S + 1,2P + 11,5P_{\text{нас}} + 0,26G + 129\mu_{\text{в}} + \\ + 11,1\mu_{\text{о}}; \quad (1.114)$$

$$y_2 = -977 + 0,03H_{\text{зал}} + 0,32H_{\text{общ}} + 0,41H_{\text{э}} + 1236m_{\Gamma} - 98K_{\text{н}} + \\ + 0,01K_{\text{прои}} - 21,4K_{\text{п}} - 3,3K_{\text{р}} + 4,7t_{\text{пл}} + 0,8P_{\text{пл}} - 5,0\mu_{\text{н}} + \\ + 1172\rho_{\text{н}} + 203\beta + 18,6S + 0,67P + 11,3P_{\text{нас}} + 0,28G + 132\mu_{\text{в}} + \\ + 10,3\mu_{\text{о}}; \quad (1.115)$$

– по залежам нижнего мела:

$$y_1 = -1889 + 0,12H_{\text{зал}} + 0,96H_{\text{общ}} - 1,88H_{\text{э}} + 1008m_{\Gamma} + 9,3K_{\text{н}} - \\ - 0,06K_{\text{прои}} + 63,8K_{\text{п}} + 0,22K_{\text{р}} + 1,73t_{\text{пл}} + 1,68P_{\text{пл}} - 31,7\mu_{\text{н}} + \\ + 1549\rho_{\text{н}} + 1337\beta + 22,3S + 18,9P + 7,9P_{\text{нас}} - 1,85G + 521\mu_{\text{в}} + \\ + 22,7\mu_{\text{о}}; \quad (1.116)$$

$$y_2 = -1932 + 0,15H_{\text{зал}} + 0,36H_{\text{общ}} - 1,29H_{\text{э}} + 1131m_{\Gamma} - 45,7K_{\text{н}} - \\ - 0,05K_{\text{прои}} + 53,0K_{\text{п}} + 1,32K_{\text{р}} + 0,62t_{\text{пл}} + 7,06P_{\text{пл}} - 35,0\mu_{\text{н}} + \\ + 1632\rho_{\text{н}} + 1378\beta + 26,7S + 7,1P + 8,2P_{\text{нас}} - 1,92G + 422\mu_{\text{в}} + \\ + 16,8\mu_{\text{о}}, \quad (1.117)$$

где $H_{\text{общ}}$ – общая толщина пласта, м;

β – объемный коэффициент нефти;

S, P – содержание в нефти сероводорода и парафина соответственно, %;

$\mu_{\text{в}}$ – вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с.

1.6.2 Влияние объема исходной геолого-промысловой информации на степень идентифицируемости залежей

При решении различных задач разработки, как было отмечено выше, важное значение имеет идентификация и группирование объектов разработки. При этом важно знать объем исходной информации, позволяющий проводить идентификацию с определенной степенью точности.

В качестве меры этой точности предлагается использовать степень идентифицируемости, которая представляет из себя вероятность правильного отнесения объектов в группу или процент верно сгруппированных объектов в соответствии с требованиями «учителя».

Наличие информации об объеме данных, необходимых для реализации процедур идентификации определяется исходя из:

- необходимости оперативного выбора объектов-аналогов при вводе месторождений в промышленную эксплуатацию с целью использования лучших практик по различным направлениям деятельности;
- величины затрат на осуществление значительного объема специальных промысловых исследований по определению значений тех или иных параметров;
- наличия погрешностей при попытках применения обобщенных моделей прогнозирования показателей;
- нелинейного характера изменения геолого-промысловых параметров во времени.

Изучение степени идентифицируемости объектов исследования в зависимости от количества параметров, характеризующих особенности геологического строения залежей и свойства пластовых жидкостей, проводилось путем анализа изменения процента верно сгруппированных объектов на каждом шаге изъятия наименее значимых параметров. Наименее значимым параметром является параметр, после изъятия которого процент изменения верно сгруппированных объектов минимален по сравнению с изъятием других параметров на каждом шаге.

1.6.2.1 Залежи в карбонатных коллекторах ВУНГП

Результаты расчетов по сгруппированным залежам, приуроченным к карбонатным коллекторам Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (объекты выделены по 12 параметрам из 13 используемых) представлены на Рисунке 1.32.

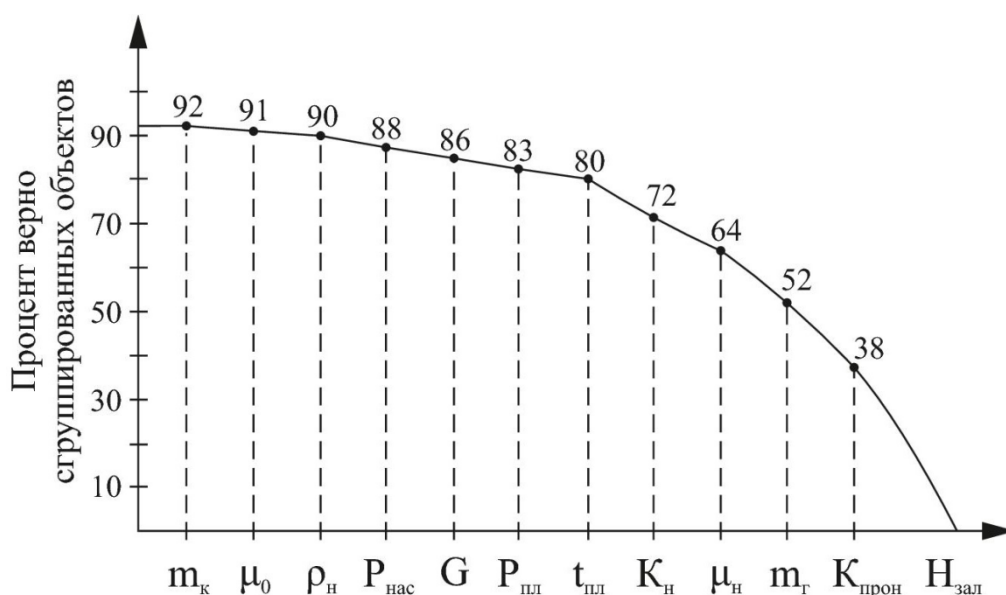


Рисунок 1.32 – Вклад параметров в процент верно сгруппированных объектов ВУНГП в карбонатных коллекторах

Как показывают расчеты, 12 представленных параметров из 13 определяют более 90 % верно сгруппированных объектов, что является высоким показателем и демонстрирует приемлемый уровень идентифицируемости залежей. Несмотря на это, отметим следующее: наибольший процент идентифицируемости (80 %) определяют первые пять параметров, характеризующих в большей мере фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, условия залегания пласта и физико-химические свойства добываемых флюидов. Так, суммарный процент прироста идентифицируемости залежей при добавлении оставшихся параметров равен 12 %. Это позволяет говорить о том, что в условиях ввода месторождений в разработку можно использовать лишь 5 параметров для формирования первичной стратегии разбуривания, а уточнение ее производить по мере поступления информации.

Незначительное влияние на рост процента верно сгруппированных параметров m_k , μ_0 , ρ_n , $P_{нас}$, G , $P_{пл}$, $t_{пл}$ объясняется их высокой коррелируемостью с параметрами μ_n , m_r , $K_{прон}$, K_n , $H_{зал}$.

Так, зависимость между пористостью по керну и геофизики демонстрирует высокий уровень корреляции (Рисунок 1.33).

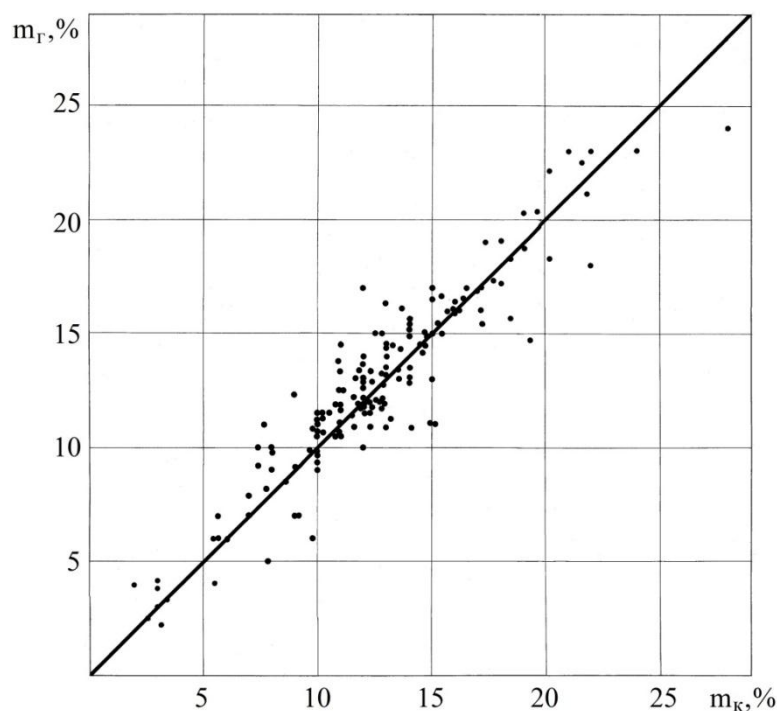


Рисунок 1.33 – Сопоставление значений пористости, определенной по данным лабораторных и геофизических исследований

Варьирование процента верно сгруппированных объектов осуществляется в пределах от 70 до 100 % в зависимости от групп. Наибольший вклад в фактор идентифицируемости объектов вносят глубина залегания, коэффициент проницаемости, пористость и вязкость пластовой нефти с суммарной величиной, равной 68 %.

Результаты расчетов по сгруппированным залежам, приуроченным к нижнекаменноугольной и верхнедевонской системам (6 групп выделены по 16 параметрам из 30 используемых, среди которых – различные показатели, отражающие геологическую неоднородность по различным параметрам), представлены на Рисунке 1.34.

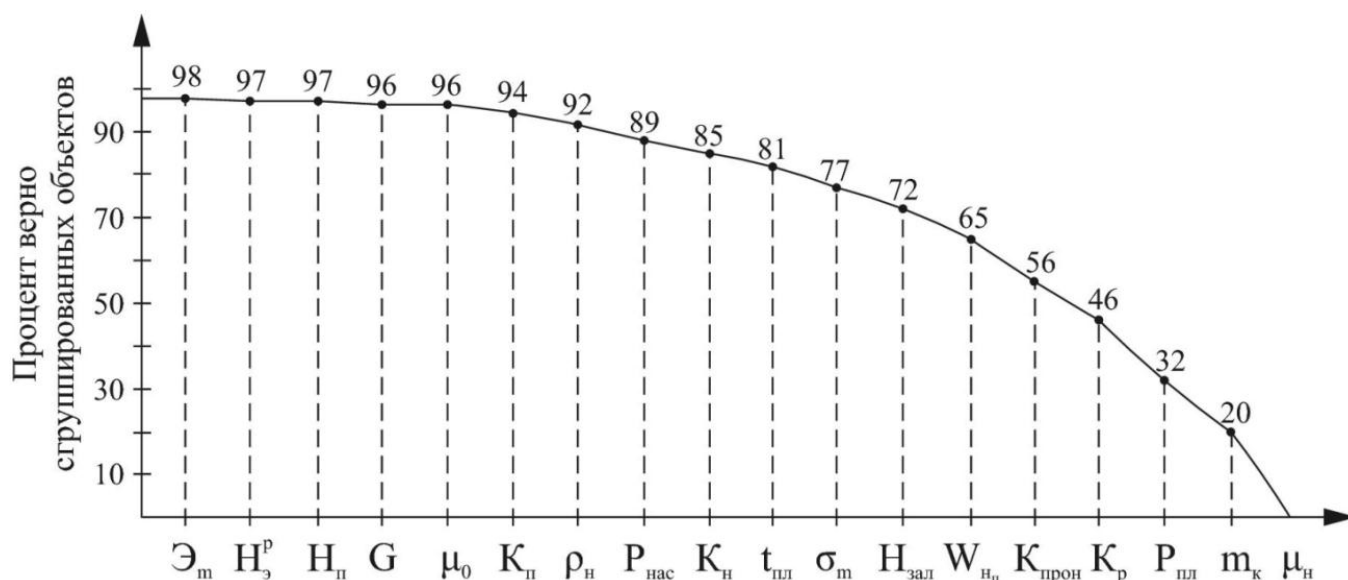


Рисунок 1.34 – Вклад параметров в процент верно сгруппированных объектов
ВУНГП в карбонатных коллекторах
нижнекаменноугольной и верхнедевонской систем

Исходя из распределения вклада параметров отметим, что обеспечение более 95% идентифицируемости объектов реализуется с использованием 18 параметров, 7 из которых определяют более 75% идентифицируемости. Наибольший вклад среди них вносит вязкость нефти, а наименьший – глубина залегания. Оставшиеся 11 параметров составляют лишь 21 % прироста процента верно сгруппированных объектов.

Причем среди наименее значимых параметров необходимо отметить энтропию пористости (0,3 %), эффективную нефтенасыщенную толщину (1 %), среднюю толщину нефтенасыщенных пропластков (1 %), пластовый газовый фактор (1 %) и относительную вязкость нефти (1 %). Среди наиболее значимых параметров – вязкость пластовой нефти (20 %), пористость (12 %), начальное пластовое давление (12 %), коэффициент расчлененности (10 %) (Рисунок 1.35).

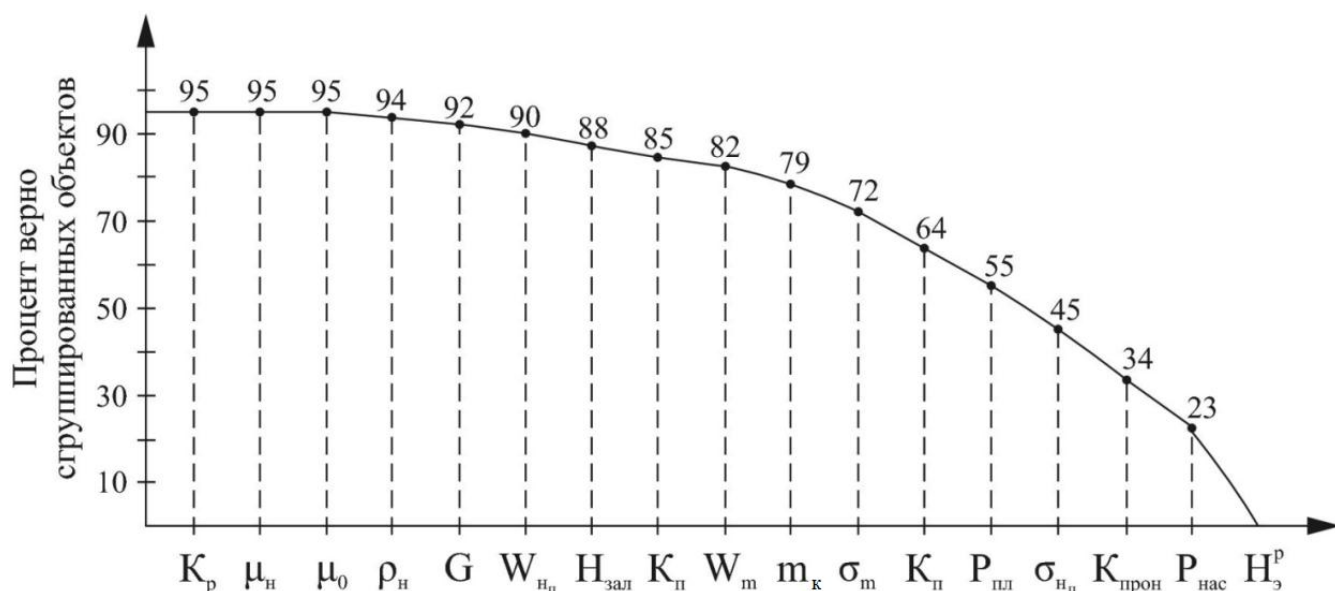


Рисунок 1.35— Вклад параметров в процент верно сгруппированных объектов
ВУНГП в карбонатных коллекторах
нижнепермской и среднекаменноугольной систем

Низкий вклад в процент верно сгруппированных объектов может быть обусловлен наличием тесной взаимосвязи с параметрами, оказывающими значительное влияние на результаты идентификации (Рисунок 1.36).

Исходя из результатов анализа отметим, что внедрение в процессы идентификации показателей, отражающих количественно и качественно геологическую неоднородность, положительно сказывается на степени идентифицируемости. Несмотря на это, семь наиболее значимых параметров обуславливают более 75 % верно сгруппированных объектов и данного показателя вполне достаточно для организации первичного подхода к процедуре обработки данных и принятию управленческих решений на ранних стадиях.

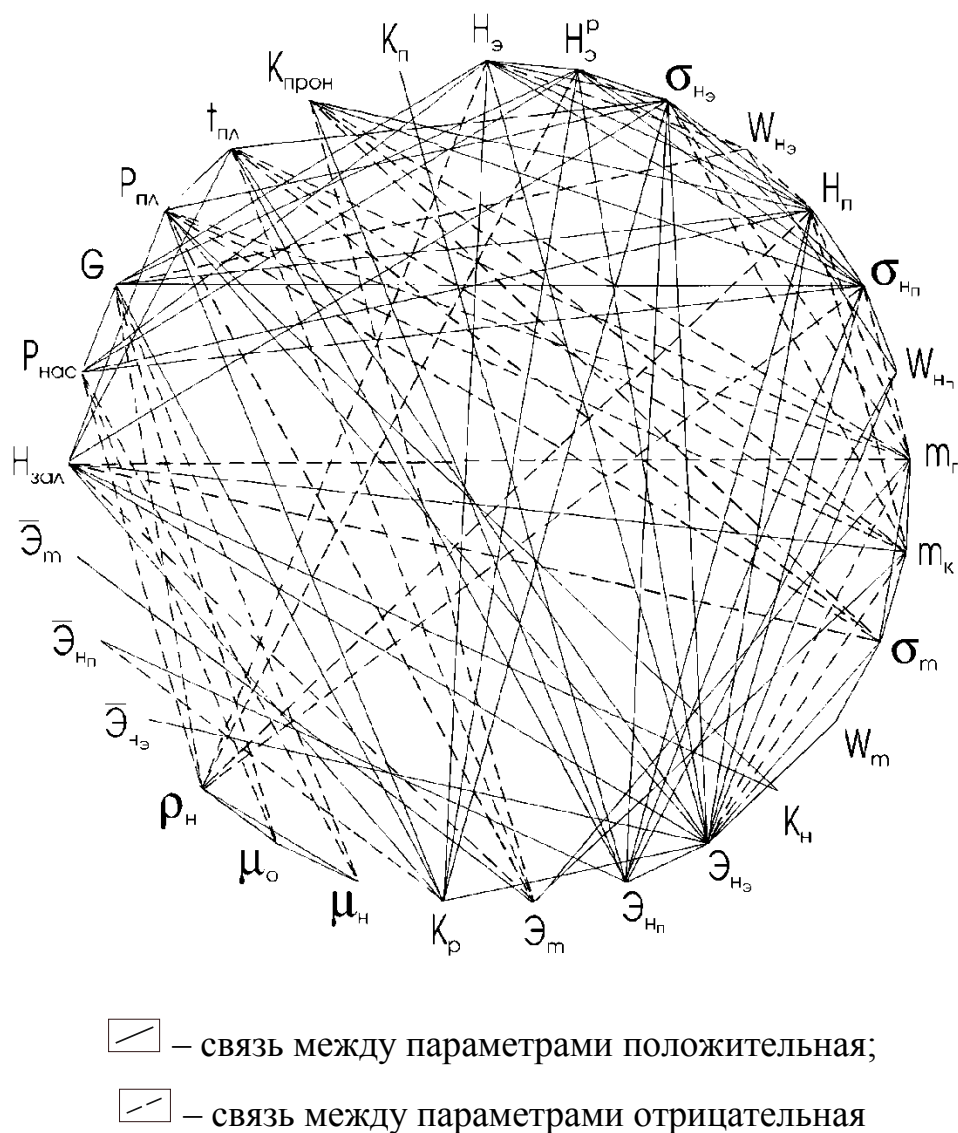


Рисунок 1.36 – Граф значимых связей между параметрами объектов
в карбонатных коллекторах ВУНГП

Результаты расчетов по сгруппированным залежам, приуроченным к нижнепермской и верхнедевонской системам (8 групп выделены по 17 параметрам из 30 используемых), представлены на Рисунке 1.35. Как видно, из используемых параметров 17 значимых по критерию Фишера обеспечивают 95 % верно сгруппированных объектов (по группам – от 91 до 100 %). Те же 7 параметров, как и в предыдущих расчетах других стратиграфических систем, но из 17 значимых – определяют 79 % идентифицируемости. Однако набор этих параметров и процент их значимости в порядке убывания иной:

эффективная нефтенасыщенная толщина, давление насыщения, коэффициент проницаемости, среднеквадратичное отклонение толщины нефтенасыщенных пропластков, пластовое давление, доля пород-коллекторов в общей толщине пласта и среднеквадратичное отклонение пористости по геофизике [3]. На долю остальных 10 параметров приходится 16 % прироста верно сгруппированных параметров. Среди наименее значимых параметров – коэффициент расчлененности (0,1 %), вязкость пластовой нефти (0,2 %), относительная вязкость нефти (0,3 %), плотность пластовой нефти (1 %), газовый фактор (2 %), вариация толщины нефтенасыщенных пропластков (2 %). Среди наиболее значимых параметров – эффективная нефтенасыщенная толщина в зоне разбуривания (23 %), давление насыщения нефти газом (11 %), коэффициент проницаемости (11 %), среднеквадратичное отклонение толщины нефтенасыщенных пропластков (10 %).

Минимальный вклад коэффициента расчлененности в показатель идентифицируемости объектов обусловлен высоким уровнем взаимосвязи с параметром, характеризующим толщинные свойства пластов. Для всех остальных параметров прослеживается аналогичная тенденция, в частности, например, для глубины залегания залежи и величины пластового давления. Однако существуют и отклонения от данной практики, что подтверждается распределением на Рисунке 1.36.

С другой стороны, несмотря на значимую связь коэффициента проницаемости со среднеквадратичным отклонением толщины нефтенасыщенных пропластков, оба эти параметра являются наиболее информативными, что является следствием недостаточно высокой степени их корреляционной связи (при определении ее значимости по [75]).

Анализ полученных результатов демонстрирует необходимость как реализации дифференцированного подхода к решению задач релевантного определения необходимого объема информации, так и обоснованному использованию ее в пределах различных тектонико-стратиграфических комплексов.

1.6.2.2 Залежи в терригенных коллекторах ЗСНГП

Результаты расчетов по сгруппированным залежам в терригенных коллекторах юры и палеозоя ЗСНГП (8 групп выделены по 19 параметрам) представлены на Рисунке 1.37.

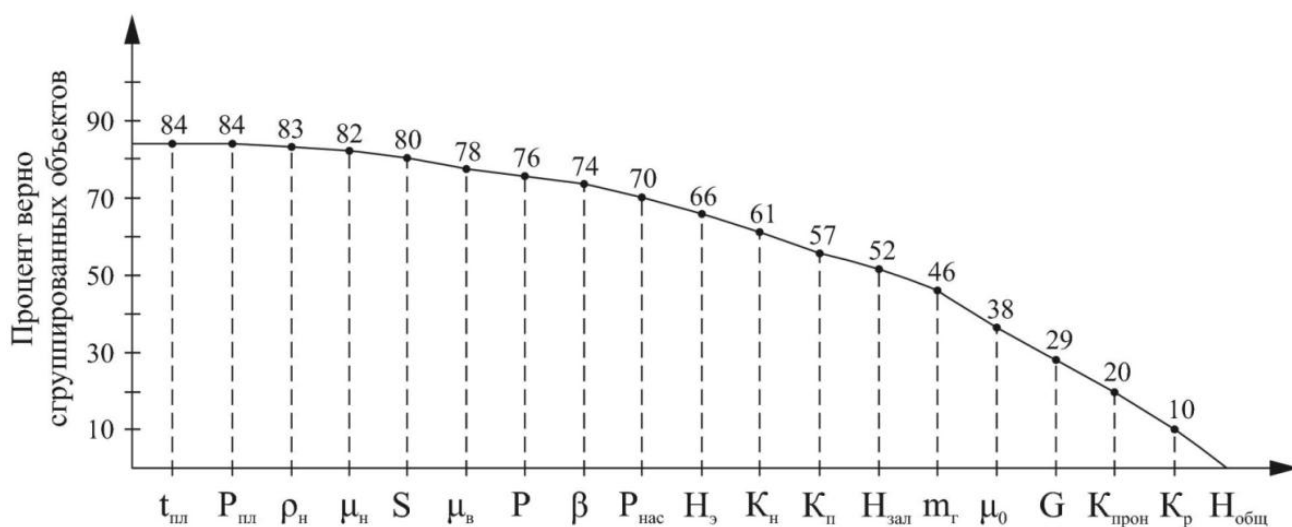


Рисунок 1.37 – Вклад параметров в процент верно сгруппированных объектов ЗСНГП в терригенных коллекторах юры и палеозоя

Как видно, выбранные параметры определяют 85,3 % верно сгруппированных объектов. Десять параметров определяют 70 % идентифицируемости, среди которых в порядке убывания значимости: общая толщина пласта, коэффициент расчлененности, коэффициент проницаемости, газовый фактор, относительная вязкость нефти, коэффициент пористости по данным геофизических исследований, глубина залегания пласта, коэффициенты песчанистости и нефтенасыщенности, эффективная нефтенасыщенная толщина. Необходимо отметить рост количества параметров по сравнению с карбонатными залежами ВУНГП и некоторое снижение (порядка 10 %) степени идентифицируемости объектов, что связано, по-видимому, с большим разнообразием объектов и большим объемом выборки. Это говорит о том, что на стадии ввода месторождений в разработку пятью-семью параметрами для

решения вопроса идентификации обойтись невозможно из-за увеличения риска принятия ошибочного решения.

Наименее значимыми являются: начальные пластовые давление и температура из-за их высокой корреляционной связи с глубиной залегания; вязкость и плотность пластовой нефти, вязкость пластовой воды, давление насыщения и объемный коэффициент нефти из-за высокой корреляционной связи с относительной вязкостью нефти.

Суммарный вклад коэффициентов песчанистости и нефтенасыщенности в показатель идентифицируемости объектов составляет 9 %. Теснота связи между физико-химическими параметрами добываемой продукции определяется исходя из величины их вариации.

Кривая, отражающая вклад параметров в величину идентифицируемости, является более плавной, и разница вклада между наиболее значимыми параметрами (общая толщина пласта – 10 %, коэффициент расчлененности – 10 %, коэффициент проницаемости – 9 %, газовый фактор – 9 %, относительная вязкость нефти – 8 %) и наименее значимыми (начальная пластовая температура – 0,3 %, начальное пластовое давление – 0,4 %, плотность пластовой нефти – 1 %, вязкость пластовой нефти – 1 %, содержание серы в нефти – 2 %) минимальна среди всех рассматриваемых вариантов группирования и идентификации.

Результаты расчетов по сгруппированным залежам в терригенных коллекторах нижнего мела Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (11 групп выделены по 19 параметрам) представлены на Рисунке 1.38.

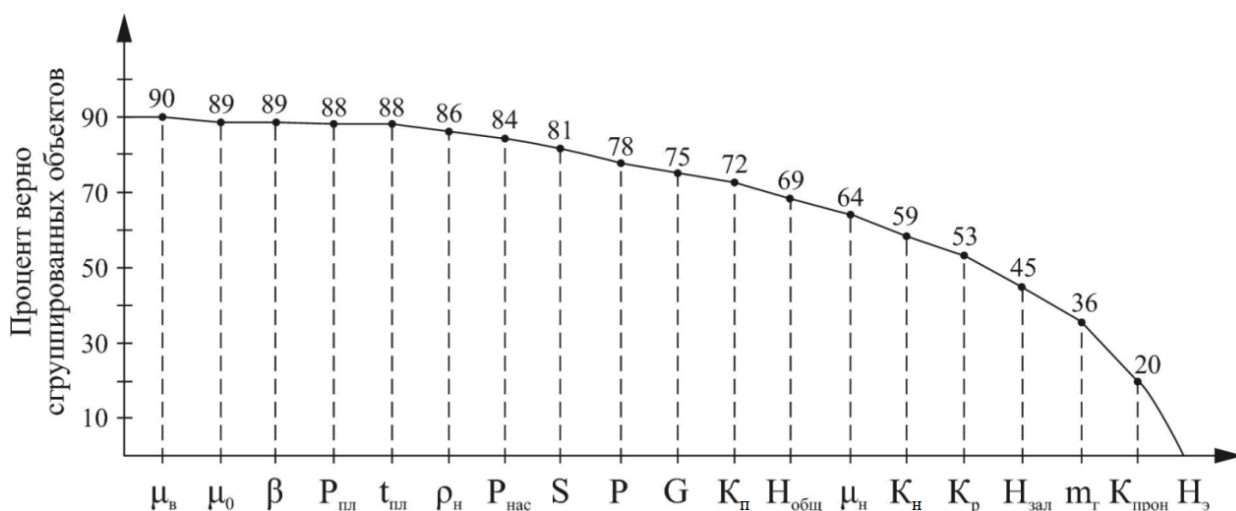


Рисунок 1.38 – Вклад параметров в процент верно сгруппированных объектов ЗСНГП в терригенных коллекторах нижнего мела

Как видно, выбранные параметры определяют 90,2 % верно классифицированных объектов. Семь параметров определяют 70 % верно сгруппированных объектов, среди которых в порядке убывания значимости: эффективная нефтенасыщенная толщина, коэффициент проницаемости, коэффициент пористости по геофизике, глубина залегания пласта, коэффициент расчлененности, коэффициент нефтенасыщенности и вязкость пластовой нефти. Видно, что по сравнению с карбонатными залежами ВУНГП для идентификации объектов требуется несколько большее количество параметров, но по сравнению с залежами юры и палеозоя ЗСНГП это количество меньше. Имеет место и разница в самих параметрах при идентификации объектов.

Наименее значимыми являются в порядке убывания: вязкость пластовой воды, относительная вязкость нефти, объемный коэффициент нефти, начальное пластовое давление, начальная температура пласта, плотность нефти, давление насыщения, содержание серы и парафина в нефти, газовый фактор, коэффициент песчаности, общая толщина пласта. Низкая значимость этих параметров объясняется их тесной корреляционной связью: $P_{пл}$ и $t_{пл}$ с $H_{зал}$; $H_{общ}$ с $H_э$; μ_v , μ_0 , ρ_n , β , $P_{нас}$, G с μ_n .

Отметим, что для залежей юры и палеозоя существуют параметры, вклад которых в процент идентифицируемости значителен. Наибольший суммарный

вклад вносят эффективная нефтенасыщенная толщина и коэффициент проницаемости, а наименьший – глубина залегания пласта и коэффициент пористости по данным геофизических исследований.

1.6.3 Общие закономерности идентификации объектов в условиях неопределенности и различных тектонико-стратиграфических элементов

В результате проведенного исследования были установлены комплексы параметров, обеспечивающих не менее 70 % идентифицируемости объектов. В Таблице 1.21 представлены различные варианты с показателями, которые могут быть успешно использованы при различных вариантах идентификации:

- вариант 1 представлен ограниченным объемом данных по залежам карбонатных коллекторов;
- вариант 2 включает в себя сведения по залежам нижнекаменноугольной и верхнедевонской систем, в том числе значения геологической неоднородности;
- вариант 3 отнесен к объектам нижнепермской и среднекаменноугольной систем;
- варианты 4 и 5 представлены на основании идентификации по объектам залежей ЗСНГП, относящихся к нижнему мелу, юре и палеозою.

Таблица 1.21 – Параметры, обеспечивающие 70 % идентифицируемость объектов разработки, расположенные в порядке убывания их вклада (слева направо)

Вариант	Параметры									
1	$H_{\text{зал}}$	$K_{\text{прон}}$	m_{Γ}	μ_{H}						
2	μ_{H}	m_{K}	$P_{\text{пл}}$	K_{P}	$K_{\text{прон}}$	W_{HII}				
3	$H_{\text{Э}}^{\text{P}}$	$P_{\text{нас}}$	$K_{\text{прон}}$	σ_{HII}	$P_{\text{пл}}$	K_{H}				
4	$H_{\text{Э}}$	$K_{\text{прон}}$	m_{Γ}	$H_{\text{зал}}$	K_{P}	K_{H}	μ_{H}			
5	$H_{\text{Э}}$	K_{P}	$K_{\text{прон}}$	G	μ_0	m_{Γ}	$H_{\text{зал}}$	K_{II}	K_{H}	$H_{\text{общ}}$

Видно, что семь наиболее значимых параметров на 80 % определяют семидесятипроцентную идентифицируемость объектов по всем пяти вариантам. Так, глубина залегания пласта и коэффициент проницаемости входят в число наиболее значимых при группировании во всех пяти вариантах, коэффициент пористости и вязкости пластовой нефти – в четырех, эффективная нефтенасыщенная толщина, коэффициент расчлененности и коэффициент нефтенасыщенности – в трех вариантах. Иначе говоря, степень идентифицируемости в различных тектонико-стратиграфических условиях определяется в наибольшей мере фактором условий залегания ($H_{\text{зал}}$), фактором фильтрационно-емкостных свойств (m , $K_{\text{прон}}$, K_H), фактором толщинных свойств ($H_{\text{эф}}$), фактором физико-химических свойств нефти (μ_H) и фактором геологической неоднородности (K_P), т. е., с одной стороны, комплексно, а с другой – эту комплексность нет необходимости характеризовать значительным количеством параметров (Таблица 1.21).

Проведенное ранжирование этих параметров, например, в первом варианте $H_{\text{зал}}$ имеет ранг 1, $K_{\text{прон}}$ – 2, m – 3, μ_H – 4 и использование формулы (1.118)

$$J = \frac{\sum_{i=1}^n R_i / n}{n}, \quad (1.118)$$

где J – информативность того или иного параметра при определении процента верно сгруппированных параметров;

R_i – номер ранга параметра в i -том варианте группирования объектов;

n – количество вариантов группирования, в которые вошел параметр,

позволили установить, что наиболее информативными параметрами в порядке убывания являются:

- эффективная нефтенасыщенная толщина пласта ($J = 0,33$);
- коэффициент проницаемости ($J = 0,56$);
- глубина залегания пласта ($J = 0,76$);
- коэффициент пористости по геофизике ($J = 0,88$);

- коэффициент расчлененности ($J = 0,92$);
- вязкость нефти ($J = 1,06$);
- коэффициент нефтенасыщенности по геофизике ($J = 2,33$).

В то же время с точки зрения уникальности и вхождения в различные варианты распределение значимости несколько иное (в порядке убывания): $H_{\text{зал}} = 5$; $K_{\text{прон}} = 5$; $\mu_{\text{H}} = 4$; $m = 4$; $H_{\text{э}} = 3$; $K_{\text{H}} = 3$; $K_{\text{р}} = 3$.

Тем не менее необходимо сказать, что эти параметры – это тот минимум, который должен быть в наличии при проведении идентификации и группировании залежей Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций.

1.6.4 Устранение неопределенности в условиях ограниченного объема геолого-промысловой информации

В условиях ввода месторождений в промышленную эксплуатацию недропользователи сталкиваются с проблемой недостаточной представительности и релевантности данных, что негативно сказывается на скорости принятия управленческих решений, их качества и актуальности. Исходя из этого, для составления различных проектных документов важно иметь представление о различных закономерностях, возникающих между геолого-промысловыми параметрами.

Проведенное выше исследование показало, что наибольшее влияние на идентифицируемость залежей в терригенных коллекторах ЗСНГП и отдельных залежей в карбонатных коллекторах ВУНГП оказывают семь параметров, среди которых $H_{\text{э}}$, $K_{\text{прон}}$, $H_{\text{зал}}$, m , $K_{\text{р}}$, μ_{H} , K_{H} . Исходя из этого, для шестнадцати вариантов группирования была проведена идентификация объектов по этим семи параметрам и проведено сравнение процентов верно сгруппированных объектов с использованием 20-ти и 7-ми параметров. На Рисунке 1.39 схематично представлены результаты сравнения.

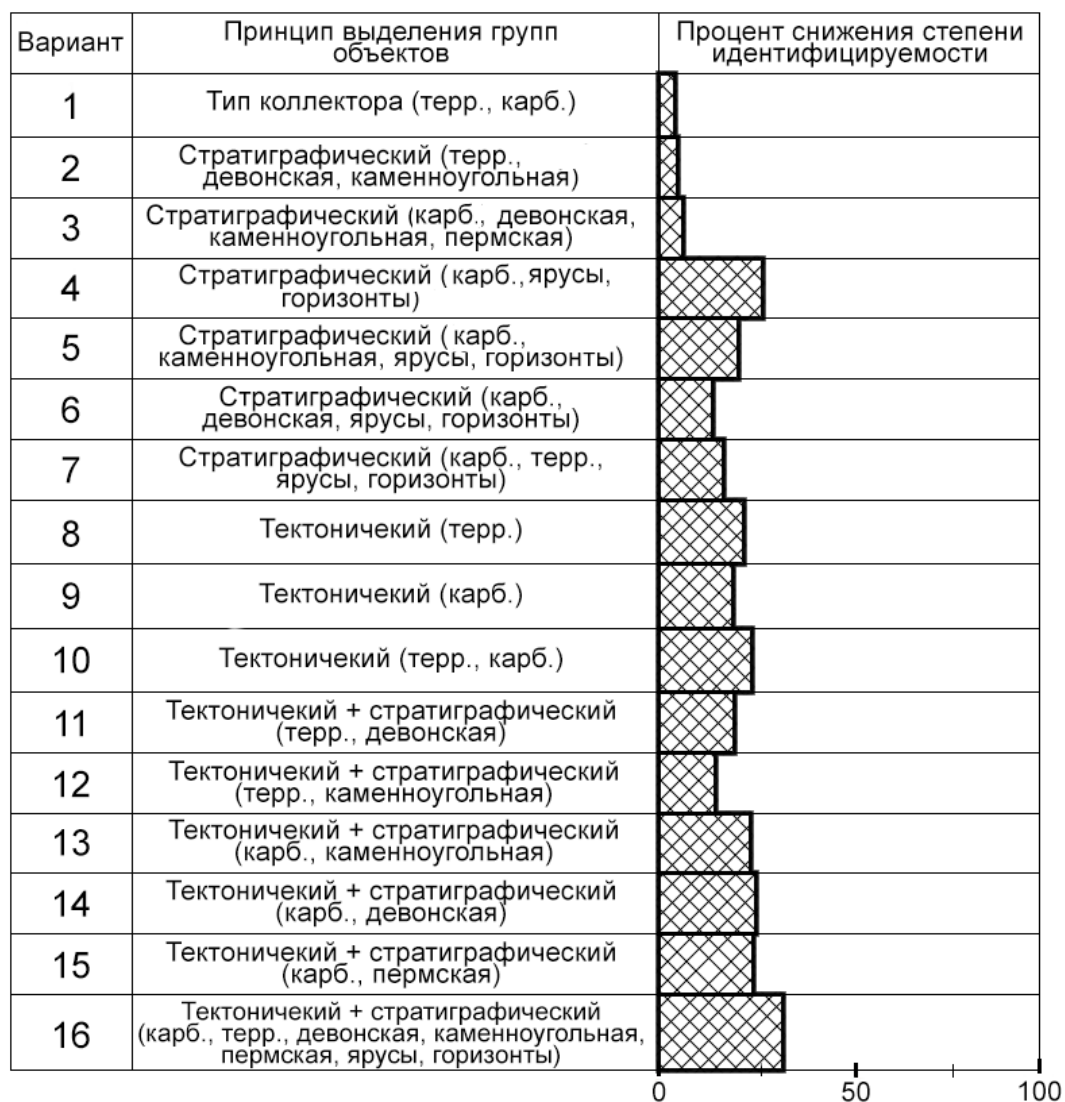


Рисунок 1.39 – Схема процента снижения степени идентифицируемости объектов с использованием ограниченного объема информации

Процент уменьшения степени идентифицируемости варьируется в пределах от 3 до 39 % при среднем показателе, равном 22. Определение динамики изменения идентифицируемости объектов для предложенных алгоритмов, основанных на комбинировании качественных показателей (Рисунок 1.39) показывает следующее: снижение величины данного параметра составляет в среднем 24,6 %, что позволяет применять их для снижения уровня неопределенности при проектировании различных этапов разработки нефтяных месторождений.

Представленные результаты могут быть реализованы в практике на основе полученных уравнений КДФ (1.119) – (1.128):

- для варианта 11:

$$y_1 = 0,104\mu_{\text{н}} - 3,636K_{\text{прон}} - 0,017H_{\text{э}} - 0,060K_{\text{р}} + 3,259K_{\text{н}} + 13,1013m_{\text{Г}} - 0,027H_{\text{зал}} - 1,389; \quad (1.119)$$

$$y_2 = 0,053\mu_{\text{н}} - 0,649K_{\text{прон}} - 0,209H_{\text{э}} + 0,54K_{\text{р}} + 5,829K_{\text{н}} - 3,71m_{\text{Г}} + 0,004H_{\text{зал}} - 11,419; \quad (1.120)$$

- для варианта 12:

$$y_1 = -0,020\mu_{\text{н}} - 0,938K_{\text{прон}} + 0,075H_{\text{э}} - 0,090K_{\text{р}} - 0,249K_{\text{н}} - 5,797m_{\text{Г}} + 0,004H_{\text{зал}} - 3,225; \quad (1.121)$$

$$y_2 = 0,019\mu_{\text{н}} + 1,650K_{\text{прон}} - 0,180H_{\text{э}} + 0,154K_{\text{р}} + 0,507K_{\text{н}} + 31,923m_{\text{Г}} + 0,004H_{\text{зал}} - 13,065; \quad (1.122)$$

- для варианта 13:

$$y_1 = 0,011\mu_{\text{н}} - 10,779K_{\text{прон}} + 0,180H_{\text{э}} - 0,036K_{\text{р}} + 1,779K_{\text{н}} - 21,486m_{\text{Г}} + 0,005H_{\text{зал}} - 5,339; \quad (1.123)$$

$$y_2 = -0,029\mu_{\text{н}} - 2,367K_{\text{прон}} - 0,009H_{\text{э}} - 0,066K_{\text{р}} - 3,231K_{\text{н}} + 47,605m_{\text{Г}} + 0,003H_{\text{зал}} - 5,755; \quad (1.124)$$

- для варианта 14:

$$y_1 = 0,413\mu_{\text{н}} - 57,825K_{\text{прон}} + 0,078H_{\text{э}} - 0,828K_{\text{р}} + 261,251K_{\text{н}} + 46,583m_{\text{Г}} + 0,056H_{\text{зал}} - 157,953; \quad (1.125)$$

$$y_2 = 0,347\mu_{\text{н}} - 62,939K_{\text{прон}} + 0,224H_{\text{э}} - 1,377K_{\text{р}} + 267,308K_{\text{н}} + 146,872m_{\text{Г}} + 0,051H_{\text{зал}} - 164,945; \quad (1.126)$$

- для варианта 15:

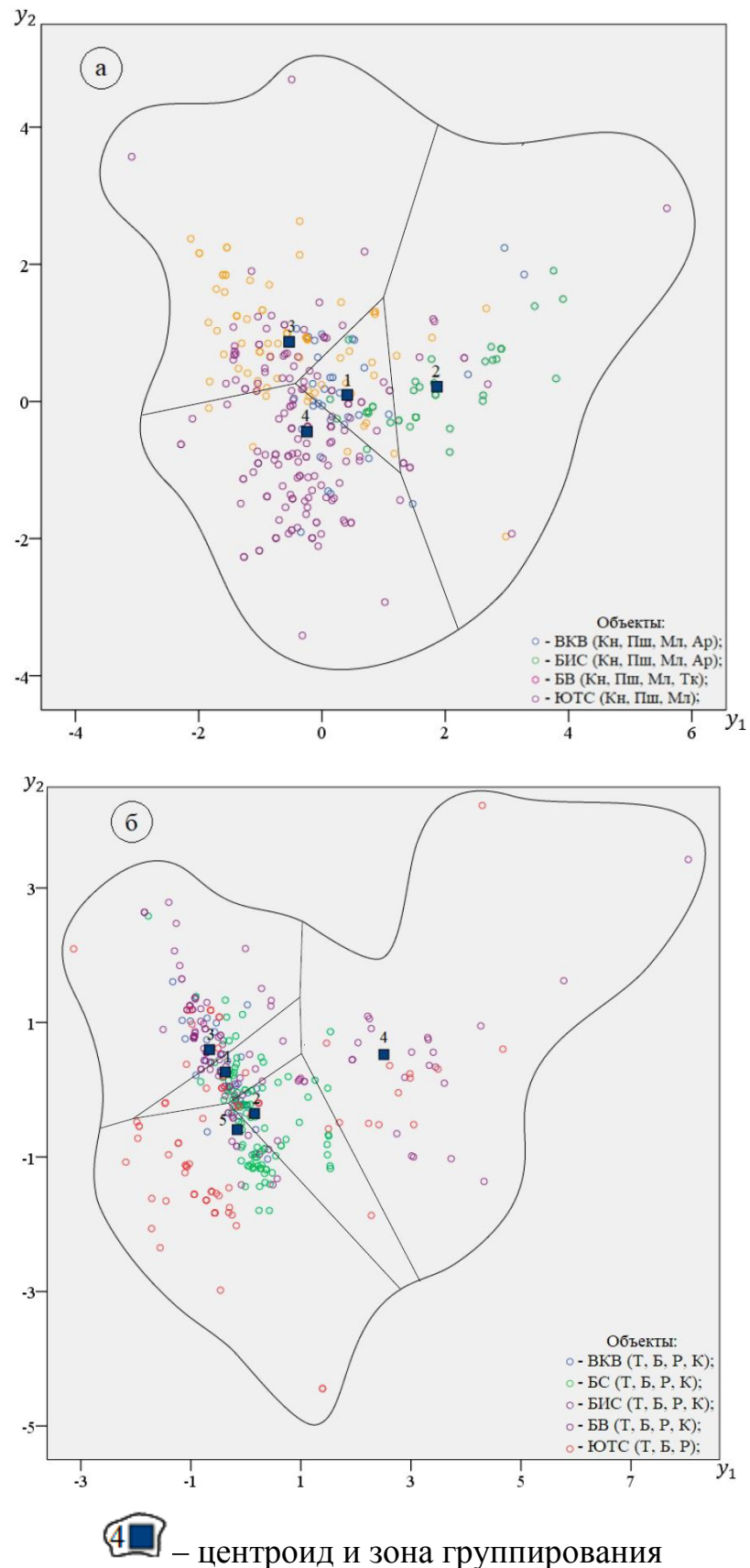
$$y_1 = -0,028\mu_{\text{н}} + 1,046K_{\text{прон}} + 0,007H_{\text{э}} + 0,025K_{\text{р}} + 8,170K_{\text{н}} - 4,426m_{\text{Г}} + 0,002H_{\text{зал}} - 8,530; \quad (1.127)$$

$$y_2 = 0,055\mu_{\text{н}} - 1,811K_{\text{прон}} + 0,020H_{\text{э}} + 0,079K_{\text{р}} + 5,162K_{\text{н}} - 4,305m_{\text{Г}} + 0,0001H_{\text{зал}} - 5,459, \quad (1.128)$$

и распределений, представленных на Рисунках 1.40–1.42, значений КДФ в центроидах групп, представленных в Таблице 1.22.

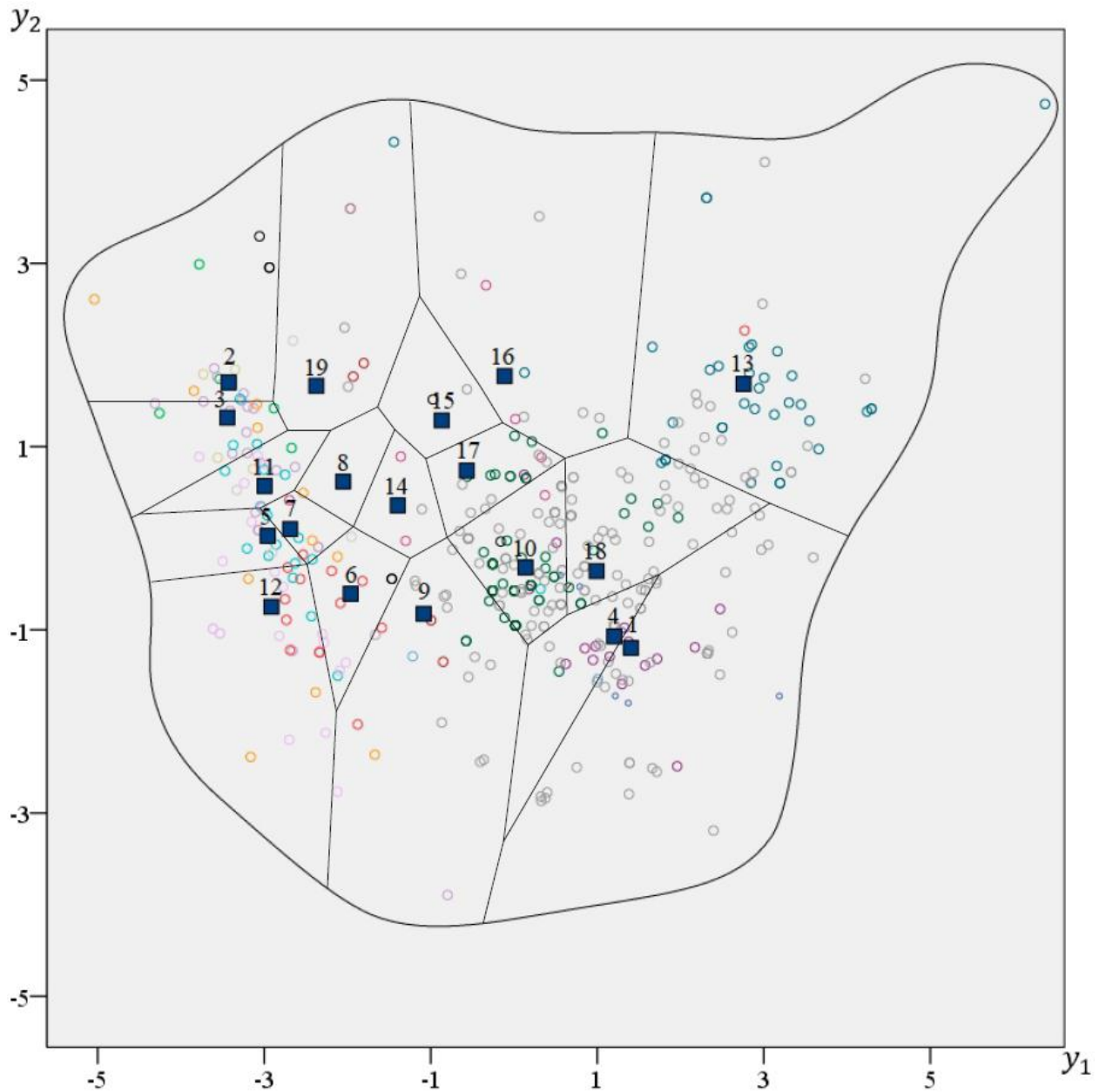
Таблица 1.22 – Значения КДФ в центроидах групп

Вариант	Группа	y_1	y_2
11	1	0,41	0,95
	2	1,87	0,22
	3	-0,53	0,87
	4	-0,25	-0,44
12	1	-0,37	0,26
	2	0,16	-0,35
	3	0,60	-0,25
	4	0,52	0,03
	5	-0,59	0,07
13	1	1,41	-1,20
	2	-3,43	1,70
	3	-3,44	1,32
	4	1,20	-1,07
	5	-3,00	0,57
	6	-1,96	-0,61
	7	-2,69	0,10
	8	-2,05	0,62
	9	-1,08	-0,83
	10	0,14	-0,32
	11	-2,96	0,03
	12	-2,91	-0,75
	13	2,76	1,68
	14	-1,40	0,36
	15	-0,87	1,29
	16	-0,11	1,77
	17	-0,57	0,74
	18	0,99	-0,36
	19	-2,37	1,66
14	1	-0,69	1,24
	2	-0,17	0,77
	3	-0,52	0,05
	4	2,12	-0,05
	5	1,92	0,32
	6	4,14	1,05
	7	-0,22	-0,78
15	1	-1,23	-0,11
	2	-1,88	1,89
	3	-2,52	-0,93
	4	-0,04	0,63
	5	1,62	-0,19



– центроид и зона группирования

Рисунок 1.40 – Распределение объектов в терригенных коллекторах ВУНГП девонской (а) и каменноугольной (б) систем в осях канонических дискриминантных функций (7 параметров)



– центроиды и зоны группирования объектов;
объекты:

- – ВКВ (Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)); ○ – ВКВ (Вр); ○ – ВКВ (Кш);
- – БС (Тр (Кр, Чп, Уп, Мал, Зв)); ○ – БС (Вр); ○ – БС (Бш); ○ – БС (Кш);
- – ЮСД (Вр); ○ – ЮСД (Бш); ○ – БИС (Тр (Кз, Чп, Зв)); ○ – БИС (Вр);
- – БИС (Кш); ○ – БВ (Тр (Кз, Зв)); ○ – БВ (Вр); ○ – БВ (Бш); ○ – БВ (Кш);
- – БВ (Пд); ○ – ЮТС (Тр (Кз, Чп)); ○ – ЮТС (Ал)

Рисунок 1.41 – Распределение объектов в карбонатных коллекторах ВУНГП каменноугольной системы в осях канонических дискриминантных функций (7 параметров)

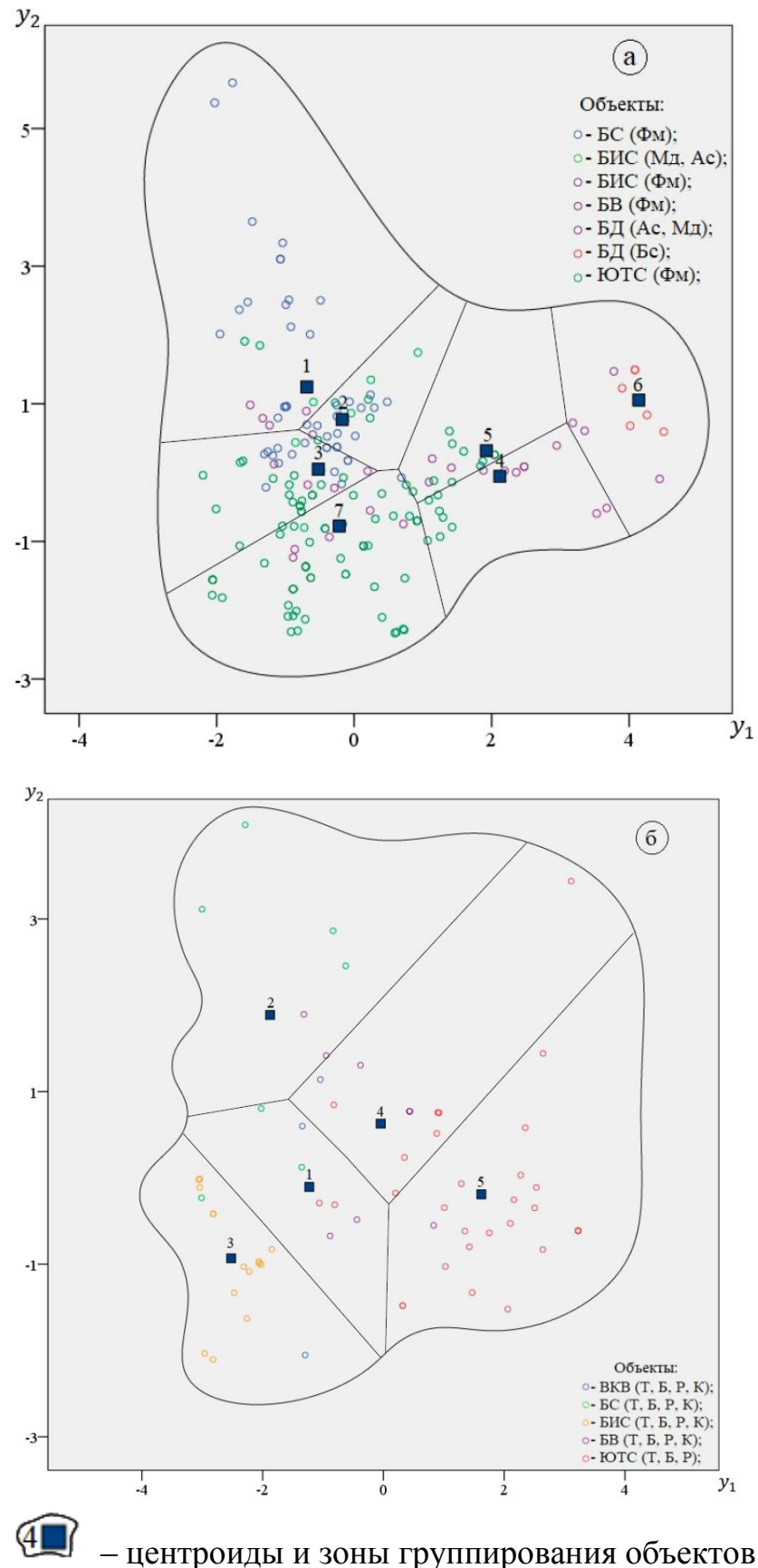


Рисунок 1.42 – Распределение объектов в карбонатных коллекторах ВУНГП девонской (а) и пермской (б) систем в осях канонических дискриминантных функций (7 параметров)

Отметим, что по мере освоения активов рекомендуется кратно уменьшать уровень неопределенности при помощи реализации различных лабораторных и промысловых исследований, что позволит на основании полученных данных вносить корректировки. Практика сопровождения процессов разработки нефтяных месторождений демонстрирует возможность миграции объектов в осях канонических дискриминантных функций и, следовательно, изменения величины идентифицируемости объектов. Данный факт необходимо учитывать при использовании предложенных алгоритмов.

1.7 Алгоритмы снятия неопределенностей при решении задач геологии и разработки

Как показывает практика разработки мелких и средних нефтяных месторождений ВУНГП, в которых содержатся значительные по объему как балансовые, так и остаточные запасы нефти, ввод их в эксплуатацию производится в условиях значительной неопределенности, что связано с отсутствием надежной исходной геолого-промысловой информации из-за малого объема лабораторных и промысловых исследований, незначительного количества пробуренных скважин, использования косвенной информации, сложностей получения данных по техническим и технологическим причинам, финансовых ограничений, наличия различного рода погрешностей и «шумов» при проведении исследований, значительного разнообразия объектов, разброса их по территории и т. д.

В этих условиях довольно сложно идентифицировать эти залежи с использованием параметров, представленных в таблице 1. Однако решение этого вопроса можно получить на качественном уровне на основании использования полученных результатов по анализу тектонико-стратиграфической приуроченности относительно идентичных объектов. Идентичность того или иного объекта, вводимого в разработку с объектом или группой объектов, находящихся в разработке, можно установить по его тектонико-

стратиграфической приуроченности и типу коллектора. Для этого необходимо знать по рассматриваемому объекту тип коллектора, принадлежность его к системе, к ярусу, к горизонту, к тектоническому элементу. Используя Таблицы 1.11–1.14 можно определить группу объектов, которые могут служить на данном этапе объектами-аналогами, в большей мере на качественном уровне.

В случае наличия значений параметров, представленных в Таблице 1.1, по уравнениям (1.1) – (1.8) можно решать задачу на количественном уровне.

Для ответа на дискуссионный вопрос об идентичности процессов извлечения нефти из карбонатных и терригенных коллекторов при прочих равных условиях можно использовать рисунок 1.1 и формулы (1.1) и (1.2). При попадании объекта в зону неопределенности, ближайший к нему объект с иным типом коллектора может быть использован для сравнения с целью получения ответа на поставленный вопрос.

Для ответа на вопрос о возможности применения опыта разработки терригенных залежей девонского возраста в условиях терригенных залежей каменноугольной системы, и наоборот, можно использовать Рисунок 1.2 и уравнения КДФ (1.3) и (1.4). Также при попадании объектов в зону неопределенности можно с определенной долей вероятности рекомендовать ближайший объект с иным типом коллектора в качестве объекта-аналога.

При поиске объектов-аналогов для залежей в карбонатных коллекторах в иных стратиграфических системах предлагается использовать распределение объектов, представленное на Рисунке 1.3 и уравнения КДФ (1.5) и (1.6). При этом в зонах неопределенности карбонатов каменноугольной и девонской систем, а также каменноугольной и пермской систем можно проводить операцию поиска объектов-аналогов.

При поиске идентичной залежи в карбонатных коллекторах, находящейся вне рассмотренных тектонических зон, можно использовать уравнения (1.7) и (1.8) и распределение объектов в осях КДФ, представленное на Рисунке 1.4. В случае попадания объекта в одноименную зону группирования по стратиграфическому элементу можно рекомендовать объекты данной группы

для рассмотрения их объектами-аналогами. Справедливо будет и обратное утверждение, но с определенными рисками. Более точно решение этой задачи можно провести дифференцированно по стратиграфическим системам:

- для девонской необходимо использовать уравнения (1.9), (1.10) и распределение на Рисунке 1.6;
- для каменноугольной – уравнения (1.7), (1.8) и распределение на Рисунке 1.5.

Для объектов, вводимых в разработку и находящихся вне рассматриваемых тектонических и стратиграфических элементов, поиск объектов-аналогов можно произвести с использованием распределений, представленных на Рисунке 1.7 и зависимостей (1.11) и (1.12). После определения значений КДФ определяется ближайший центр группирования и, исходя из этого, объекты данной группы рассматриваются как объекты-аналоги. Более точно ближайший центр группирования может быть определен по формуле (1.15) с использованием значений КДФ, представленных в Таблице 1.8.

Наличие значительных зон неопределенности при делении залежей по тектоническому принципу объясняется сходством объектов в краевых зонах сопредельных тектонических элементов. Этот факт требует особого подхода, например, при проведении анализа разработки для принятия тех или иных управляющих решений. Определение группы объектов для этого можно провести с использованием зависимостей (1.13) и (1.14) для терригенных и (1.16), (1.17) – для карбонатных залежей и выделенных зон на Рисунках 1.8 и 1.9. В случае непопадания объекта в выделенные зоны, можно с использованием формулы (1.15) определить ближайший центр группирования (Таблицы 1.8, 1.9).

При наличии достаточной по объему информации после полного разбуривания месторождений для решения вопросов идентификации можно использовать алгоритм, учитывающий в комплексе влияние типа коллектора, принадлежности к стратиграфической системе, ярусу, горизонту, тектоническому элементу – параметров, отражающих основные свойства пластов и насыщающих их флюидов (Таблица 1.1). При этом необходимо использовать соответствующие

уравнения КДФ, представленные в Таблицах 1.17 и 1.18, уравнения (1.18)–(1.27), а также распределения объектов и зон группирования, представленных на Рисунках 1.11–1.13.

При наличии достаточной не только по количеству, но и по качеству информации по залежам можно использовать алгоритм, позволяющий проводить глубокую идентификацию объектов. Для этого необходимо использовать схему решения вопросов идентификации объектов добычи нефти ВУНГП, представленную на Рисунках 1.17–1.26, предварительно рассчитав значения первых двух главных компонент по соответствующим формулам (1.28)–(1.107). Использование интервалов изменения Z_{1min} , Z_{2min} , Z_{1max} , Z_{2max} позволяют определить группу объектов и использовать в решении задач их опыт разработки. В случае непопадания объекта в ту или иную группу необходимо по формуле (1.15) определить ближайший к данному объекту центроид (значения главных компонент в центроидах представлены на схеме), что позволяет с наибольшей вероятностью отнести объект к той или иной группе.

Аналогичный круг вопросов позволяет решать и предложенный, и реализованный алгоритм глубокой идентификации объектов. Сам алгоритм вытекает из предложенной схемы на Рисунках 1.17–1.26 с использованием уравнений главных компонент.

На стадии составления первых проектных документов в условиях ограниченного объема информации и неопределенностей, поиск объектов-аналогов можно проводить с использованием семи наиболее значимых параметров отдельно по типам коллекторов и тектонико-стратиграфической приуроченности. При этом по описанному выше алгоритму для вариантов с использованием 20-ти параметров можно проводить поиск объектов-аналогов с использованием уравнений КДФ (1.119)–(1.128), Таблицы 1.22, распределений групп объектов, представленных на Рисунках 1.40–1.42.

Алгоритм предлагаемого метода глубокой идентификации и группирования будет следующим:

- по параметрам, представленным в Таблице 1.1, по объектам выборки проводится разделение объектов по тектонико-стратиграфическим элементам;
- в пределах каждой тектонической системы после разделения залежей по типам коллекторов проводится дискриминантный анализ;
- устанавливается скорректированный состав групп с учетом определения идентичных месторождений, входящих в состав групп других тектонико-стратиграфических элементов;
- проводится факторный анализ с использованием метода главных компонент для детализации и установления специфичности вновь выделенных групп объектов;
- устанавливаются центроиды и интервалы изменения значений главных компонент вновь созданных групп.

Обобщение и выводы

На основании проведенных исследований залежей ВУНГП получены следующие основные результаты и сделаны следующие основные выводы:

- в условиях более полутора тысяч залежей нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, приуроченных к отложениям пермского, каменноугольного и девонского возрастов, входящих в девять крупных тектонических элементов как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах с использованием методов распознавания образов, проведена идентификация объектов с последующей дифференциацией и группированием по параметрам, характеризующим условия залегания, геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов;
- установлены границы для 41 группы объектов, а при реализации глубокой дифференции – более 130 групп и определены показатели, характеризующие особенности геологического строения объектов;
- создан алгоритм идентификации и группирования, адаптированный к условиям залежей нефти, основанный на использовании параметров,

оказывающих превалирующее влияние на процессы выработки запасов нефти и эффективность разработки, и лежащих в основе подсчета запасов и проектирования разработки месторождений. Алгоритм предполагает последовательное использование ряда методов из теории распознавания образа и предполагает различные варианты его реализации в зависимости от поставленных пользователем задач;

- обоснована необходимость применения дифференциации и группирования объектов на начальном этапе по тектонико-стратиграфическим элементам;

- доказана необходимость группирования объектов, исходя из их приуроченности к системам распределения их на факторных плоскостях, изучения связей между параметрами;

- установлено, что тип коллектора, тектоническая или стратиграфическая приуроченность объектов исследования более чем на две трети определяют геолого-физические особенности залежей и являются основой для идентификации объектов разработки на качественном уровне;

- предложен алгоритм подбора объектов-аналогов на качественном уровне для залежей, выходящих из разведки в условиях отсутствия представленных данных о геолого-физических и физико-химических свойствах пластов и флюидов на основе типа коллектора, принадлежности к стратиграфической системе, ярусу, горизонту, тектоническому элементу;

- доказано, что при группировании процент верно сгруппированных объектов существенно выше при комплексном использовании факторов тектоники и стратиграфии по залежам с различными типами коллекторов. При этом зоны неопределенности снижаются в 6,5 раза по сравнению с вариантами при раздельном группировании;

- установлено, что залежи терригенного девона в меньшей степени дифференцируются по тектоническому фактору как и залежи терригенного карбона, однако различие их по анализируемым параметрам весьма существенно. В условиях залежей в карбонатных коллекторах такой разницы нет – оба фактора,

как тектонический, так и стратиграфический оказывают весьма существенное влияние на дифференцируемость;

- показано, что в пределах групп, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу, присутствуют отдельные объекты, входящие в состав сопредельных тектонических элементов, ввиду идентичности условий формирования залежей, что необходимо учитывать при поиске объектов-аналогов;

- определен состав групп объектов, входящих в различные тектонико-стратиграфические элементы, а также вероятность их появления в группе. Выделены основные группообразующие тектонико-стратиграфические элементы и второстепенные, что расширяет области поиска объектов-аналогов при их явном отсутствии для решения каких-либо задач в пределах групп;

- разработан алгоритм идентификации залежей нефти с различным типом коллекторов. Предложено использовать зоны неопределенности для поиска залежей-аналогов в терригенных коллекторах различных стратиграфических систем;

- определены области в осях канонических дискриминантных функций для поиска объектов в терригенных коллекторах, близких по геологическому строению, приуроченных к различным стратиграфическим системам девонского и каменноугольного возрастов;

- установлены границы поиска объектов-аналогов в карбонатных коллекторах, приуроченных к различным стратиграфическим системам;

- создан алгоритм поиска объектов-аналогов в карбонатных коллекторах в иных стратиграфических системах девонского, каменноугольного и пермского возраста;

- рекомендован алгоритм поиска объектов-аналогов для залежей нефти, находящихся за пределами рассмотренных тектонических элементов среди залежей, рассмотренных в работе, а также алгоритм, позволяющий использовать положительные практики месторождений, находящихся за пределами ВУНГП в условиях месторождений провинции, исходя из стратиграфической

приуроченности объектов и геолого-физических свойств пластов и насыщающих их флюидов;

- установлено, что предварительная дифференциация объектов в зависимости от принадлежности к той или иной системе позволяет более четко провести идентификацию объектов по ярусам и горизонтам;

- показана близость центроидов объектов групп каширского горизонта и башкирского яруса и перемещение объектов в осях КДФ, что позволяет тиражировать позитивные практики какого-либо объекта из этих групп в условиях обоих продуктивных пластов;

- установлена равномерность распределения объектов каширского и верейского горизонтов в пределах выделенных границ групп, что может являться основанием их совместной эксплуатации в условиях низкой плотности запасов нефти этих пластов;

- установлено наличие зон неопределенности в осях КДФ залежей мендымского, аскинского, бийского горизонтов и фаменского яруса девонской системы, что позволяет использовать опыт разработки отдельных объектов, входящих в эти зоны, для повышения эффективности разработки залежей, приуроченных к иным стратиграфическим элементам, но входящим в эти зоны;

- предложен алгоритм поиска групп объектов-аналогов для залежей, находящихся вне рассмотренных в работе тектонических и стратиграфических элементов;

- установлено существенное влияние тектонической приуроченности на формирование особенностей геологического строения залежей и их дифференцируемость. Наличие неопределенности при разделении объектов с использованием фактора тектоники объясняется сходством объектов в краевых зонах сопредельных тектонических элементов как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах;

- показано, что использование фактора тектонической приуроченности при группировании объектов необходимо проводить отдельно по залежам с

различным типом коллекторов, что приводит к существенному снижению зон неопределенности;

- выявлено превалирующее влияние тектоники на формирование особенностей геологического строения залежей терригенного девона, однако пятая часть залежей-аналогов находится за пределами крупного тектонического элемента, что необходимо иметь ввиду при поиске оптимальных решений управления процессами добычи нефти;

- показана уникальность терригенных залежей ТТНК Южно-Татарского свода, среди которых встречаются объекты, идентичные не только объектам, расположенным в краевых зонах примыкающих тектонических элементов, но и идентичные объектам, расположенным в других тектонических элементах, не примыкающих к ЮТС, что существенно расширяет возможности использования метода аналогий в решении задач разработки залежей терригенной толщи нижнего карбона;

- установлена особенность залежей фаменского возраста Бирской седловины в плане разнообразия геологического строения, поскольку залежи сопредельных тектонических элементов практически в равной мере представляют свои объекты в группе, хотя процент этих объектов внутри этих элементов – незначителен. Аналогичная картина наблюдается в условиях залежей Башкирского свода и Благовещенской впадины;

- выявлено отсутствие объектов-аналогов залежам бийского горизонта Бельской депрессии среди всех рассматриваемых объектов а также минимальное количество объектов в других тектонических элементах карбонатного девона Южно-Татарского свода;

- установлены особенности башкиро-верейских залежей Юрюзано-Сылвенской депрессии и алексинского горизонта Южно-Татарского свода, не имеющих аналогов в пределах всех рассматриваемых тектонических элементов;

- установлено определенное сходство отдельных залежей в карбонатных коллекторах каменноугольной системы, приуроченных не только к различным тектоническим элементам, но и к различным стратиграфическим комплексам, что

позволяет расширить области поиска объектов-аналогов и расширяет возможности решения различных задач управления разработкой;

- разработан алгоритм идентификации залежей для стадии полного разбуривания месторождений, основанный на последовательном использовании полученной информации об объекте. Алгоритм существенно повышает степень идентификации объекта, позволяет с высокой степенью точности определить объекты-аналоги, существенно снижает зоны неопределенности, что снижает риски принятия неверных управляющих решений;

- создан алгоритм глубокой идентификации объектов, основанный на использовании достаточной по объему количественно-качественной информации, позволяющей на высоком уровне использовать метод аналогий при решении промысловых задач;

- показано, что значимость параметров при проведении идентификации во многом определяется эмерджентностью (целостностью) системы, которая находит свое выражение в коррелированности параметров, характеризующих эту систему между собой. При сильной корреляции двух параметров, если один входит в разряд наиболее значимых, то второй входит в разряд наименее значимых, что позволяет существенно сократить количество используемых для идентификации параметров без существенной потери информации для проведения идентификации объектов;

- выявлены параметры, оказывающие превалирующее влияние на идентифицируемость объектов разработки в различных геолого-промысловых условиях;

- определен набор единых параметров, обеспечивающих семидесяти-процентную идентифицируемость залежей;

- предложена модель оценки значимости геолого-промысловых параметров, использование которой позволило установить комплексы параметров, вносящих наибольший вклад в процент идентифицируемости объектов, при различных вариантах;

- установлен перечень параметров, оказывающих незначительное влияние на процент верно сгруппированных объектов, которыми можно пренебречь при их отсутствии по различным причинам, в том числе и по причинам организационно-финансового характера;

- установлен минимальный набор параметров, характеризующих различные геологические системы для проведения процедуры идентификации с использованием ограниченного объема информации на ранних стадиях разработки нефтяных месторождений;

- предложен алгоритм поиска объектов-аналогов для месторождений на стадии составления первых проектных документов с использованием ограниченного объема информации в условиях наличия различного рода неопределенностей;

- установлено, что использование третьей части геолого-физических параметров от общего количества используемых в работе, снижает степень идентифицируемости объектов, что с одной стороны позволяет использовать предложенный алгоритм для решения задач проектирования и разработки залежей в начальной стадии, а с другой – требует проведения всего комплекса исследований для уточнения и коррекции при принятии обоснованных управляющих решений;

- разработан широкий комплекс алгоритмов и методик, позволяющих эффективно использовать метод аналогий для решения задач разработки как по объектам, находящимся, так и по объектам, вводимым в разработку.

ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН И ЗАЛЕЖЕЙ ПО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Важнейшим аспектом реализации эффективной разработки месторождений является сохранение и увеличение текущих показателей отбора запасов жидких углеводородов на основе реализации ряда управленческих решений, которые позволяют регулировать ключевые процессы добычи нефти за счет:

- мониторинга динамики изменения ключевых показателей разработки месторождений в рамках проведения комплекса прикладных и промысловых исследований;
- контроля процессов притока жидкости к скважине и заводнения для формирования стратегии достижения плановых результатов;
- проактивного управления ресурсами недропользователей;
- повсеместного исследования влияния различных по характеристикам параметров на успешность нефтеизвлечения, реализации геолого-технических мероприятий и механизмов вытеснения остаточных запасов нефти [76].

Одним из наиболее важных показателей, отражающих в той или иной степени основные свойства продуктивных пластов и насыщающих их флюидов и позволяющих на определенном уровне достоверности оценить эффективность процессов добычи нефти в осложненных условиях, является коэффициент продуктивности ($K_{\text{прод}}$). Широкое использование данного параметра при решении базовых вопросов рациональной разработки месторождений обусловлено высоким уровнем его значимости при описании не только различных свойств продуктивного пласта в точке вскрытия, но и в пределах участков, удаленных на значительное расстояние. Именно $K_{\text{прод}}$ во многом определяет:

- текущий дебит скважин;
- накопленную добычу и степень извлечения нефти из недр;
- выбор методов воздействия на призабойную зону скважины и пласт в целом, а также их эффективность;

- сроки эксплуатации залежей;
- себестоимость добываемой продукции;
- выбор систем разработки (плотность сетки скважин, системы заводнения, способ эксплуатации скважин, системы разбуривания);
- эффективность разработки.

Однако, достоверное определение показателей продуктивности скважин в ряде случаев является затруднительным в силу следующих причин:

- неоднородность, неравновесность и значительная изменчивость геолого-промысловых данных;
- нестабильность параметров, характеризующих энергетическое и гидродинамическое состояние залежей на различных этапах разработки месторождения;
- высокая интенсивность и динамика процессов, происходящих в системе «скважина-пласт»;
- превалирование нестационарного движения жидкости в пористой среде вследствие необратимости процессов воздействия на околоскважинную зону пласта в ходе добычи нефти [77].

В отличие от технологических параметров (например, дебит нефти и обводненность) идентифицировать причину различий в значениях продуктивности скважин без предварительных исследований достаточно сложно. Это, в свою очередь, ограничивает возможности применения общепринятых подходов к оценке и прогнозированию данного показателя. При исследовании характера и тренда изменения коэффициентов продуктивности с момента начала разработки месторождения невозможно объективно дать то или иное заключение касательно текущего состояния залежи без использования актуальных научно-методических основ. В промысловых условиях осуществление точечного контроля за изменением коэффициента продуктивности происходит редко, и в большинстве случаев необходимость в этом вызвана существенными нарушениями в работе фонда скважин [78–80].

Анализируя графики изменения различных технологических показателей и продуктивности во времени в совокупности с привлечением данных гидродинамических, геофизических исследований скважин в пределах одного и того же участка месторождения, наблюдаются варьирования коэффициентов продуктивности, вызванные множеством факторов: начиная от плотности и состава бурового раствора, на котором производилось первичное вскрытие, и заканчивая особенностями геологического строения объекта исследования. Исходя из этого, можно сказать, что для успешной реализации контроля и мониторинга показателей эксплуатации фонда скважин необходимо дифференцированно, с использованием различных подходов, не только выявлять параметры, оказывающие наибольшее влияние на изменение коэффициентов продуктивности, но и что более важно – обеспечивать высокий уровень их прогнозируемости [81].

2.1 Влияние геолого-технологических факторов на коэффициент продуктивности

Как известно, на коэффициент продуктивности оказывает влияние значительное количество различных факторов, что усложняет процедуру оценки текущего состояния фонда добывающих скважин. Одним из важнейших аспектов эффективного управления активами недропользователей является возможность оперативного мониторинга технологических показателей разработки на предмет отклонений от установленных значений, что на практике в большинстве случаев не всегда осуществляется в полном объеме [82–87].

Проблема определения степени влияния различных геолого-технологических факторов на коэффициент продуктивности и его характер изменения во времени отражена в работах известных российских и зарубежных ученых: Андреева В. Е., Басниева К. С., Батурина Ю. Е., Викторина В. Д., Балкина В. И., Горбунова А. Т., Дияшева Р. Н., Добрынина В. М., Желтова Ю. П., Зейгмана Ю. В., Каналина В. Г., Кашникова Ю. А., Котенева Ю. А., Котяхова

Ф. И., Лебединца Н. П., Лысенко В. Д., Мищенко И. Т., Муслимова Р. Х., Мухаметшина В. Ш., Назарова А. Ю., Назаровой А. И., Насыбуллина А. В., Рогачева М. К., Сонича В.П., Стадниковой Н.Е., Султанова Ш.Х., Щелкачева В. Н., Aziz K., Ouyang L.B., Kamkom R., Penmatcha V.R., Торопчина О. П., Сохошко С. К., Грачева С. И., Доманюка Ф. Н., Фатхлисламова М. А., Стрекалова А. В., Charlez F. F., Settari A., Andersen M. A., Standing M. B., Vogel J. V., Fetkovich M.J. и др.

Основные результаты, полученные в ходе диагностики, проверки и оценки эффективности различных подходов для решения задач обоснования тренда изменения продуктивности скважин, нашли собственное применение на различных объектах нефтедобычи и (или) в пределах рассматриваемого участка залежи. В отличие от других параметров, коэффициент продуктивности представляет собой комплексный показатель, который зависит от депрессии и дебита жидкости:

$$K_{\text{прод}} = \frac{q}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}. \quad (2.1)$$

Параметры, используемые для расчета коэффициента продуктивности, согласно исследованиям [88–96] в большинстве случаев имеют высокий уровень корреляционной связи между собой. Для различных тектонических единиц данный параметр варьируется в широких пределах, что существенно усложняет процедуру интерпретации текущего состояния разработки. Исходя из этого, в работе [97] при помощи построения карт изобар авторы рассмотрели задачу реализации мониторинга продуктивности скважин в плоскости использования одного из параметров формулы (2.1) как наиболее релевантного и актуального для корректной характеристики изучаемого показателя. Для получения точных результатов рекомендуется дополнять имеющиеся сведения данными по замерам пластовых давлений и результатами проведения и интерпретации гидродинамических исследований. Так, на примере трех месторождений, разрабатываемых компанией «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.» произведена апробация разработанного алгоритма с условием того, что общий фонд

исследуемых скважин был поделен на две группы по критерию «тип заканчивания»: горизонтальные и наклонно-направленные скважины. В ходе исследования также отмечено, что снижение коэффициента продуктивности после проведения геолого-технических мероприятий не всегда говорит о неэффективности реализации воздействия (например, при проведении РИР происходит уменьшение объемов добычи воды без потерь показателей добычи нефти). Предлагаемый в работе алгоритм контроля изменения коэффициента продуктивности может быть использован и для реализации экспресс-оценки эффективности мероприятий при установленном граничном показателе изменения значений забойного давления. Для каждой из двух выделенных групп скважин установлены следующие причины изменения продуктивности по картам изобар:

- *по горизонтальным скважинам:*

- изменение характеристики работы центробежных насосов без смены подземного насосного агрегата, которое объясняется увеличением депрессии, что приводит к вовлечению в разработку ранее недренируемых пропластков и очистке каналов околоскважинной зоны пласта;

- кольматация призабойной зоны пласта вследствие проведения ремонтных работ, некорректной рецептуры жидкости глушения; возможно, что при дальнейшей эксплуатации скважины коэффициент продуктивности восстановится до планового значения вследствие вытеснения блок-пачек (в рамках режима работы скважины на предельных депрессиях с последующей его корректировкой);

- мгновенное увеличение депрессии, которое влечет за собой разрушение горных пород, увеличение их сжимаемости (при этом имеется положительный опыт реализации данной операции в условиях карбонатных коллекторов ВУНГП трещиноватого типа, которое привело к увеличению дебита по нефти на 24%) [98]; для подбора оптимальной депрессии, при которой произойдет увеличение продуктивности, необходим дальнейший ряд исследований, который будет

проводиться отдельно в зависимости от тектонико-стратиграфической приуроченности;

- выпадение асфальто-смолистых отложений в процессе эксплуатации скважины; причем на скважинах, где влияние указанного фактора превалирует, происходит постепенное снижение коэффициента продуктивности без различных технологических вмешательств в процесс притока жидкости; по осложненному фонду скважин рекомендуется осуществлять отдельный мониторинг вспомогательных показателей (например, по параметрам, регистрируемым телесистемами электроцентробежных насосов) для поиска взаимосвязи между различными параметрами.

В целом, для горизонтальных скважин регистрация параметров, оказывающих наибольшее влияние на показатель продуктивности скважин, должна происходить комплексно с учетом геологического строения объекта (например, преобладание в структуре порового пространства цементного состава приводит при определенных значениях депрессии к разрушению ПЗП), технико-технологических условий эксплуатации скважин и физико-химических свойств добываемой продукции (наличие в составе добываемой продукции фракций углеводородов, которые при определенных термобарических условиях могут менять агрегатное состояние, негативно сказывается на добывающих возможностях скважин). Однозначное выделение ряда наиболее сильно оказывающих влияние параметров возможно лишь при реализации многокритериального кластерного анализа с учетом, прежде всего, особенностей движения жидкости в горизонтальном стволе. То есть, конструкция скважины (в том числе тип заканчивания) играет важнейшую роль на начальном этапе реализации анализа фонда добывающих скважин [99].

По *наклонно-направленным скважинам* выделен следующий ряд причин:

- проведение мероприятий, направленных на оптимизацию ГНО, очистку призабойной зоны пласта в большинстве случаев приводит к повышению коэффициента продуктивности; в случае отсутствия изменений коэффициента продуктивности или его снижения ГТМ признается неуспешным при условии

того, что технология реализации воздействия не подразумевала снижение дебита жидкости;

- снижение гидропроводности пласта из-за изменения состава притока, в частности, роста обводненности добываемой продукции; установлено, что при увеличении показателя обводненности за полгода, более чем на 20 %, происходит снижение фазовой проницаемости и, следовательно, продуктивности залежей; определение граничных показателей обводненности продукции, при которых показатель продуктивности скважин не будет снижаться, является одной из ключевых задач эффективной разработки месторождений;

- резкое снижение продуктивности скважин при отсутствии роста обводненности добываемой продукции подразумевает в большинстве случаев кольматацию призабойной зоны пласта или высокопроницаемых участков залежей; по данному фактору также можно косвенно судить о степени взаимовлияния скважин, в частности, при реализации эффективного заводнения процесс кольматации несущественно оказывает влияние на изменение коэффициента продуктивности, что отражается на графиках в виде постепенного его снижения (при определенных условиях зависимость можно линейно аппроксимировать); в случае кольматации высокопроницаемых участков пласта в совокупности с неэффективной реализацией процессов вытеснения нефти наблюдается резкий скачок коэффициента продуктивности без проявления тренда к снижению.

С учетом полученных результатов по наклонно-направленным и горизонтальным скважинам отметим, что в целом изменение коэффициента продуктивности во втором случае происходит намного интенсивнее, чем в первом, при этом интервал варьирования значений данного показателя шире для первого. Верхняя и нижняя граница изменения коэффициентов продуктивности в процентном соотношении по наклонно-направленным скважинам существенно преобладают в числовом эквиваленте в обоих случаях, чем по горизонтальным скважинам (+169 % и минус 45 % против +44 % и минус 30 % соответственно).

Средние значения коэффициентов продуктивности для горизонтальных скважин выше, чем для наклонно-направленных скважин.

Таким образом, среди факторов, оказывающих наибольшее влияние на коэффициент продуктивности, для скважин Салымской группы месторождений стоит выделить следующие: конструкция скважины, тип заканчивания и ряд геолого-технологических параметров, установление которых происходит при помощи гидродинамических, геофизических и промысловых исследований.

Использование в качестве базового параметра пластового давления при определенных обстоятельствах является надежным фактором получения качественных результатов. В условиях, например, верхнемеловых залежей нефти с трещиноватыми коллекторами ряда грозненских месторождений установлено отсутствие негативного влияния снижения давления на показатели продуктивности скважин при разработке месторождений в сложных геологических условиях. Так, в работе [100] ряд добывающих скважин был разделен на две группы по динамике продуктивности: с положительным и отрицательным изменениями показателей соответственно. При этом, на одной из скважин в рамках падения давления в течение шести лет на 27 МПа зарегистрировано, наоборот, повышение продуктивности скважины, вызванное проведенными обработками солянокислотными составами. Авторами утверждается, что в рассматриваемых геолого-физических условиях залегания продуктивных пластов существенных деформаций пласта и смыкания трещин по мере снижения пластового давления в залежи не происходит. Это объясняется тем, что проведение СКО не позволяет при существенном влиянии забойного давления на снижение коэффициента продуктивности восстановить данный показатель до начального значения вследствие ограниченного радиуса воздействия на нефтенасыщенные интервалы.

Данный вывод подтверждается результатами построения индикаторных диаграмм по ряду скважин и опыта разработки объектов-аналогов. В связи с этим, для установления влияния различных факторов на коэффициент продуктивности, интересно проведение исследований, направленных на установление

зависимостей между давлением и минералогическим составом пород-коллекторов. Авторы предполагают, что с увеличением показателя карбонатности горных пород существенно снижается риск смыкания трещин в пористой среде, причем для трещинно-кавернозных образований изменение структуры порового пространства возможно лишь при высоких давлениях нагнетания жидкости.

Противоположные выводы сделаны в работе [100], где на примере сложнопостроенных карбонатных коллекторов с матричной и трещинной пустотностью выявлена взаимосвязь между изменением коэффициента продуктивности и пространственным распределением трещиноватости. Выявлено, что при уменьшении забойного давления коэффициент продуктивности снижается из-за того, что в продуктивном пласте включаются в работу ограниченное число пропластков.

На примере скважин № 407 и № 443 достоверно показано влияние объема вторичного материала в горных породах на изменение коэффициента продуктивности. Так, по скважине № 407 коэффициент продуктивности изменился в 47 раз против 2,3 на скважине № 443, причем они расположены в пределах одного участка месторождения. Сопоставляя исследования по наиболее близким к объектам образцам керна с результатами ГДИС, установлены следующие закономерности:

- по результатам интерпретации КПД и КВУ одним из диагностических признаков среды с двойной пустотностью является ломанная из трех звеньев в осях «давление от времени»;
- открытая трещиноватость среды значительно влияет на механизмы фильтрации жидкости, тем самым формируя благоприятные условия для изменения структуры порового пространства при снижении давления;
- наличие вторичного материала в горных породах положительно сказывается на направлениях распространения стресса, тем самым формируя обособленную от влияния депрессии зону.

Представленные факты в совокупности позволяют сказать о смыкании трещин вблизи околоскважинной зоны пласта в первом случае (скважина №407)

за счет отсутствия эффективного внутреннего пространства для предотвращения распределения стресса в пределах горных пород.

Для терригенных коллекторов результаты схожих исследований, связанных с деформацией горных пород, но в лабораторных условиях, были отражены в работе [101]. Объектом исследования выступили терригенные породы-коллекторы нефтяных месторождений, расположенные на юге Пермского края.

Авторами верно отмечено, что с процесса первичного вскрытия нефтенасыщенной толщины в условиях продуктивных пластов происходят постоянные и различные по характеру и степени трансформации природных свойств пород-коллекторов. Среди различных факторов, оказывающих значительное влияние на деформацию горных пород, наиболее актуальными для рассматриваемых геологических условий являются пластовое и забойное давления. Специфика терригенных коллекторов, по мнению авторов, заключается в худших упруго-прочностных свойствах, которые в полной мере активируются при снижении давления. В отличие от карбонатных коллекторов, в песчаниках эффект гистерезиса минимальный и обнаружить его в явном виде достаточно сложно.

Одной из особенностей разработки терригенных коллекторов является нарушение баланса при восстановлении коэффициента продуктивности. В большей части случаев изменение параметра продуктивности достигает 85–90 % от начального, что находит свое подтверждение в различных литературных источниках. Потери в 5–10 % обусловлены рядом причин и факторов, например, неэффективной реализацией механизмов вытеснения нефти водой, из-за которой происходит фильтрация закачиваемой жидкости по наиболее промытым пропласткам, разрушая при этом вторичный материал горных пород и снижая их устойчивость.

В работе [102] на примере бобриковских отложений Сибирского месторождения рассмотрен вопрос влияния снижения давления ниже давления насыщения на динамику продуктивности. Для ряда скважин, расположенных в различных зонах дренирования, установлено проявление гистерезиса

продуктивности. Данный факт обусловлен частичным или полным разгазированием добываемой жидкости, причем с различной продолжительностью этих периодов. На основе построения тренда изменения коэффициента продуктивности получены результаты, позволяющие установить характер влияния процесса разгазирования и его интенсивности на уровень восстановления коэффициента продуктивности до начальной величины при последующем повышении давления. Авторами также рассмотрен частный случай проявления гистерезиса продуктивности на скважинах, работающих в кратковременном периодическом режиме.

В силу того, что данный технологический режим эксплуатации скважин подразумевает собой чередование процессов добычи и накопления, поиск оптимальных значений давлений для максимально эффективной эксплуатации скважин затруднен. Рекомендуется осуществлять контроль за интенсивностью процессов разгазирования и, при необходимости, формировать индивидуальные программы работы скважин в кратковременном периодическом режиме с учетом данного условия.

В продолжение упомянутой работы, в диссертации [103] существенно расширен вопрос влияния параметров пластового и забойного давлений на показатель продуктивности с учетом высокой газонасыщенности пластовых нефтей. На примере месторождений, приуроченных к нефтеносным территориям Верхнего Прикамья, продуктивные пласты которых сложены ловушками сложного строения, обладающие повышенным естественным фоном трещиноватости и различными фильтрационно-емкостными свойствами, проведено комплексное исследование. Оно посвящено изучению влияния энергетических характеристик на технологические показатели работы добывающего фонда скважин. Основная идея данной работы базируется на поиске взаимосвязи между двумя различными геолого-технологическими особенностями: высокая газонасыщенность нефти в пласте и широкое распространение коллекторов с разветвленной и перемежающейся сеткой трещин [104–107].

Для существенного расширения области применения полученных результатов, объекты исследования поделены на три группы в зависимости от их тектонико-стратиграфической приуроченности: карбонатные коллекторы башкирских отложений (пласты Бш); терригенные коллекторы визейских отложений (пласты Тл-Бб-Мл); карбонатные коллекторы турнейско-фаменских отложений (пласты Т-Фм).

В ходе решения поставленной задачи произведена оценка коэффициентов продуктивности в зависимости от значений давлений при начале их эксплуатации. Так, в зонах с пониженными показателями давления коэффициент продуктивности скважин на момент ввода их в работу ниже по сравнению со скважинами, пуск которых осуществлялся при начальном пластовом давлении (при снижении пластовых давлений до значений, примерно равных давлению насыщения и снижению забойных давлений до величин 0,5–0,8 от давления насыщения дебиты скважин снижаются до 40 %) [33].

Также в ходе исследования были выявлены общие закономерности годовых отборов запасов нефти от величины забойных давлений, поддерживаемых при эксплуатации скважин:

- при пластовых и забойных давлениях выше давления насыщения среднегодовая выработка запасов максимальна;
- при давлениях, поддерживаемых в начальный период разработки выше давления насыщения, но вследствие отбора определенной доли запасов и воздействия на залежь, происходит их постепенное снижение до показателей ниже давления насыщения; среднегодовая выработка запасов относится к категории средних (классический пример разработки месторождения с маловязкой нефтью, несущественной неоднородностью и расчлененностью продуктивных пластов);
- при давлениях ниже давления насыщения, среднегодовой отбор запасов нефти минимален.

Для оценки динамики изменения коэффициента продуктивности скважин с учетом деформаций, происходящих в призабойной зоне пласта и оказывающих влияние на проницаемость, предлагается использовать формулу:

$$K_{\text{прод}} = K_{\text{прод}0} \cdot e^{-\alpha \cdot (P_{\text{пл}0} - P_{\text{пл}})}, \quad (2.2)$$

где $K_{\text{прод}0}$ – коэффициент продуктивности при начальном пластовом давлении;
 α – коэффициент, учитывающий изменение коэффициента продуктивности в результате происхождения деформационных процессов, МПа⁻¹; $P_{\text{пл}}$ – текущее пластовое давление.

С учетом того, что в околоскважинной зоне пласта имеются трещины, контролирующие приток жидкости, и в большинстве случаев их смыкание происходит вблизи стенок обсадных колонн, формула запишется в следующем виде:

$$K_{\text{прод}} = K_{\text{прод}0} \cdot e^{-\alpha \cdot (P_{\text{пл}0} - (\frac{P_{\text{пл}} + P_{\text{заб}}}{2}))}. \quad (2.3)$$

На основе представленной формулы по некоторым скважинам объекта исследования, приуроченным к терригенным коллекторам, отмечены аномально высокие темпы снижения коэффициентов продуктивности, отличающиеся на величину среднего значения от 40 до 75 %. Из этого следует, что для корректной реализации мониторинга динамики продуктивности скважин необходимо использовать дифференцированный подход на основе использования фактора тектонико-стратиграфической приуроченности залежей как ключевого критерия для получения объективных результатов. Схожие по числовому эквиваленту параметры, характеризующие геолого-физические характеристики продуктивных пластов, в различных условиях их разработки могут оказывать противоположное влияние на изменение параметров продуктивности в связи с преобладанием какого-либо другого фактора, который усиливает или же снижает общее влияние на изменение показателей продуктивности скважин [109].

Например, при условиях высокой газонасыщенности пластовой нефти и значительной деформации продуктивных пластов происходит синергетический эффект, при котором темп падения продуктивности скважин заметно

увеличивается, а возможность восстановления данного показателя до начальных значений стремится к минимуму. Исходя из этого, можно выдвинуть гипотезу: на изменение коэффициента продуктивности оказывает влияние ряд факторов, среди которых существуют как взаимозаменяемые (один нивелирует в определенной степени другой), так и взаимодополняемые (один усиливает или снижает влияние другого). Также возможен и следующий вариант: каждый из двух рассматриваемых параметров оказывает противоположное по знаку влияние друг на друга, но в совокупности они оказывают или положительное, или отрицательное воздействие на устойчивость коэффициента продуктивности, причем при различных условиях возможна смена ведущего параметра (это прослеживается, в частности, при анализе формулы (2.4) [110]. Определение этих условий является одной из фундаментальных задач эффективного управления коэффициентом продуктивности.

По формуле (2.4) коэффициент продуктивности рассчитывается на основе комплекса параметров, характеризующих различные свойства пластов и насыщающих их флюидов:

$$K_{\text{прод}} = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{r_k}{r_c}}. \quad (2.4)$$

Исходя из данной формулы, на показатель продуктивности скважины оказывает влияние целый ряд параметров, причем при различных условиях разработки месторождений, изменение некоторых из представленных параметров происходит постоянно в силу интенсивности воздействия различными технологиями на гидродинамическую или геологическую составляющую пластовых систем.

Утверждение о том, что представленные только в формулах (2.1) и (2.4) параметры оказывают влияние на коэффициент продуктивности, является неверным по ряду причин, среди которых наиболее актуальными выступают следующие:

- наличие высокой корреляции между рассматриваемыми параметрами, что существенно ограничивает использование их для качественного прогноза показателя продуктивности скважин;

- зависимость представленного ряда параметров от других технологических и (или) геологических параметров, актуализация которых затруднена или же осуществляется с большими промежутками времени;

- нелинейность тренда изменения коэффициентов продуктивности по залежам, приуроченным к единым тектонико-стратиграфическим единицам [111].

К тому же, в текущих технико-экономических условиях разработки месторождений жидких углеводородов значительная добыча активов недропользователей осуществляется с применением периодической откачки (например, по месторождениям ВУНГП данный процент варьируется от 5 до 45 % общего фонда добывающих скважин). При чередовании режимов добычи и накопления для описания количества жидкости, поступающей из пласта в расчете на единицу перепада давления применяется параметр, аналогичный коэффициенту продуктивности – коэффициент притока. Процесс мониторинга скважин, работающих в периодическом режиме, осложнен значительным варьированием параметров давления, что осложняет поиск закономерностей изменения коэффициентов притока. На примере одной из скважин, расположенных на нефтеносных территориях Верхнего Прикамья, забойное давление за один цикл «накопление-добыча» изменялось от $0,6 P_{\text{нас}}$ на момент пуска в эксплуатацию и до $0,26 P_{\text{нас}}$ в момент остановки, что отразилось на снижении коэффициента притока. Причем, в промысловой практике установлены кратковременные случаи регистрации существенного отклонения текущего давления от общего тренда его изменения. На наш взгляд, это связано с активацией некоторых процессов в околоскважинной зоне пласта [112]:

- в условиях дренирования залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам трещиноватого типа, возможно образование, закупоривание или схлопывание флюидопроводящих каналов (трещин) при условии или

нестабильности притока жидкости к скважине, или же существенного отличия его значений от среднесуточного показателя;

- при эксплуатации объектов, приуроченных к карбонатным коллекторам порового типа, возможно закупоривание или очистка участков призабойной зоны пласта, причем, как показано в работах [113, 114], последнее может происходить не только после выхода скважины из бурения и ее дальнейшего освоения, но и, например, после несущественного изменения технологических показателей работы окружающих скважин и системы ППД, оптимизации глубинно-насосного оборудования и т. п.;

- в условиях разработки залежей, приуроченных к терригенным коллекторам в зависимости от их стратиграфической приуроченности, возможно аналогичное проявление ряда причин, представленных выше.

В целом, однозначный ответ на вопрос относительно причин резкого повышения или снижения давления при непостоянном отборе жидкости дать достаточно сложно из-за многообразия причин и процессов, оказывающих влияние на устойчивость технологических показателей.

И, наконец, в работе (115) отмечается, что в процессе поисково-разведочных работ определению гидропроводности, коэффициента продуктивности, коэффициента удельной продуктивности уделяется недостаточное внимание. Мало снимается индикаторных кривых и кривых восстановления давления, обработка которых позволяет определить соответствующие фильтрационные характеристики залежей продуктивных пластов. Отсутствие этих данных отрицательно сказывается на качестве проектирования и анализа разработки, а выбор оптимальных вариантов возможен лишь на основании учета этих данных. Для получения возможности выбора наиболее эффективной системы разработки, позволяющей вовлечь в эксплуатацию низкопродуктивные коллекторы, а также для подсчета запасов, содержащихся в коллекторах разных классов, необходимо знать размещение по площади залежи участков, представленных коллекторами разной продуктивности.

Вследствие ограниченных объемов прямых определений коэффициентов продуктивности и удельной продуктивности по данным гидродинамических исследований в практике геолого-промысловых исследований широко применяется определение их по косвенным данным путем проведения лабораторных и геофизических исследований. При этом строятся парные статистические зависимости между продуктивностью скважин и каким-либо параметром, наиболее сильно влияющим на изменение продуктивности [116–128 и др.], либо строятся модели, включающие в себя сразу несколько параметров [76, 120, 122, 128–131]. Практически все полученные на сегодняшний день зависимости и модели созданы для условий различных залежей в терригенных коллекторах и лишь в единичных работах [131, 132] приводятся зависимости для условий объектов в карбонатных коллекторах.

Наиболее часто используемые параметры для прогноза коэффициентов продуктивности можно разделить на несколько групп.

К первой группе относятся параметры, характеризующие непосредственно емкостно-фильтрационные свойства продуктивных пластов, определяемые по данным геофизических исследований скважин: коэффициенты проницаемости ($K_{прон}$), пористости (m_r), водонасыщенности (k_e), открытой трещиноватости ($k_{то}$), закрытой трещиноватости ($k_{тз}$). Обобщение исследований, проведенных различными авторами, показывает, что в промысловых условиях с увеличением значений $K_{прон}$ [119, 120, 122, 132, 133 и др.], k_e [120], m_r [120, 122, 132] коэффициенты продуктивности и удельной продуктивности закономерно увеличиваются, что соответствует классическим представлениям. В то же время в [120] отмечается отсутствие связи открытой и закрытой трещиноватости пород-коллекторов с $K_{прод}$.

Вторую группу составляют геофизические параметры, косвенно отражающие емкостно-фильтрационные свойства коллекторов. Среди них: кажущиеся удельные сопротивления, зарегистрированные зондами длиной 0,45;

1,05; 2,25; 4,25 м ($\rho_{0,45}$; $\rho_{1,05}$; $\rho_{2,25}$; $\rho_{4,25}$); относительная амплитуда потенциалов самопроизвольной поляризации ($\alpha_{ПС}$); относительная глинистость ($C'_{2л}$); структурные показатели ($m; C_{II}$); двойной разностный параметр естественного (ΔI_J) и вторичного (ΔI_{nJ}) гамма-излучения. Наличие положительной корреляционной связи между емкостно-фильтрационными свойствами коллекторов и параметрами $\alpha_{ПС}$ и отрицательной с параметрами $C'_{2л}, m, C_{II}, \Delta I_J, \Delta I_{nJ}$ обусловило то, что с увеличением $\alpha_{ПС}$; $\rho_{0,45}$; $\rho_{1,05}$; $\rho_{2,25}$; $\rho_{4,25}$ [119, 122, 123, 126, 128, 134]; $\rho_{0,45}$; $\rho_{1,05}$; $\rho_{2,25}$; $\rho_{4,25}$ [129] и уменьшением $C'_{2л}$ [50]; m [42]; C_{II} [42, 61]; $\Delta I_J, \Delta I_{nJ}$ [53] коэффициенты продуктивности и удельной продуктивности растут.

К третьей группе можно отнести комплексные геофизические параметры, предложенные в [129], и представляющие собой различные сочетания $\alpha_{ПС}$, $\rho_{0,45}, \rho_{1,05}$ и т. п., а также показатель динамической емкости P_K , предложенный впервые Л. Ф.Дементьевым [122]. С ростом этих параметров $K_{прод}$ и $K_{прод}^{уд}$ закономерно увеличиваются.

В четвертую группу входят параметры, отражающие толщинные свойства пластов: эффективная нефтенасыщенная толщина $H_{э}$, толщина нефтенасыщенных пропластков H_{II} . В большинстве своем с увеличением значений этих параметров наблюдается рост $K_{прод}$ [120, 122, 127, 128, 130, 134, 136 и др.] и $K_{прод}^{уд}$ [130], хотя в определенных геолого-промысловых условиях влияние этих параметров может не наблюдаться, а в отдельных случаях отмечается снижение удельной продуктивности с увеличением нефтенасыщенной толщины пласта [137].

Пятая группа включает в себя параметры, отражающие геологическую неоднородность. Среди них: коэффициенты расчлененности (K_p), песчанистости

(K_{II}), вариации пористости (W_m) и нефтенасыщенности (W_{K_H}), комплексный показатель неоднородности ($K_{неод}$). Исследования, проведенные в [76, 118, 129, 137 и др.], показывают закономерное снижение продуктивности скважин с ростом геологической неоднородности по различным параметрам, хотя в отдельных случаях, например, с ростом K_p [129], наблюдается рост коэффициента продуктивности, что, по-видимому, связано с корреляцией этого параметра с эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта.

Достоверное определение влияния интенсивности перфорации на продуктивность залежей осложнено различными факторами. Так, например, в работах [138, 139] отмечается, что при увеличении количества перфорационных отверстий свыше 20 отв./м наблюдается рост параметров, отражающих гидродинамические свойства скважин. В [135, 140, 141] рекомендуется оптимальная плотность перфорации скважин (5–12 отв./м), а в [142, 143] говорится об отсутствии влияния плотности перфорации на продуктивность при значениях более 5 отв./м.

Анализ моделей, предложенных в [76, 129] для прогноза коэффициентов продуктивности объектов Западной Сибири показывает, что влияние параметров $H_{\Sigma}; K_{прон}; H_{II}; \mu_H; \alpha_{ПС}; \rho_{0,45}; \rho_{1,05}; \rho_{2,25}; \rho_{4,25}; K_p; K_{II}$ и комплексных геофизических параметров на продуктивность неоднозначно по степени и характеру в условиях разных групп скважин. Этот факт говорит об особенностях геологического строения различных объектов, каждый из которых имеет свои специфические взаимосвязи между параметрами. Эти связи определяют вид моделей и требуют дифференцированного подхода при моделировании и использовании моделей.

Таким образом, по результатам анализа влияния геолого-технологических факторов на изменение коэффициента продуктивности и его динамику при различных начальных и конечных условиях систем добычи нефти можно сделать следующие выводы:

- коэффициент продуктивности является одним из важнейших показателей, позволяющих судить не только о процессах, происходящих в призабойной зоне пласта, но и в той или иной мере характеризовать фильтрационно-емкостные свойства и параметры, описывающие физико-химические свойства добываемых жидкостей; он является комплексным показателем, включающим в себя ряд коррелированных параметров, что значительно осложняет процедуру его мониторинга и регулирования;

- в работах многих ученых отмечено, что существенное влияние на коэффициент продуктивности оказывают факторы тектонической приуроченности и динамики изменения энергетических характеристик объектов, причем для различных участков месторождения существует индивидуальный диапазон варьирования давлений, при котором выполняется ряд условий, например, стабильный приток и бесперебойная работа ГНО;

- ряд исследователей при анализе и интерпретации различных геолого-технологических параметров и их свойств, оказывающих влияние на тренд изменения продуктивности, используют на начальном этапе показатели энергетического состояния залежей, постепенно образуя пласт суждений и выводов; это объясняется значительным влиянием данного показателя не только на коэффициенты продуктивности, но и в целом на процесс разработки месторождений, поэтому, в большинстве случаев исследователи склоняются к реализации поддержания давления на этапе ввода месторождения в промышленную эксплуатацию с предварительным оконтуриванием зон начальных повышенных или пониженных давлений; причем, как показывают исследования на керне, к данному вопросу, по аналогии с вышепредставленным, необходимо подходить отдельно на микро- и макроуровне организации пластовых систем;

- на показатель продуктивности скважин оказывают влияние не только текущие технико-технологические показатели разработки месторождения, но и предыдущие условия дренирования залежей; исходя из этого можно сказать, что для корректной оценки текущей продуктивности важно реализовать комплексный

подход к процессу использования накопленной геолого-промысловой информации при различных исследованиях;

- в большинстве случаев алгоритмы мониторинга коэффициента продуктивности основаны на следующем принципе: использование одного или нескольких критериев для разделения скважин на группы (например, тип заканчивания) и сопоставление различных технологических показателей эксплуатации скважин со значениями давлений с целью поиска несоответствий; в некоторых исследованиях ученые, в свою очередь, наоборот оперируют энергетическими характеристиками залежей при группировании скважин, что, на наш взгляд, должно осуществляться лишь после основного этапа дифференциации по критерию тектонико-стратиграфической приуроченности, так как, исходя из опыта, изменение горно-геологических условий в различной степени мере сказывается на тех или иных свойствах пород-коллекторов.

В качестве альтернативы существующим алгоритмам мониторинга и прогнозирования коэффициентов продуктивности, в следующем пункте предложим один из вариантов реализации, позволяющий учитывать особенности геологического строения нефтеносных объектов и физико-химических свойств насыщающих их флюидов.

2.2 Изменение коэффициента продуктивности во времени

Коэффициент продуктивности скважин, как было отмечено выше, представляет собой комплексную величину, характеризующую не только добывные возможности, но и в той или иной мере ряд характеристик эксплуатационных объектов, добываемых флюидов, технико-технологических режимов дренирования, эффективности вытеснения нефти водой, качества реализации геолого-технических мероприятий и мероприятий, направленных на восстановление проницаемости ПЗП и еще значительное количество аспектов, которые влияют на один из важнейших показателей разработки месторождения – коэффициент извлечения нефти (в работах [144–147] упомянуто, что для ряда

месторождений ВУНГП, а именно приуроченных к «классическим песчаным коллекторам», существует довольно сильная взаимосвязь между показателями продуктивности и динамикой текущих коэффициентов нефтеизвлечения). Выше были рассмотрены геолого-технологические параметры и их влияние как на текущее значение коэффициента продуктивности, так и на тренд его изменения во времени. Для подбора и реализации оптимальных методик прогнозирования коэффициента продуктивности необходимо и важно существенно расширить временной интервал интерпретации данного показателя. Исходя из этого, рассмотрим, какие факторы оказывают существенное влияние на изменение коэффициента продуктивности во времени с учетом того, что за нулевую точку будут взяты процессы первичного вскрытия и освоения продуктивных пластов.

В процессе разрушения горных пород имеют место значительные перепады давлений и происходят необратимые процессы, которые ведут к недостижению проектных показателей по нефтеизвлечению [148]. При использовании утяжеленных буровых растворов существенно осложняется дальнейшее освоение скважины и, как показывает ряд исследований, снижается её продуктивность. Стоит отметить, что в данном случае под последней подразумевается та продуктивность, которая получена после стабилизации параметра в течение некоторого времени, то есть после завершения очистки призабойной зоны пласта. В работах [148–151] установлено, что в зависимости от конструкции скважины и параметров бурового раствора процесс очистки призабойной зоны пласта может быть довольно продолжительным, что ведет к ошибочным корректировкам программы добычи. Отмечается, что процесс первичного вскрытия продуктивных пластов является одним из наиболее важных этапов и от качества его реализации напрямую зависит эффективность добычи нефти. Облегченные буровые растворы, в свою очередь, тоже приводят к коагуляции частиц в ПЗП, но их подвижность в пределах пористой среды позволяет при начальной работе скважины на неустановившемся режиме вытеснить определенный объем раствора. Действительно, процесс очистки призабойной зоны пласта может длиться довольно долгое время и на количественно-качественные показатели

реализации этого процесса оказывает влияние целый ряд факторов, учесть которые можно лишь при реализации дифференцированного подхода.

В работе [152] для численной оценки изменений коэффициентов продуктивности, происходящих либо за счет изменения начального состояния залежи, либо после проведения каких-либо техногенных воздействий на ПЗ, а также в случае совместного воздействия данных факторов используется отношение продуктивностей (ОП), указывающее снижение фактической продуктивности по отношению к потенциальной.

В различной литературе под потенциальным коэффициентом продуктивности подразумеваются следующие показатели:

- значение коэффициента продуктивности при нулевом механическом скин-факторе;
- средневзвешенные по группам скважин значения коэффициентов продуктивности, которые формируются на основе того или иного перечня критериев;
- текущее значение коэффициента продуктивности за вычетом или прибавлением среднего прироста данного показателя по объектам-аналогам;
- сумма минимального и максимального коэффициента продуктивности скважин за период не менее трех месяцев, поделенная на два (по аналогии с тем, что наибольшее влияние снижения давления на сетку трещины происходит вблизи стенок скважины).

В первом случае использование нулевого скин-фактора для объективного определения тренда изменения продуктивности затруднено в условиях разработки карбонатных коллекторов со значительно развитой естественной трещиноватостью. Фильтрационно-емкостные характеристики продуктивных пластов для данных геологических условий на момент ввода в промышленную эксплуатацию месторождения уже подвержены различному воздействию вследствие взаимовлияния между трещинами. Так, по скважинам ВУНГП И ЗСНГП в ходе исследования керна при помощи рентгеновских и иных методов установлены случаи соединения двух широко разветвленных сеток трещин

тонким и неустойчивым разломом, направление стресса которого при воздействии определяется рядом таких параметров как проницаемость, пористость и расчлененность [153].

На наш взгляд, для получения представительных результатов необходимо в формулу расчета ОП ввести поправочный коэффициент, учитывающий комплексно тектонико-стратиграфический фактор, отражающий различия в геолого-физических характеристиках пластов и их влияния на показатель продуктивности.

В работе [115] отмечается, что в процессе бурения и вскрытия продуктивного горизонта призабойная зона пласта (ПЗП) подвергается различного рода воздействиям, что приводит к существенному изменению производительности скважины по отношению к естественной.

Ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов обусловлено влиянием кольцевых напряжений, возникающих в результате вскрытия пласта. По мнению Овнатанова Г. Т. [156] геометрические размеры загрязненной зоны изменяются в пределах окружности с радиусом 1 м.

Среди факторов, оказывающих влияние на изменение продуктивности скважин в процессе вскрытия пласта, в работах [116, 122, 156-159 и др.] выделяются механические, физико-литологические, физико-химические и термохимические.

Механическое загрязнение ПЗП обуславливается: засорением пористой среды ПЗП твердой фазой бурового или промывочного раствора при бурении; впрессовыванием в поровую среду ПЗП породы, разрушаемой долотом; закупоркой тонкого слоя породы вокруг забоя глиной или тампонажным цементом в процессе крепления скважин; проникновением глинистого и особенно тампонажного растворов в трещины.

Основой физико-литологических причин ухудшения продуктивности глинистых пластов является гидратация и разбухание глинистого материала при контакте с пресной водой. Степень набухания глинистых минералов зависит

от их качественного состава и количества воды, которое может удерживать этот или иной минерал [116].

Среди наиболее частых причин снижения продуктивности скважин с точки зрения физико-химических аспектов можно выделить следующие: увеличение водонасыщенности пород и создание условий для неэффективной фильтрации жидкости ввиду действия поверхностно-молекулярных сил.

К группе термохимических причин, которые приводят к снижению естественной продуктивности при изменении термодинамического равновесия в ПЗП, относятся: отложение парафина на скелете пласта в залежах с низкой пластовой температурой и увеличение вязкости нефти.

Все эти факторы значительно снижают потенциальные возможности скважин и проявляются как совместно, так и по отдельности.

Так, например, по данным Г. Б. Выжигина [133], время восстановления продуктивности скважин месторождений Куйбышевской области составляет 2-3 года для карбонатных коллекторов и 5-6 лет – для терригенных. Четыркиным А. И. [160, 161] для условий месторождений Пермской области показано, что время восстановления продуктивности скважин изменяется от нескольких недель до четырех лет. Исследования, проведенные Азаматовым В. И. [116], показывают, что в среднем время очистки ПЗП скважин, пробуренных с промывкой на глинистом растворе, составляет 156 суток, а на безглинистом сокращается до пятидесяти суток. Сидоровский А. В. отмечает, что частичная самопроизвольная очистка ПЗП происходит во время освоения или исследования скважины в течение 1–3 суток, а полная – в течение 10–40 суток [157].

С учетом накопленного опыта разработки различных объектов нефтедобычи, можно предположить, что на начальных стадиях эксплуатации скважин процесс очистки ПЗП происходит интенсивнее и в большинстве случаев зависит от начальных геолого-физических условий залегания продуктивных пластов и насыщающих их флюидов. При увеличении вязкости добываемой продукции или высокого газового фактора возможно ослабление процесса выноса раствора глушения за счет закупоривания наиболее высокопроницаемых участков

продуктивного пласта. По мере разбуривания залежи и ввода новых скважин (II этап разработки месторождения) происходит снижение коэффициента продуктивности из-за ряда осложняющих факторов. Так, в условиях Александровской площади одного из месторождений ВУНГП в пределах одного куста скважин наблюдается высокий уровень образования АСПО, но при этом наиболее интенсивные процессы выпадения происходят на скважинах с высокой продуктивностью. В ходе исследований было установлено, что при высокой продуктивности скважин совместно со значительной концентрацией АСПО фронт вытеснения нефти сформирован в основном из нижних работающих пропластков.

При остановках скважины на ремонт или исследование дальнейший пуск в эксплуатацию и выход на плановый режим осуществляется продолжительное время с потерями по продуктивности от 4 до 35 %. Это обусловлено тем, что верхние и нижние перфорационные отверстия закупорены различными отложениями, поэтому на скважинах с наибольшими потерями по продуктивности были проведены большеобъемные ингибиторные обработки и, по результатам ГИС, это привело к существенному изменению профилей притока и повышению продуктивности, но что самое важное – стабильному тренду изменения данного показателя.

Особую роль и влияние на коэффициент продуктивности скважин оказывают методы увеличения нефтеотдачи, в частности, реализация заводнения. При вытеснении нефти водой в начальный период закачки коэффициент продуктивности может существенно отличаться от прогнозного по следующим наиболее вероятным причинам:

- превышение концентрации механических примесей в закачиваемой воде;
- наличие в разрезе продуктивных пластов высокопроницаемых участков для фильтрации жидкости;
- значительная расчлененность продуктивных пластов в совокупности с высокими значениями проницаемости.

Первоначально закачка жидкости происходит в меньшем объеме, чем отбор, но по мере роста техногенного воздействия и ухудшения фильтрационно-

емкостных характеристик продуктивных пластов она начинает преобладать, что обуславливает изменение тренда коэффициентов продуктивности. Немалую роль играет и коэффициент охвата пласта заводнением, для которого в работе [162] установлены различные зависимости от ключевых показателей микро-и-макронеоднородностей.

Существуют также методы, позволяющие определять значения продуктивности скважин с учетом привлечения сопредельных и косвенных данных:

- оценки на основе имеющихся аналитических решений в виде расчетных формул, уравнений;
- оценки на основе статистических взаимосвязей между продуктивностью и параметрами, отражающими геолого-физические свойства коллектора и текущие промысловые показатели эксплуатации скважины.

Подводя обобщенный итог по комплексному исследованию параметра продуктивности и влияния на изменение его динамики различных факторов (в том числе в течение времени) можно сказать о следующем: достоверное определение коэффициента продуктивности позволяет недропользователю эффективно и обоснованно планировать ряд мероприятий, направленных на определение объемов извлекаемых запасов с целью реализации качественного и проактивного управленческого подхода; исходя из анализа различных литературных источников, однозначный ответ на вопрос о влиянии того или иного параметра на коэффициент продуктивности дать затруднительно, но в пределах значительно разведанных залежей ВУНГП и ЗСНГП на основе комплексного учета геолого-промысловых данных можно на достаточно высоком уровне прогнозировать как числовое значение продуктивности в течение определенного интервала времени, так и выявлять перспективу его изменения; каждый из представленных в работе методов, алгоритмов и подходов имеет свою область применения и условия использования различных формул; для выявления границ изменчивости задействованных параметров в пределах объектов-аналогов и залежей-спутников важно на начальном этапе организовать отдельный подход

к процедуре группирования; на наш взгляд, наиболее релевантным и актуальным критерием может стать тектонико-стратиграфический фактор в силу того, что он является наиболее устойчивым и инертным к различным изменениям технологических режимов эксплуатации и (или) возникновения осложнений при работе скважин; для качественной интерпретации получаемых результатов процедуру дифференциации и группирования возможно реализовать поэтапно и различными методами в целях возможности сравнения между собой конечного распределения объектов; после качественного и актуального разделения залежей на группы, дальнейший алгоритм действий может быть основан на использовании нескольких критериев для выделения в пределах мегагрупп более мелких групп с целью глубокого геолого-статистического анализа.

Для реализации алгоритма предложим вариант, основанный на поиске автокорреляции в наблюдаемых временных рядах технологических показателей эксплуатации скважин и использования известных математических инструментов для ее устранения с целью формирования высококвалифицированного управленческого подхода в условиях усложнения геолого-технологического обоснования необходимости извлечения остаточных запасов нефти.

2.3 Оценка и прогноз потенциальной продуктивности скважин по данным их эксплуатации после выхода из бурения

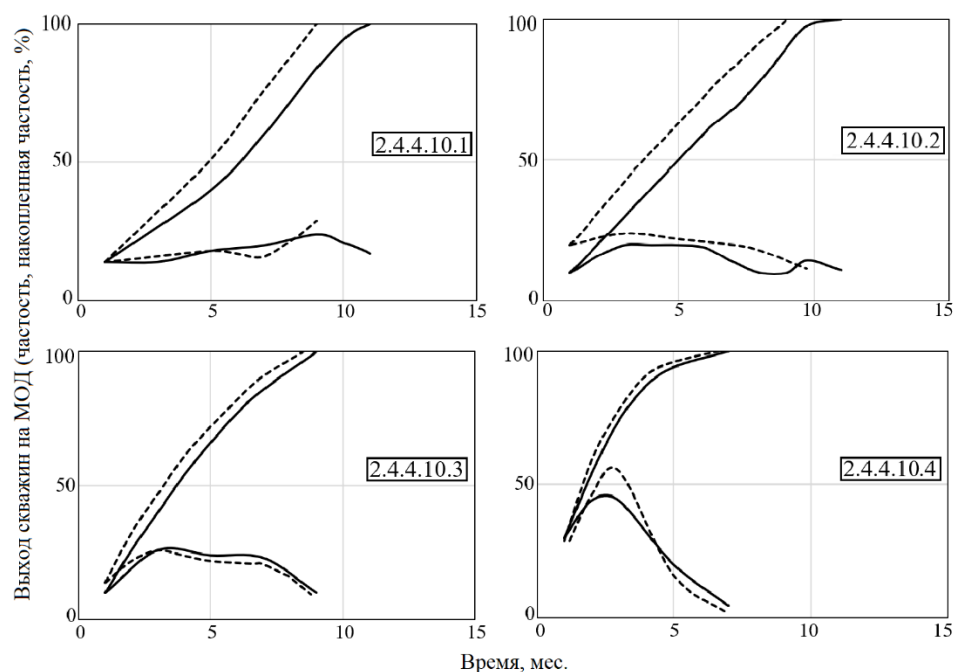
Проведенный выше обзор изменения коэффициента продуктивности во времени показал важность оценки потенциальной продуктивности после выхода скважин из бурения, а также времени очистки призабойной зоны.

Известно, что время очистки призабойной зоны определяется по данным гидродинамических и геофизических (при наличии моделей) исследований. Наиболее информативным параметром, позволяющим оценить степень загрязнения призабойной зоны пласта, является показатель скин-эффекта, определение которого производится путем проведения гидродинамических

исследований методом восстановления давления и установившихся отборов. Момент очистки может быть установлен исходя из наблюдений за изменением коэффициента продуктивности во времени. Момент стабилизации этого параметра характеризует момент окончания очистки ПЗП [115, 116].

В условиях слабой освещенности гидродинамическими исследованиями скважин и пластов объектов, анализируемых в данной работе, время очистки призабойной зоны скважин определялось с использованием подхода, предложенного в работах [115, 116, 131]. Согласно этим работам, время очистки ПЗП равно времени с момента начала эксплуатации скважины до момента достижения скважиной максимального оптимального дебита (МОД) в период отсутствия закачки с учетом рационального режима эксплуатации. Время очистки ПЗП определялось отдельно по скважинам групп объектов, которые были освоены с использованием солянокислотных обработок и без использования. С целью устранения дополнительных «шумов» были выбраны скважины, в которых во время очистки не проводилось воздействие на ПЗП (не считая обработки при освоении). Считалось, что скважина достигла максимального оптимального дебита в момент, после которого он не превышался на 10–15 %, т. е. на величину погрешности определения дебита скважин.

На Рисунке 2.1 представлено распределение скважин по времени выхода скважин на МОД, в которых проводились и не проводились СКО при освоении по объектам турнейского яруса Бирской седловины, а также отдельных залежей Башкирского и Южно-Татарского сводов и Благовещенской впадины (Рисунок 1.23, группы объектов 2.4.4.10.1– 2.4.4.10.4).



2.4.4.10.1 – номер группы объектов;

—, --- – распределения по скважинам, в которых проводилось и не проводилось СКО при освоении

Рисунок 2.1 – Распределение скважин турнейского яруса Бирской седловины по времени выхода на МОД

Видно, что в условиях каждой из выделенных групп объектов имеет место своя специфика очистки призабойной зоны как с использованием солянокислотных растворов при освоении скважин, так и без их использования. Это видно также из Таблицы 2.1, в которой приведены значения времени выхода на МОД.

Таблица 2.1 – Время выхода скважин на МОД объектов турнейского яруса Бирской седловины

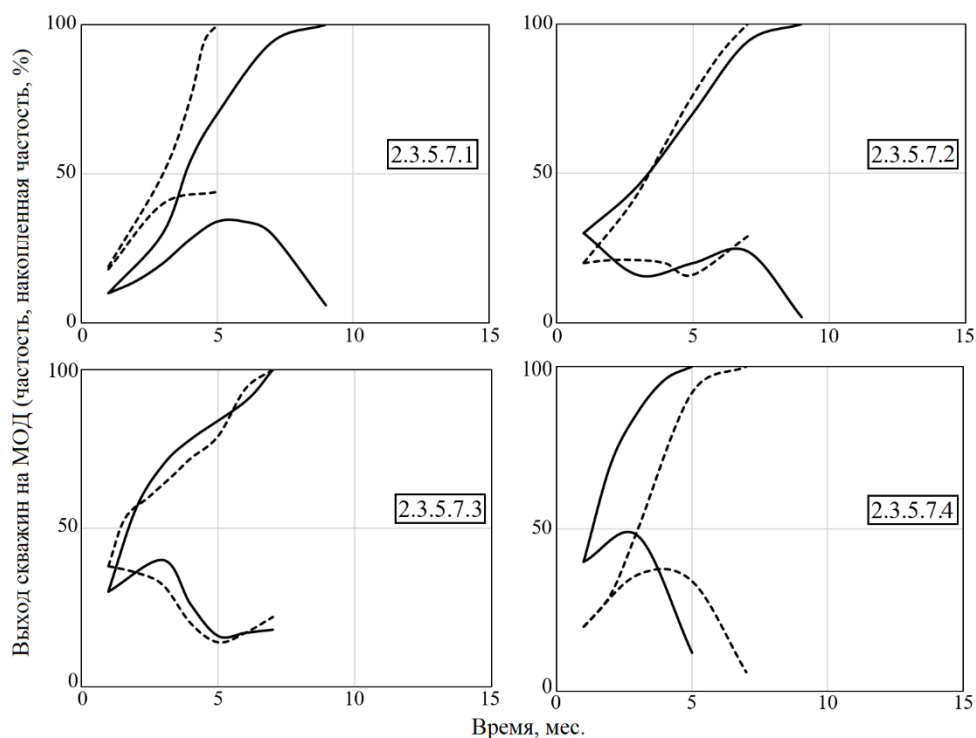
Объекты группы	Время выхода, мес.			
	Без проведения СКО		С проведением СКО	
	максимальное	среднее	максимальное	среднее
2.4.4.10.1	12	6,64	10	5,54
2.4.4.10.2	12	6,20	10	4,19
2.4.4.10.3	10	4,86	10	4,30
2.4.4.10.4	8	3,0	8	3,0

Выделенные группы на основе проведения глубокой дифференциации объектов турнейского яруса, на 90 % приуроченных к Бирской седловине, отличаются по значениям параметров, характеризующих геолого-физические свойства пластов, причем с ростом номера группы объектов растет их продуктивность. Анализ показывает, что с ростом продуктивности снижается время очистки призабойной зоны и время выхода скважин на МОД. Так, из Таблицы 2.1 видно, что максимальное время выхода скважин на МОД без проведения СКО снижается по группе объектов 2.4.4.10.4 по сравнению с группой 2.4.4.10.1 с 12 месяцев до 8 – почти на треть, а среднее значение – с 6,64 до 3 месяцев, т. е. более чем в 2 раза. Проведение СКО позволяет снизить среднее время выхода на МОД по скважинам первых трех групп в 1,13–1,48 раза. В условиях относительно высокой продуктивности объектов 4-ой группы этого увеличения не наблюдается, не снизилось и максимальное время выхода на МОД, что говорит об отсутствии необходимости проведения СКО при освоении скважин для ускорения очистки ПЗП от продуктов бурения. В то же время со снижением продуктивности скважин растет значимость СКО, причем, как видно из Рисунка 2.1, эта значимость максимальна в условиях первых двух групп объектов, характеризующихся наиболее низкими фильтрационно-емкостными свойствами. В этих условиях в наибольшей мере проявляют себя поверхностно-молекулярные силы, как отмечается в работах [96, 97, 115], удерживающие промывочную жидкость в порах пласта. СКО позволяет нарушить создавшееся равновесие и ускоряет процесс выноса жидкости из пласта, прочно удерживаемой капиллярными силами.

Аналогичный анализ был проведен в условиях четырех групп фаменских залежей Южно-Татарского свода, а также отдельных залежей Башкирского свода и Бирской седловины: 2.3.5.7.1–2.3.5.7.4 (Рисунок 1.21), характеризующихся повышенной трещиноватостью пород-коллекторов.

Из Рисунка 2.2 видно, что в условиях известняков фаменского яруса, как и в условиях турнейских объектов БИС, каждая выделенная группа имеет свою специфику очистки ПЗП как с использованием СКО, так и без использования

после выхода скважин из бурения. Результаты, приведенные в Таблице 2.2, показывают, что в условиях скважин группы объектов 2.3.5.7.1, имеющих наименьшую трещиноватость среди объектов фаменского яруса, среднее время выхода на МОД при проведении СКО сокращается в 1,43 раза.



2.3.5.7.1 – номер группы объектов;

—, --- – распределения по скважинам, в которых проводилось и не проводилось СКО при освоении

Рисунок 2.2 – Распределение скважин фаменского яруса Южно-Татарского свода по времени выхода на МОД

Таблица 2.2 – Время выхода скважин на МОД объектов фаменского яруса Южно-Татарского свода

Объекты группы	Время выхода, мес.			
	Без проведения СКО		С проведением СКО	
	максимальное	среднее	максимальное	среднее
2.3.5.7.1	10	5,04	6	3,52
2.3.5.7.2	10	4,24	8	4,30
2.3.5.7.3	8	3,32	8	3,24
2.3.5.7.4	6	2,48	8	3,62

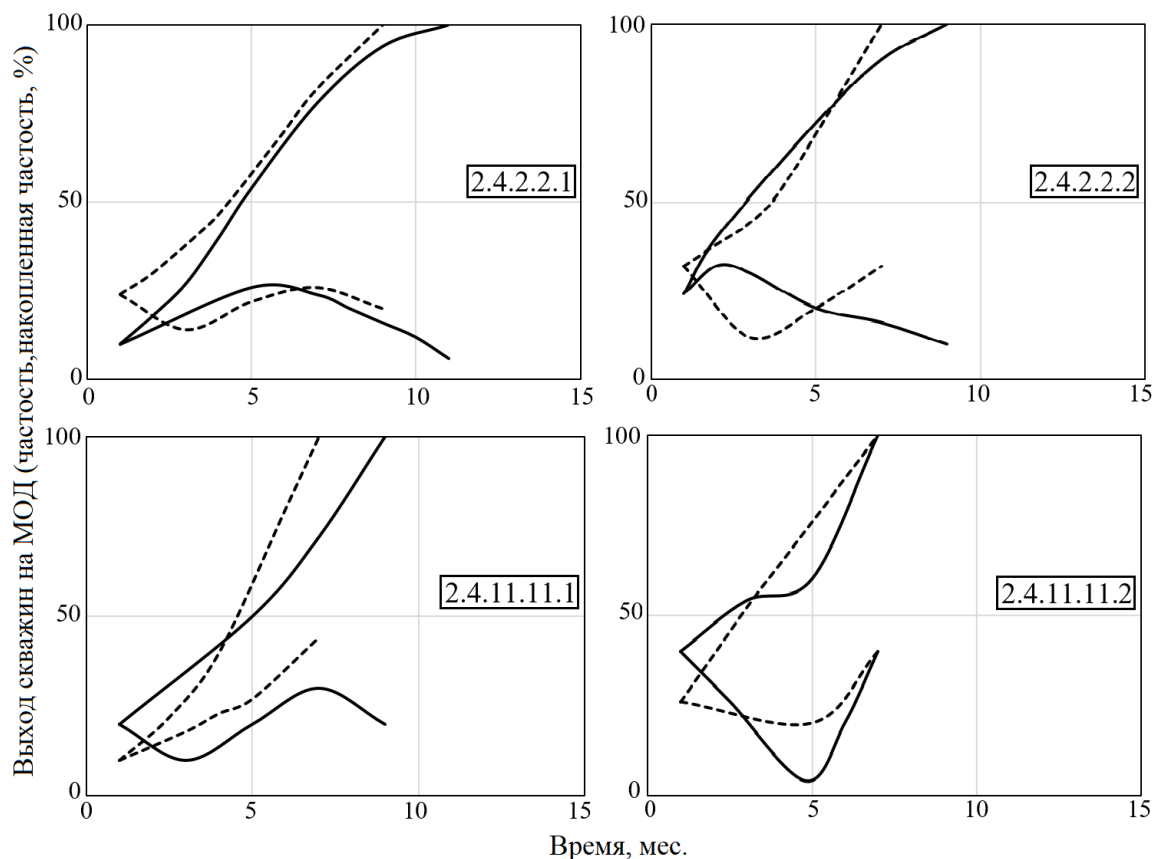
В то же время по скважинам объектов следующих групп этого сокращения не наблюдается, а в условиях скважин наиболее трещиноватых объектов группы 2.3.5.7.4 это время увеличивается в 1,46 раза, что может объясняться либо недостаточным количеством исследований, либо влиянием сильного смыкания трещин в призабойной зоне в процессе вскрытия пласта возникновения кольцевых сжимающих усилий, приводящих к схлопыванию трещин, при этом матрица породы имеет крайне низкую поровую проницаемость, и кислота не проникает достаточно глубоко в пласт и не оказывает положительного влияния на процесс нарушения поверхностно-молекулярных сил, удерживающих продукты бурения в пласте. В любом случае по мере накопления промыслового материала необходимо продолжить изучение этого явления.

Отсутствие эффекта в плане ускорения очистки призабойной зоны в результате проведения СКО в условиях скважин групп объектов 2.3.5.7.2 и 2.3.5.7.3 говорит о том, что в условиях трещиноватых объектов фаменского яруса нет особой необходимости воздействия на ПЗП при освоении. Фильтрат бурового раствора достаточно эффективно выносится из пласта по системе трещин, при этом время полной очистки составляет от трех до четырех месяцев. В то же время, в условиях скважин, вскрывших участки залежей вне зон разуплотнения, эффект от проведения СКО весьма значителен и позволяет сократить время очистки с 5 до 3,5 месяцев. С ростом трещиноватости (Таблица 2.2) снижается максимальное время выхода на МОД по выделенным группам с 10 до 6 месяцев, после проведения солянокислотного воздействия снижается до 6–8 месяцев.

В сравнении с менее трещиноватыми пластами турнейского яруса (Таблица 2.1) процесс очистки ПЗП в скважинах фаменского яруса в среднем протекает в 1,22 раза более интенсивно и составляет в среднем около 4-х месяцев. Проведение СКО в условиях турнея и фамена позволяет сократить время очистки по обоим ярусам до 3,7 месяца. Однако, если в условиях турнейского яруса СКО позволяет сократить время очистки в 1,37 раза, то в условиях фаменского яруса это сокращение равно 1,02 раза (в основном за счет низкотрещиноватых пластов группы 2.3.5.7.1).

Результаты анализа по двум группам залежей верейского горизонта Верхне-Камской впадины, а также отдельных залежей этого же горизонта Бирской седловины и Башкирского свода, составляющие соответственно группы 2.4.4.2.1 и 2.4.4.2.2 и Бирской седловины, составляющие соответственно группы 2.4.11.11.1 и 2.4.11.11.2 (Рисунки 1.22, 1.23), представлены на Рисунке 2.3 и в Таблице 2.3.

Видно, что степень влияния солянокислотных обработок на снижение сроков очистки ПЗП от продуктов бурения выше по скважинам с меньшей продуктивностью и худшими фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов (объекты с конечным индексом 2 более продуктивны, чем объекты с конечным индексом 1).



2.4.2.2.1 – номер группы объектов;

—, --- – распределения по скважинам, в которых проводилось и не проводилось СКО при освоении

Рисунок 2.3 – Распределение скважин верейского горизонта ВКВ и БИС по времени выхода на МОД

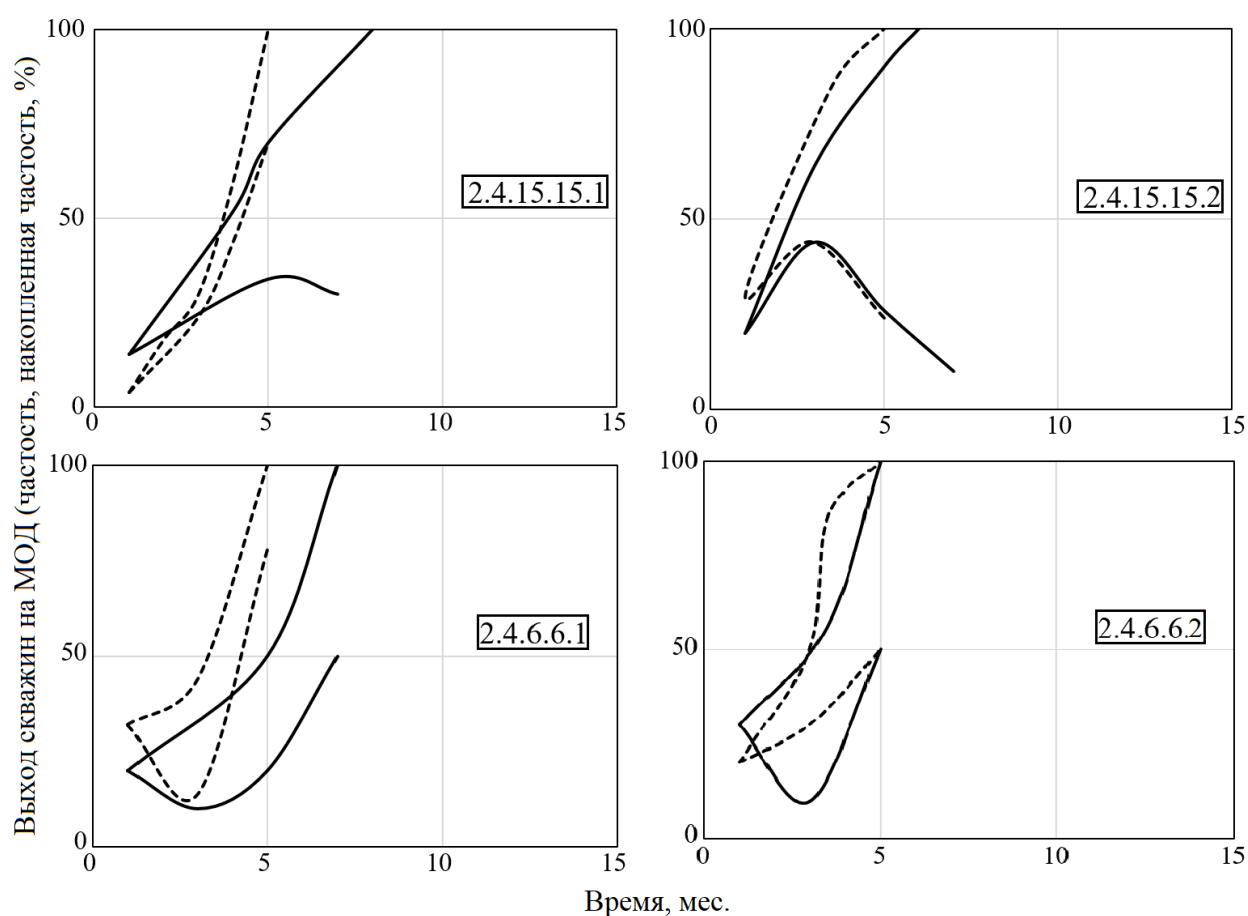
Таблица 2.3 – Время выхода скважин на МОД объектов верейского горизонта Верхне-Камской впадины и Бирской седловины

Объекты группы	Время выхода, мес.			
	Без проведения СКО		С проведением СКО	
	максимальное	среднее	максимальное	среднее
2.4.4.2.1	12	6,00	10	5,00
2.4.4.2.2	10	4,24	8	4,16
2.4.11.11.1	10	5,40	8	5,28
2.4.11.11.2	8	4,02	8	3,80

Так, максимальное время выхода на МОД как с проведением, так и без проведения СКО по скважинам залежей ВКВ меньше на 2 месяца, как и по скважинам залежей БИС, хотя без проведения СКО во втором случае время выхода на МОД практически не сократилось. Если рассматривать среднее время очистки ПЗП от продуктов бурения, то видно, что эффективность СКО снижается с ростом продуктивности. Так, в условиях первых объектов ВКВ, среднее время выхода скважин на МОД сокращается с 6 до 5 месяцев, т. е. на 16,7 %, тогда как в условиях второй (более продуктивной) лишь на 1,9 %, т.е. почти в десять раз. В условиях залежей БИС, которые характеризуются более высокими значениями ФЕС пластов, СКО практически не приводит к росту времени выхода на МОД. Среднее время выхода по двум группам составляет лишь 2,3 и 5 % соответственно. Данный факт можно объяснить тем, что карбонатные коллекторы верейского возраста характеризуются механизмом вытеснения, аналогичным с песчаными коллекторами. Трещины в коллекторах верейского горизонта выполнены глинистым материалом, в связи с чем фильтрация флюидов осуществляется по поровым каналам, при этом пористость пород-коллекторов достигает 18–20 %. Трещинная проницаемость составляет лишь несколько процентов от поровой. В этих условиях процесс очистки ПЗП протекает достаточно успешно без проведения СКО, что отличает данные залежи верейского горизонта от объектов турнейского яруса и отдельных объектов с низкой трещиноватостью фаменского яруса. В то же время, как видно из Рисунка

2.3, каждая из выделенных групп объектов имеет свой специфический характер выхода скважин на МОД, что необходимо учитывать при принятии управляющих решений, направленных на повышение эффективности разработки объектов данных групп.

На Рисунке 2.4 приведено распределение скважин по времени выхода на максимальный оптимальный дебит в условиях групп залежей башкирского яруса Благовещенской впадины и Башкирского свода (Рисунок 1.22). В Таблице 2.4 приведены значения времени выхода на МОД с проведением и без проведения СКО.



2.4.15.15.1 – номер группы объектов;

—, --- – распределения по скважинам, в которых проводилось и не проводилось СКО при освоении

Рисунок 2.4 – Распределение скважин башкирского яруса БВ и БС по времени выхода на МОД

Таблица 2.4 – Время выхода скважин на МОД объектов башкирского яруса Благовещенской впадины и Башкирского свода

Объекты группы	Время выхода, мес.			
	Без проведения СКО		С проведением СКО	
	максимальное	среднее	максимальное	среднее
2.4.15.15.1	8	4,60	6	4,26
2.4.15.15.2	8	3,52	6	2,92
2.4.6.6.1	8	5,00	6	3,48
2.4.6.6.2	6	3,50	6	3,50

Видно, что скважины каждой группы объектов имеют свои специфические кривые распределения времени выхода на МОД, иначе говоря процесс очистки призабойной зоны в различных геологических условиях имеет свои специфические особенности. Так, объекты группы 2.4.6.6.1, приуроченные к башкирскому ярусу Башкирского свода, характеризуются наиболее продолжительным средним временем выхода скважин на МОД и при этом проведение солянокислотных обработок при освоении позволяет на треть сократить время очистки призабойной зоны. На скважинах объектов группы 2.4.6.6.2, также приуроченных к залежам Башкирского свода, но являющихся более продуктивными по отношению к залежам группы 2.4.6.6.1, очистка призабойной зоны происходит почти в полтора раза более интенсивно, однако СКО не позволяют ускорить этот процесс, что говорит либо об отсутствии необходимости проведения СКО, либо – о поиске иных технологий воздействия на ПЗП в процессе освоения скважин.

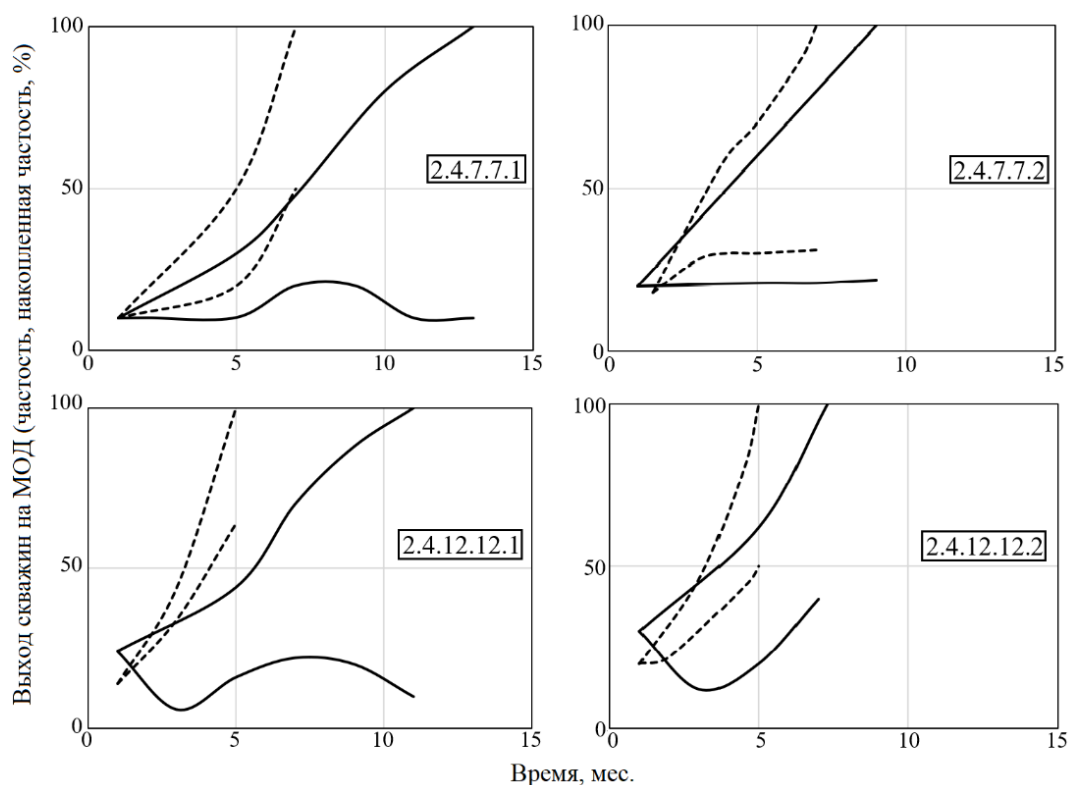
Скважины объектов группы 2.4.15.15.1, приуроченные к залежам Благовещенской впадины, характеризуются минимальным снижением времени очистки ПЗП в результате проведения СКО среди относительно низкопродуктивных групп объектов (всего в 1,07 раза), а скважины объектов группы 2.4.15.15.2 – минимальными сроками выхода на МОД после проведения воздействия на ПЗП при освоении.

Необходимо сказать, что в результате проведения воздействий практически по всем группам скважин, за исключением последней, время выхода на МОД

снизилось на 2 месяца, т. е. почти на 25 %, хотя среднее значение МОД снизилось лишь на 18 %, что говорит о необходимости создания методики прогноза времени очистки призабойной зоны с целью выбора скважин для проведения воздействия.

В целом по залежам башкирского яруса проведение СКО позволяет снизить время очистки призабойной зоны продуктами бурения в 1,17 раза, т. е. эффективность этого мероприятия равна эффективности на залежах фаменского яруса, но ниже, чем в условиях турнейского яруса и выше, чем в условиях верейского горизонта.

Зависимости и данные, приведенные на Рисунке 2.5 и в Таблице 2.5, показывают, что и в условиях скважин, эксплуатирующих залежи каширского горизонта Башкирского свода и Бирской седловины (Рисунки 1.6, 1.7), имеют место особенности очистки призабойной зоны пласта от фильтрата бурового раствора.



2.4.7.7.1 – номер группы объектов;

—, --- – распределения по скважинам, в которых проводилось и не проводилось СКО при освоении

Рисунок 2.5 – Распределение скважин каширского горизонта БС и БИС по времени выхода на МОД

Таблица 2.5 – Время выхода скважин на МОД объектов каширского горизонта Башкирского свода и Бирской седловины

Объекты группы	Время выхода, мес.			
	Без проведения СКО		С проведением СКО	
	максимальное	среднее	максимальное	среднее
2.4.7.7.1	14	6,58	8	5,12
2.4.7.7.2	10	5,00	8	4.40
2.4.12.12.1	12	5,88	6	3,84
2.4.12.12.2	8	4,32	6	3,22

Видно, что максимальное время выхода скважин на МОД по группам объектов изменяется от 8 до 14 месяцев, составляя в среднем 11 месяцев, что значительно больше, чем по скважинам рассмотренных выше горизонтов и ярусов. Проведенные СКО при освоении позволяют снизить время очистки ПЗП в 1,12–1,35 раза, причем наибольший эффект от воздействия наблюдается по скважинам с меньшей продуктивностью и меньшими значениями пористости и проницаемости. Этот факт объясняется тем, что в этих условиях фильтрат бурового раствора не проникает глубоко в пласт, и соляная кислота позволяет эффективно, в незначительной по размерам зоне проникновения, разрушить равновесие поверхностно-молекулярных сил, препятствующих выносу фильтрата. С другой стороны, отсутствие такого воздействия в условиях низкой проницаемости пород-коллекторов затягивает процесс очистки на весьма длительное время. Необходимо сказать, что трещиноватость в данных коллекторах отсутствует в явном виде, что является крайне редким в карбонатах, что и объясняет длительное время очистки ПЗП. Так, среднее время выхода на МОД скважин выделенных групп объектов изменяется от 4,32 до 6,58 месяцев, а с проведением СКО при освоении – от 3,22 до 5,12 месяцев, что выше, чем по рассмотренным выше трещиноватым объектам. В то же время залежи, имеющие высокие значения пористости (до 18–22 %) характеризуются существенно меньшим сроком очистки и меньшим влиянием СКО на время выхода скважин на МОД. Такими объектами являются залежи объектов группы 2.4.12.12.2, приуроченные к каширским отложениям Бирской седловины.

Наибольшим эффектом в плане очистки ПЗП с использованием солянокислотных растворов характеризуются скважины относительно низкопродуктивных объектов групп 2.4.7.7.1 и 2.4.12.12.1, приуроченных соответственно к Башкирскому своду и Бирской седловине.

Если анализировать процесс очистки призабойной зоны скважин в пределах рассматриваемых стратиграфических элементов, то, как видно из Таблицы 2.6, скважины залежей каширского горизонта характеризуются наибольшими максимальными и средними значениями времени выхода на МОД, а солянокислотные обработки при освоении позволяют на четверть сократить время очистки ПЗП, что является также наибольшим показателем среди объектов, приуроченных к иным стратиграфическим элементам.

Таблица 2.6 – Средние значения времени выхода скважин на МОД объектов, приуроченных к различным стратиграфическим элементам

Стратиграфический элемент (ярус, горизонт)	Время выхода, мес.			
	Без проведения СКО		С проведением СКО	
	максимальное	среднее	максимальное	среднее
турнейский	10,5	5,18	9,5	4,26
фаменский	8,5	3,77	7,5	3,67
верейский	10,0	4,92	8,5	4,56
башкирский	7,5	4,16	6,0	3,54
каширский	11,0	5,45	7,0	4,15

Наименьшими значениями времени выхода (в среднем) на МОД без проведения СКО характеризуются скважины, эксплуатирующие залежи фаменского яруса. Они же характеризуются и наименьшей эффективностью проведения солянокислотных обработок для очистки ПЗП. Время их очистки снижается лишь на 2 %, что находится в пределах погрешности измерения дебита. Столь низкая эффективность СКО объясняется низкой поровой и высокой трещинной проницаемостью пород-коллекторов, при которых промывочная жидкость с одной стороны глубоко проникает в пласт по системе трещин, а с другой стороны по ней же достаточно за короткое время и выносится из пласта в скважину.

Несколько бóльшими сроками (средними) очистки ПЗП по сравнению с фаменскими залежами характеризуются также трещинно-поровые известняки башкирского яруса. При этом эффективность СКО возрастает и позволяет снизить время выхода на МОД в 1,15 раза. Этот факт объясняется большей пористостью и проницаемостью матриц породы, разделенных трещинами. Промывочная жидкость, проникая в эти матрицы, достаточно долго их них выносятся, а СКО позволяет этот процесс ускорить, снижая удерживающие фильтрат бурового раствора капиллярные силы в матрице породы.

Аналогичная картина наблюдается в условиях скважин залежей турнейского яруса, однако время выхода на МОД почти на треть больше, чем в известняках башкирского яруса, что объясняется меньшей проницаемостью матриц коллектора, разделенного трещинами, а также меньшей трещинной проницаемостью ввиду запечатанности трещин отложениями вторичного кальцита.

Промежуточное значение, в плане очистки ПЗП, занимают «песчаниковидные» известняки верейского горизонта. Пласт сложен коллекторами порового типа с пористостью до 18–20 %. Однако, проницаемость их на порядок ниже, чем по залежам в терригенных коллекторах, что и объясняет значительные сроки очистки и отсутствие значительного эффекта в плане снижения времени выхода на МОД при освоении скважин с использованием солянокислотных растворов.

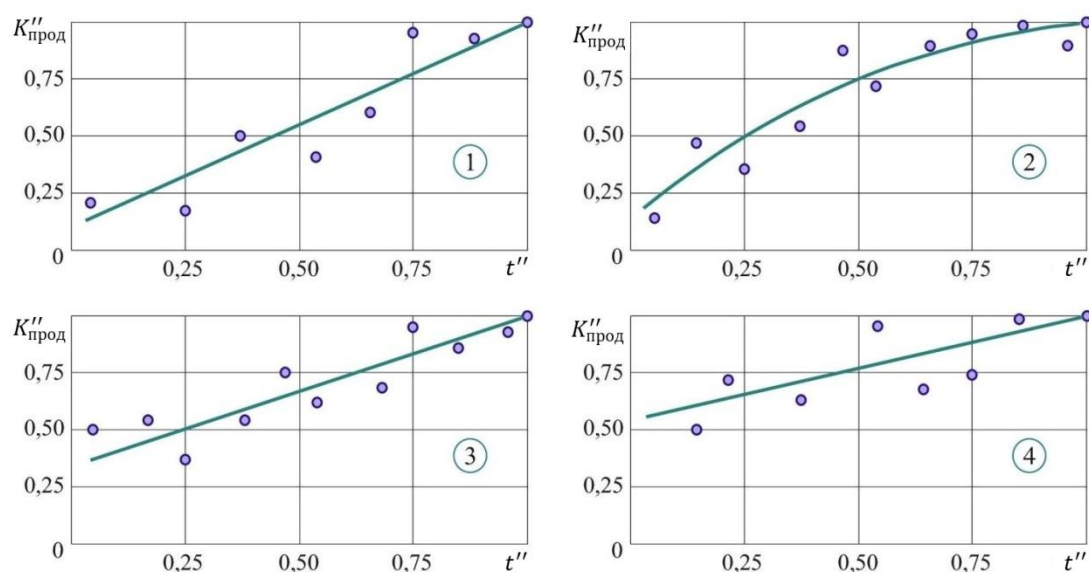
Однако, как показал анализ, проведенный выше, отдельно по выделенным группам объектов, вариация значений рассматриваемых показателей весьма значительна при глубокой дифференциации и использование средних показателей может привести к значительному повышению рисков принятия ошибочных решений.

В этих условиях первостепенной задачей является создание алгоритмов и методик оценки и прогноза времени очистки призабойной зоны скважин дифференцированно по скважинам различных групп объектов.

Решение этой задачи было проведено изучением процесса очистки призабойной зоны во времени.

Анализ динамики изменения продуктивности скважин во времени в процессе очистки призабойной зоны пласта показал, что точки, отражающие эту динамику изменения $K_{\text{прод}}$ по скважинам различных групп объектов, достаточно плотно размещаются относительно кривой, описывающей эту динамику в координатах $K''_{\text{прод}} - t''$, где $K''_{\text{прод}} = K'_{\text{прод}} / K_{\text{прод}}$; $t'' = t' / t_0$; $K'_{\text{прод}}$ – значение продуктивности в момент времени t' , т. е. времени с момента освоения до момента проведения исследования; $K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности, определенный в момент времени t_0 , т. е. времени, прошедшего с момента освоения скважины до момента выхода ее на МОД.

На Рисунке 2.6 представлены зависимости, характеризующие прирост продуктивности скважин во времени по терригенным залежам ЗСНГП. Точки – средние значения $K''_{\text{прод}}$ в различных интервалах их изменения t'' .



Шифр графиков – группы скважин

Рисунок 2.6 – Влияние относительного времени очистки призабойной зоны скважин на изменение относительной продуктивности

Зависимости получены перебором функций различного вида, исходя из значений коэффициента детерминации и погрешностей:

- по скважинам залежей средней и верхней юры Нижневартовского и Сургутского сводов, Северо-Сургутской и Северо-Вартовской моноклиналей (группа 1):

$$K''_{\text{прод}} = 0,53 + 0,47t''; \quad (2.5)$$

- по скважинам залежей баремского и валанжинского ярусов Сургутского и Нижневартовского сводов, Ярсомовского прогиба, Северо-Вартовской моноклинали (группа 2):

$$K''_{\text{прод}} = 0,32 + 0,68t''; \quad (2.6)$$

- по скважинам залежей готеривского, валанжинского, аптского ярусов Северо-Вартовской и Северо-Сургутской моноклиналей, Верхнепурского вала (группа 3):

$$K''_{\text{прод}} = 0,12 + 0,88t''; \quad (2.7)$$

- по скважинам залежей готеривского, валанжинского, аптского ярусов Северо-Вартовской, Северо-Сургутской моноклиналей и Нижневартовского свода (группа 4):

$$K''_{\text{прод}} = \frac{t''}{0,31 + 0,69t''}. \quad (2.8)$$

Из Рисунка 2.6 видно, что на всем интервале изменения значений параметра относительного времени с момента освоения скважины и до момента выхода на МОД происходит увеличение $K'_{\text{прод}}$ в первую очередь за счет очистки ПЗП от продуктов бурения. Максимальное значение продуктивности имеет место в момент времени t_0 , т. е. в момент выхода скважины на МОД. Однако характер очистки ПЗП в условиях различных групп объектов имеет свои особенности.

Для скважин, входящих в группу 2, установлена наибольшая продуктивность, исходя из чего можно сказать о следующем: при выходе их на оптимальный режим процесс выноса продуктов бурения осуществляется интенсивнее лишь на начальном этапе и во многих случаях может быть описан экспоненциальной зависимостью.

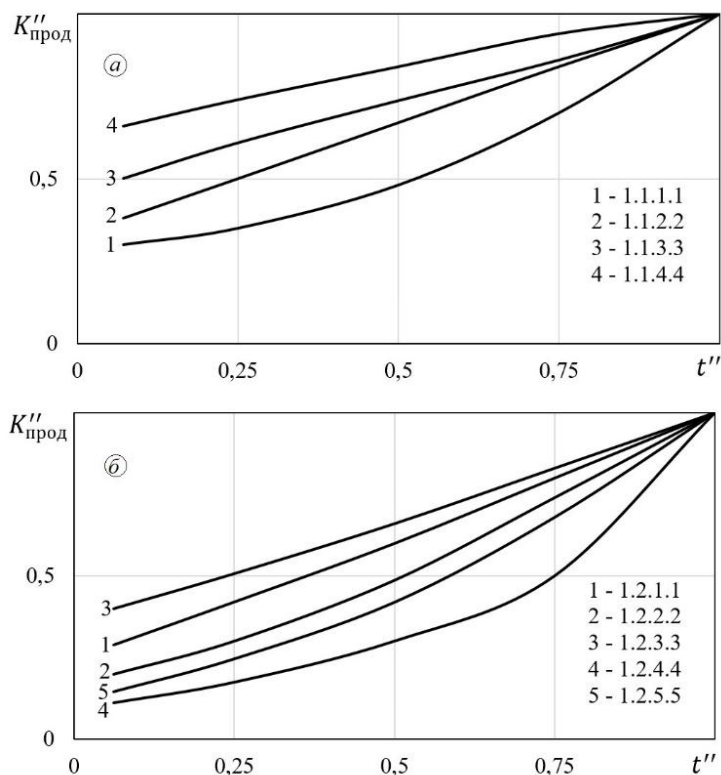
Скважины группы 1 характеризуются наименьшей продуктивностью, и процесс восстановления идет равномерно на протяжении всего периода.

Скважины 3 группы имеют продуктивность на порядок меньшую, чем скважины групп 1 и 2. Видно, что продукты бурения в меньшей мере снижают фильтрационно-емкостные свойства пласта, однако восстановление этих свойств происходит аналогично процессу восстановления в скважинах группы 1.

Наименьшей продуктивностью характеризуются скважины группы 4. Особенностью этой группы является наименьшая степень снижения $K_{\text{прод}}$ при вводе скважин в эксплуатацию, однако фильтрат бурового раствора, который внедрился в низкопроницаемые пропластки, выносится медленно из-за влияния поверхностно-молекулярных сил.

Аналогичные зависимости, представленные на Рисунке 2.7 по группам залежей в терригенных коллекторах ВУНГП, показывают, что как девонские объекты, так и объекты карбона, приуроченные к различным тектоническим элементам, имеют свою, специфическую степень снижения продуктивности в результате вскрытия пластов бурением и свою специфическую динамику очистки призабойной зоны от фильтрата бурового раствора. Видно, что наименьшей степенью снижения относительной продуктивности характеризуются скважины девонских залежей ЮТС, а процесс очищения вначале идет интенсивно, затем постепенно снижается по мере приближения к МОД. Наибольшей степенью снижения $K''_{\text{прод}}$ среди рассматриваемых объектов девона характеризуются скважины залежей БС (почти в 2 раза), а процесс очистки вначале идет медленно, а затем более интенсивно при $t'' > 0,5$. Зависимости по скважинам объектов девона, приуроченных к Бирской седловине и Благовещенской впадине, носят промежуточный характер и определяются равномерным повышением продуктивности на всем интервале изменения времени очистки, однако по скважинам БИС отмечается большее снижение $K''_{\text{прод}}$ в момент ввода скважин в

эксплуатацию, но процесс восстановления продуктивности протекает более интенсивно.



Ⓐ – объекты девона; Ⓑ – объекты карбона;

шифр зависимостей – номер группы объектов

Рисунок 2.7 – Влияние относительного времени очистки призабойной зоны скважин на изменение относительной продуктивности в терригенных коллекторах

Среди скважин залежей терригенной толщи нижнего карбона наименьшей степенью снижения продуктивности характеризуются скважины, эксплуатирующие объекты Бирской седловины, наибольшей – Благовещенской впадины, которые характеризуются низким темпом роста продуктивности в первой половине процесса очистки ПЗП и резким её ростом во второй, что объясняется худшими коллекторскими свойствами и действием капиллярных сил в начальный период очистки, равновесие которых нарушается по мере выноса фильтрата из призабойной зоны. Скважины объектов терригенной толщи нижнего карбона, приуроченные к Башкирскому и Южно-Татарскому сводам, а также Верхне-Камской впадине, носят промежуточный характер, хотя процесс очистки

по степени и характеру в условиях каждого из этих тектонических элементов имеет свою специфику.

Необходимо сказать, что скважины девонских залежей в целом характеризуются меньшим снижением продуктивности в результате вскрытия пластов по сравнению со скважинами залежей нижнего карбона, а процесс очистки протекает более интенсивно, что может объясняться различием в вязкости пластовой нефти, которая в 5–10 раз выше по залежам ТТНК.

Зависимости, представленные на Рисунке 2.7, наилучшим образом описываются уравнениями следующего вида:

$$K''_{\text{прод}} = 0,658t''^2 + 0,047t'' + 0,295, \quad (2.9)$$

по скважинам объектов группы 1.1.1.1;

$$K''_{\text{прод}} = 0,66t'' + 0,34, \quad (2.10)$$

по скважинам объектов группы 1.1.2.2;

$$K''_{\text{прод}} = 0,530t'' + 0,37, \quad (2.11)$$

по скважинам объектов группы 1.1.3.3;

$$K''_{\text{прод}} = -0,130t''^2 + 0,511t'' + 0,619, \quad (2.12)$$

по скважинам объектов группы 1.1.4.4;

$$K''_{\text{прод}} = 0,782t'' + 0,218, \quad (2.13)$$

по скважинам объектов группы 1.2.1.1;

$$K''_{\text{прод}} = 0,418t''^2 + 0,414t'' + 0,168, \quad (2.14)$$

по скважинам объектов группы 1.2.2.2;

$$K''_{\text{прод}} = 0,642t'' + 0,348, \quad (2.15)$$

по скважинам объектов группы 1.2.2.3;

$$K''_{\text{прод}} = 0,1007e^{2,296t''}, \quad (2.16)$$

по скважинам объектов группы 1.2.4.4;

$$K''_{\text{прод}} = 0,554t''^2 + 0,318t'' + 0,128, \quad (2.17)$$

по скважинам объектов группы 1.2.5.5.

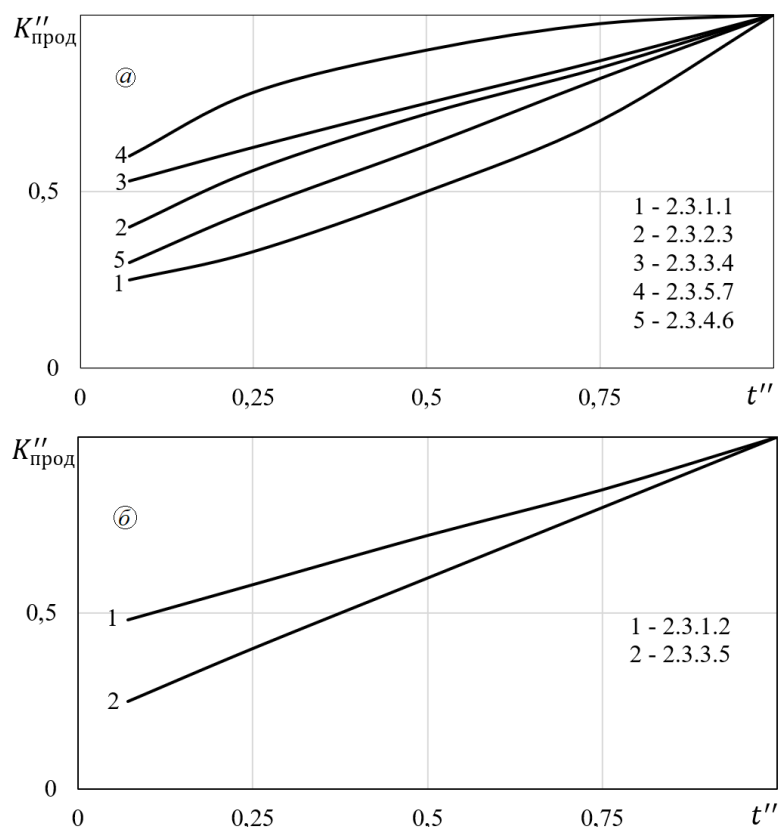
Сравнение зависимостей на Рисунках 2.6 и 2.7 позволяют говорить о том, что в терригенных коллекторах Западной Сибири степень снижения продуктивности скважин в результате вскрытия пластов бурением на глинистом растворе больше, чем в скважинах терригенного девона Урало-Поволжья (при сопоставимой вязкости пластовой нефти), что можно объяснить большей глинистостью пород-коллекторов и разбуханием глинистого материала в результате взаимодействия его с промывочной жидкостью. И процесс восстановления реальных свойств пласта происходит медленнее.

Степень снижения продуктивности скважин в терригенных отложениях ЗСНГП и ТТНК ВУНГП сопоставимы между собой как и время очистки ПЗП. Иначе говоря, наличие глинистого материала компенсируется наличием нефтей повышенной вязкости (в десять и более раз по залежам терригенной толщи карбона).

Процессы восстановления свойств призабойной зоны в условиях залежей фаменского яруса, бийского, аскинского и мендымского горизонтов девонской системы, сложенных карбонатными коллекторами, также имеют свою специфику, определяемую кроме того и тектонической приуроченностью, которая обусловила свойства пород-коллекторов.

Из Рисунка 2.8 видно, что среди скважин, эксплуатирующих залежи, приуроченные к фаменским известнякам Южно-Татарского свода, наблюдается наименьшее снижение продуктивности в процессе вскрытия пласта и наиболее интенсивный темп очистки ПЗП в первой половине общего срока очистки. Такой характер изменения продуктивности объясняется наибольшей степенью трещиноватости пород-коллекторов среди всех групп объектов фаменского яруса. При этом фильтрат бурового раствора с одной стороны глубоко проникает в пласт по системе трещин, но и выносится из пласта также достаточно свободно ввиду высокой проводимости трещин. При этом, как показали предыдущие исследования, проводить СКО при освоении особой необходимости нет. В то же время часть фильтрата проникает в матрицу породы, имеющую пористость от 6 до 12 %, и процесс выноса промывочной жидкости, особенно из отдаленных

частей пласта, требует довольно продолжительного времени, а прирост продуктивности весьма незначителен, но повышается во второй половине общего времени очистки ПЗП.



Ⓐ – фаменский ярус и бийский горизонт; Ⓑ – аскинский и мендымский горизонты; шифр зависимостей – номер группы объектов
 Рисунок 2.8 – Влияние относительного времени очистки призабойной зоны скважин на изменение относительной продуктивности в карбонатных коллекторах девона

Иная картина наблюдается в условиях фаменских известняков Башкирского свода, обладающих меньшей трещиноватостью среди рассматриваемых групп. Видно, что скважины данной группы характеризуются наибольшим снижением продуктивности и низкими темпами очистки ПЗП в начальный период. Базовый раствор при вскрытии пласта не глубоко проникает в пласт, но достаточно интенсивно насыщает матрицу пород-коллекторов, из которой затем вытесняется

достаточно медленно в начальный период. Процесс очистки аналогичен процессу очистки в гранулярных коллекторах.

Скважины фаменских залежей Бирской седловины, а также отдельных залежей этого возраста БС, БВ, ЮТС характеризуются аналогичной динамикой изменения продуктивности со скважинами Южно-Татарского свода, однако степень снижения продуктивности скважин в процессе вскрытия пласта на 30 % меньше, что объясняется меньшей трещиноватостью пород-коллекторов, при которой большая часть промывочной жидкости насыщает гранулярные матрицы.

Процесс восстановления продуктивности призабойной зоны скважин фаменского яруса Благовещенской впадины происходит равномерно на протяжении всего времени очистки, а степень её снижения по отношению к реальной составляет более 0,5, что является довольно высоким показателем, и причиной этого является относительно высокая пористость матриц породы, а также разветвленная система трещин.

Для сравнения приведена зависимость по бийским известнякам (Рисунок 2.8а – прямая 5) Бельской депрессии. Как видно, она занимает промежуточное положение между фаменскими известняками БС и БИС, однако процесс очистки протекает равномерно на всем протяжении времени восстановления продуктивности.

На Рисунке 2.8б приведены зависимости по аскинским и мендымским известнякам Башкирского свода и Бельской депрессии. Видно, что процесс очистки ПЗП близок по степени и характеру процесса очистки, происходящему в скважинах фаменского яруса соответственно Башкирского свода и Бирской седловины, хотя в первой половине процесс по объектам группы 2.3.1.1 протекает медленнее, а по группе 2.3.2.3 – более интенсивно, чем во второй половине.

Иначе говоря, каждый из рассматриваемых объектов имеет свою специфику очистки призабойной зоны от продуктов бурения, и это необходимо учитывать при управлении разработкой данных объектов.

Зависимости, представленные на Рисунке 2.8, наилучшим образом описываются уравнениями следующего вида:

$$K''_{\text{прод}} = 0,489t''^2 + 0,277t'' + 0,234, \quad (2.18)$$

по скважинам объектов группы 2.3.1.1;

$$K''_{\text{прод}} = -0,161t''^2 + 0,796t'' + 0,365, \quad (2.19)$$

по скважинам объектов группы 2.3.2.3;

$$K''_{\text{прод}} = 0,502t'' + 0,498, \quad (2.20)$$

по скважинам объектов группы 2.3.3.4;

$$K''_{\text{прод}} = 0,156 \ln t'' + 1, \quad (2.21)$$

по скважинам объектов группы 2.3.5.7;

$$K''_{\text{прод}} = 0,75t'' + 0,25, \quad (2.22)$$

по скважинам объектов группы 2.3.4.6;

$$K''_{\text{прод}} = 0,556t'' + 0,444, \quad (2.23)$$

по скважинам объектов группы 2.3.1.2;

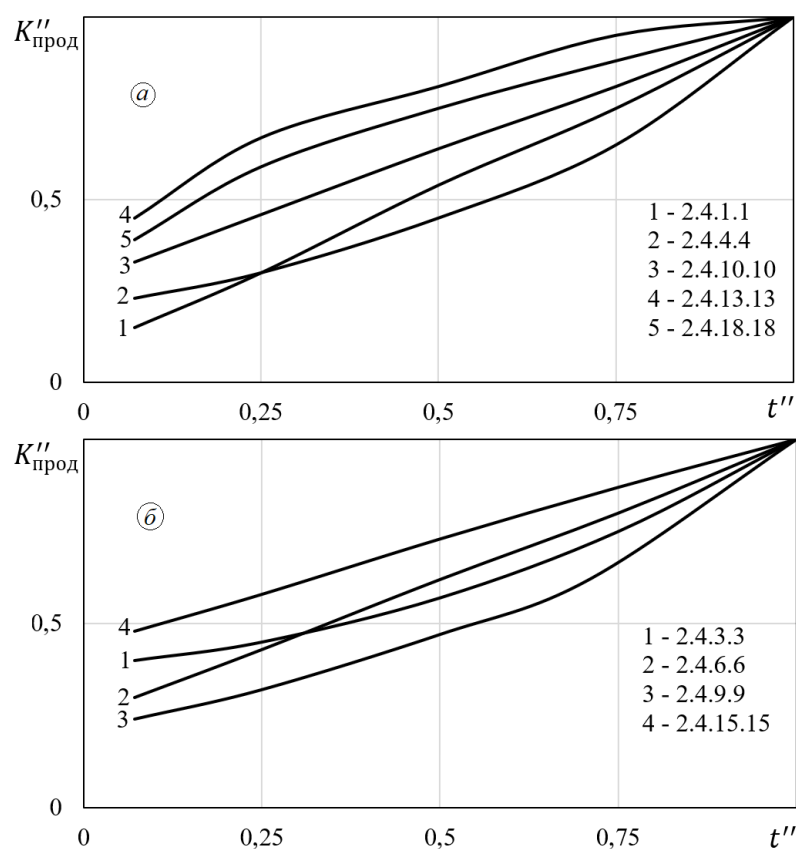
$$K''_{\text{прод}} = 0,806t'' + 0,194, \quad (2.24)$$

по скважинам объектов группы 2.3.4.5.

Из Рисунка 2.9 видно, что среди залежей турнейского яруса наибольшим снижением продуктивности скважин на момент их освоения характеризуются скважины, эксплуатирующие объекты, приуроченные Верхне-Камской впадине. Процесс очистки происходит равномерно на всех этапах восстановления продуктивности скважин, что говорит прежде всего о гранулярном типе пород-коллекторов и подчиненной роли трещин в процессе фильтрации.

Скважины, эксплуатирующие турнейские залежи Бирской седловины (зависимость 2 Рисунка 2.9), также как и залежи ВКВ характеризуются сильным снижением реальной продуктивности, однако процесс очистки протекает неравномерно. Постепенный рост в первой половине процесса сменяется ускорением процесса во второй. Если в первой половине продуктивность увеличивается вдвое, то во второй – в четыре. Причиной этого является бóльшая

пористость и проницаемость пород-коллекторов, что приводит к снижению влияния поверхностно-молекулярных сил во второй фазе очистки ПЗП.



Ⓐ – турнейский ярус; Ⓑ – башкирский ярус;
шифр зависимостей – номер группы объектов

Рисунок 2.9 – Влияние относительного времени очистки призабойной зоны скважин на изменение относительной продуктивности в карбонатных коллекторах карбона

Наименьшей степенью загрязненности характеризуются скважины турнейского яруса Благовещенской впадины, а процесс очистки происходит наиболее интенсивно в первой стадии и существенно замедляется во второй. Данная динамика говорит об относительно высокой трещиноватости пластов, а процесс очистки практически аналогичен трещиноватым пластам фаменского яруса.

Несколько меньшей трещиноватостью по сравнению с залежами БВ характеризуются залежи Южно-Татарского свода, на что указывает кривая 5

на Рисунке 2.9 *а*, характер изменения которой во времени аналогичен, а степень снижения продуктивности несколько выше.

Промежуточными значениями характеризуются скважины, эксплуатирующие турнейские залежи Бирской седловины (кривая 3).

Необходимо отметить, что на характер изменения кривых на Рисунке 2.9 накладывают отпечаток проводимые при освоении солянокислотные обработки, особенно в карбонатных коллекторах гранулярного типа с низкой пористостью и проницаемостью. Степень снижения продуктивности и характер процесса очистки ПЗП скважин башкирского яруса во многом напоминает характер восстановления продуктивности скважин турнейского яруса, эксплуатирующих залежи с высокой степенью трещиноватости. Среди скважин объектов башкирского яруса наименьшей загрязненностью ПЗП в процессе вскрытия пласта характеризуются скважины, эксплуатирующие залежи Благовещенской впадины, а процесс очистки здесь идет равномерно на всех этапах как и в условиях залежей Башкирского свода, которые, однако, имеют большее снижение продуктивности из-за лучших коллекторских свойств (Рисунок 2.9 *б*).

Скважины, эксплуатирующие объекты башкирского яруса Верхне-Камской впадины и Юрюзано-Сылвенской депрессии имеют идентичный характер восстановления продуктивности – замедленный вначале и ускоренный в конце процесса очистки, однако степень загрязненности в скважинах ЮСД выше, чем в скважинах ВКВ почти в два раза. Эти факты указывают на наличие и влияние различной степени трещиноватости (значительно меньшей, чем в фаменских и турнейских известняках) на восстановление свойств призабойной зоны.

Зависимости, представленные на Рисунке 2.9, наилучшим образом описываются уравнениями следующего вида:

$$K''_{\text{прод}} = 0,913t'' + 0,087, \quad (2.25)$$

по скважинам объектов группы 2.4.1.1;

$$K''_{\text{прод}} = 0,233e^{1,576t''}, \quad (2.26)$$

по скважинам объектов группы 2.4.4.4;

$$K''_{\text{прод}} = 0,717t'' + 0,283, \quad (2.27)$$

по скважинам объектов группы 2.4.10.10;

$$K''_{\text{прод}} = 0,207 \ln t'' + 1, \quad (2.28)$$

по скважинам объектов группы 2.4.13.13;

$$K''_{\text{прод}} = 1,06t''^{0,349}, \quad (2.29)$$

по скважинам объектов группы 2.4.18.18;

$$K''_{\text{прод}} = 0,504t''^2 + 0,104t'' + 0,392, \quad (2.30)$$

по скважинам объектов группы 2.4.3.3;

$$K''_{\text{прод}} = 0,751t'' + 0,249, \quad (2.31)$$

по скважинам объектов группы 2.4.6.6;

$$K''_{\text{прод}} = 0,247e^{1,491t''}, \quad (2.32)$$

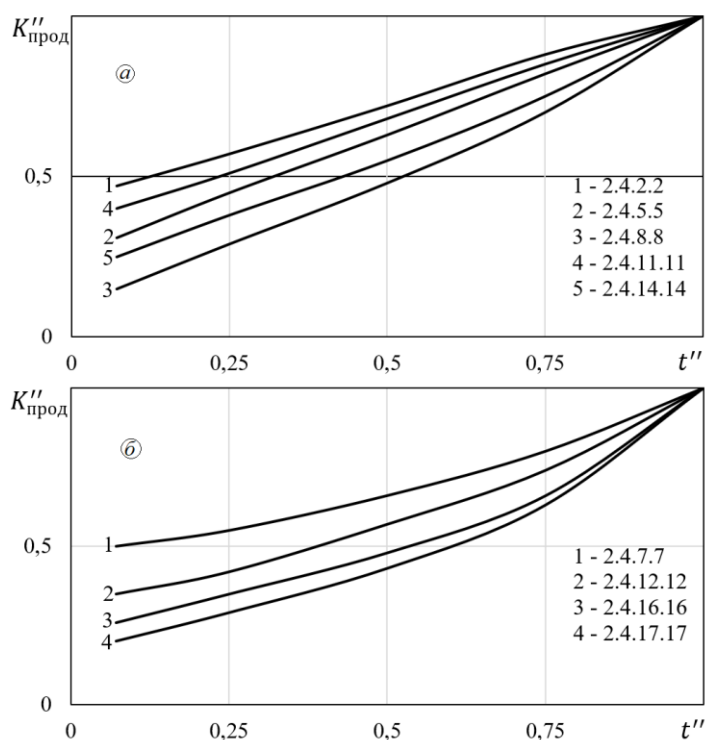
по скважинам объектов группы 2.4.9.9;

$$K''_{\text{прод}} = 0,564t'' + 0,436, \quad (2.33)$$

по скважинам объектов группы 2.4.15.15.

Несмотря на различную степень снижения продуктивности на стадии освоения скважин и ввода их в эксплуатацию по сравнению с естественной продуктивностью процесс очистки ПЗП в условиях практически всех групп объектов верейского горизонта, выделенных по тектонической приуроченности, проходит равномерно на всем временном интервале. Этот факт говорит об отсутствии явно выраженной трещиноватости, при этом процесс выработки запасов нефти протекает по аналогии с процессом выработки запасов из гранулярных терригенных коллекторов, однако темпы нефтеизвлечения ниже ввиду более низких значений параметров, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Каждая из выделенных групп характеризуется своим уровнем снижения продуктивности и динамикой его роста. В наибольшей степени загрязняется ПЗП продуктами бурения в скважинах, характеризующих залежи группы 2.4.8.8, приуроченные к Юрюзано-Сылвенской депрессии, а также отдельные залежи Верхне-Камской впадины; в наименьшей – залежи группы 2.4.2.2, приуроченные в основном к Верхне-Камской впадине. Скважины

остальных групп объектов, приуроченных соответственно к Башкирскому своду, Бирской седловине, Благовещенской впадине характеризуются, как видно из Рисунка 2.10 а, промежуточными характеристиками загрязненности и динамики очистки ПЗП, однако каждая из групп имеет свою специфику, обусловленную особенностями геологического характера.



Ⓐ – верейский горизонт; Ⓑ – каширский и подольский горизонты;
шифр зависимостей – номер группы объектов

Рисунок 2.10 – Влияние относительного времени очистки призабойной зоны скважин на изменение относительной продуктивности в карбонатных коллекторах карбона

Приведенные на Рисунке 2.10 б зависимости по скважинам залежей каширского и подольского горизонтов показывают, что они весьма близки зависимостям в верейском горизонте. Степени снижения продуктивности практически идентичны, однако динамика её роста в условиях всех четырех выделенных групп характеризуется медленным ростом в первой половине процесса её очистки и интенсивным во второй. Этот факт объясняется более низкими значениями ФЕС залежей каширо-подольского возраста по сравнению с

залежами верейского горизонта. Степень снижения продуктивности в условиях скважин, эксплуатирующих залежи каширского горизонта Башкирского свода – наименьшая, в условиях подольского горизонта Благовещенской впадины – максимальная. Промежуточные значения имеют скважины залежей, приуроченных к каширскому горизонту Бирской седловины и Благовещенской впадины. Также как и в условиях рассмотренных выше объектов, степень снижения продуктивности определяется во многом пористостью и проницаемостью пород-коллекторов, слагающих продуктивные пласты.

Зависимости, представленные на Рисунке 2.10, наилучшим образом описываются функциями следующего вида:

$$K''_{\text{прод}} = 0,581t'' + 0,419, \quad (2.34)$$

по скважинам объектов группы 2.4.2.2;

$$K''_{\text{прод}} = 0,742t'' + 0,258, \quad (2.35)$$

по скважинам объектов группы 2.4.5.5;

$$K''_{\text{прод}} = 0,315t''^2 + 0,561t'' + 0,1234, \quad (2.36)$$

по скважинам объектов группы 2.4.8.8;

$$K''_{\text{прод}} = 0,654t'' + 0,346, \quad (2.37)$$

по скважинам объектов группы 2.4.11.11;

$$K''_{\text{прод}} = 0,223t''^2 + 0,557t'' + 0,22, \quad (2.38)$$

по скважинам объектов группы 2.4.14.14;

$$K''_{\text{прод}} = 0,347t''^2 + 0,163t'' + 0,49, \quad (2.39)$$

по скважинам объектов группы 2.4.7.7;

$$K''_{\text{прод}} = 0,325e^{1,132t''}, \quad (2.40)$$

по скважинам объектов группы 2.4.12.12;

$$K''_{\text{прод}} = 0,26e^{1,414t''}, \quad (2.41)$$

по скважинам объектов группы 2.4.16.16;

$$K''_{\text{прод}} = 0,218e^{1,691t''}, \quad (2.42)$$

по скважинам объектов группы 2.4.17.17.

Проведенное исследование показывает, что дифференциация залежей позволяет существенно повысить степень обоснованности принимаемых решений, направленных на повышение эффективности разработки эксплуатируемых объектов. Данный подход позволяет в той или иной мере учесть особенности объектов, которые нельзя полностью описать в цифровом виде. Это касается идентификации объектов с использованием тектонико-стратиграфического фактора.

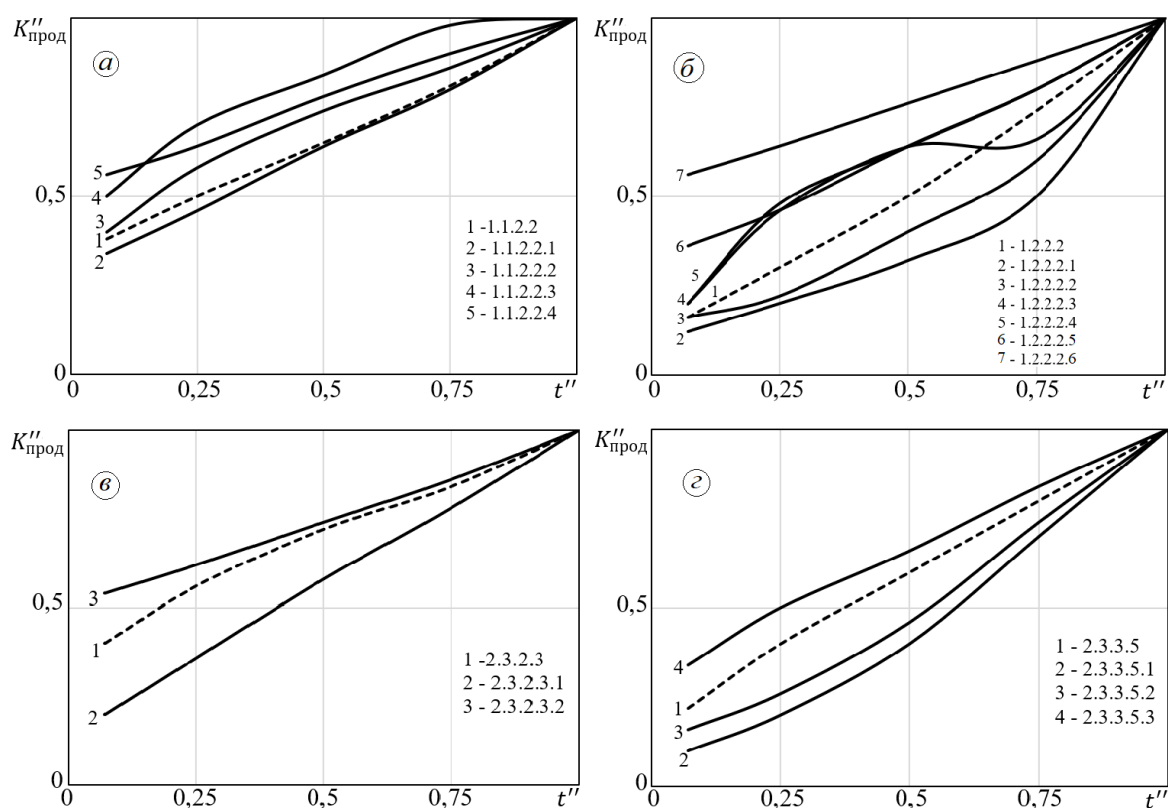
В то же время в условиях каждого тектонико-стратиграфического элемента при глубокой идентификации (Рисунки 1.17–1.26) выделяются группы объектов, в пределах которых проявляется наибольшее сходство этих объектов по рассматриваемым геолого-физическим и физико-химическим параметрам пластов и насыщающих их флюидов, которые определяют эффективность их разработки.

В связи с этим интересно знать, каковы вариации зависимостей по группам, полученным в результате глубокой дифференциации объектов в пределах выделенных групп по тектонико-стратиграфическому принципу. Ответ на этот вопрос позволит существенно повысить обоснованность принятия управляющих решений.

На Рисунках 2.11, 2.12 представлены результаты анализа по «средним объектам», выделенным и определенным при использовании тектонико-стратиграфического фактора (Рисунки 1.17–1.26), а также зависимостей, представленных на Рисунках 2.7–2.10. Видно, что при глубокой дифференциации объектов наблюдается существенное различие протекания процессов восстановления продуктивности.

Так, в условиях терригенных девонских залежей группы 1.1.2.2 каждая из пяти выделенных групп имеет свою динамику роста продуктивности и степень снижения её в процессе бурения и вскрытия пласта. И этот факт объясняется не только фильтрационно-емкостными свойствами пласта, но и неучтенными факторами, хотя прослеживается положительная тенденция снижения степени загрязненности и времени очистки с изменением ФЕС терригенных коллекторов девонского возраста.

Аналогичная картина наблюдается и в условиях терригенных залежей нижнего карбона. Из Рисунка 2.11 б видно, что наблюдается существенная дифференциация зависимостей, характеризующих процесс восстановления реальных свойств пласта в точке вскрытия его скважиной. В этих условиях важное значение имеет анализ изменения продуктивности скважин во времени и использования его для решения задач разработки. Именно анализ фактических данных позволяет решать данную проблему с минимальными рисками, на основе использования полученных статистических результатов.

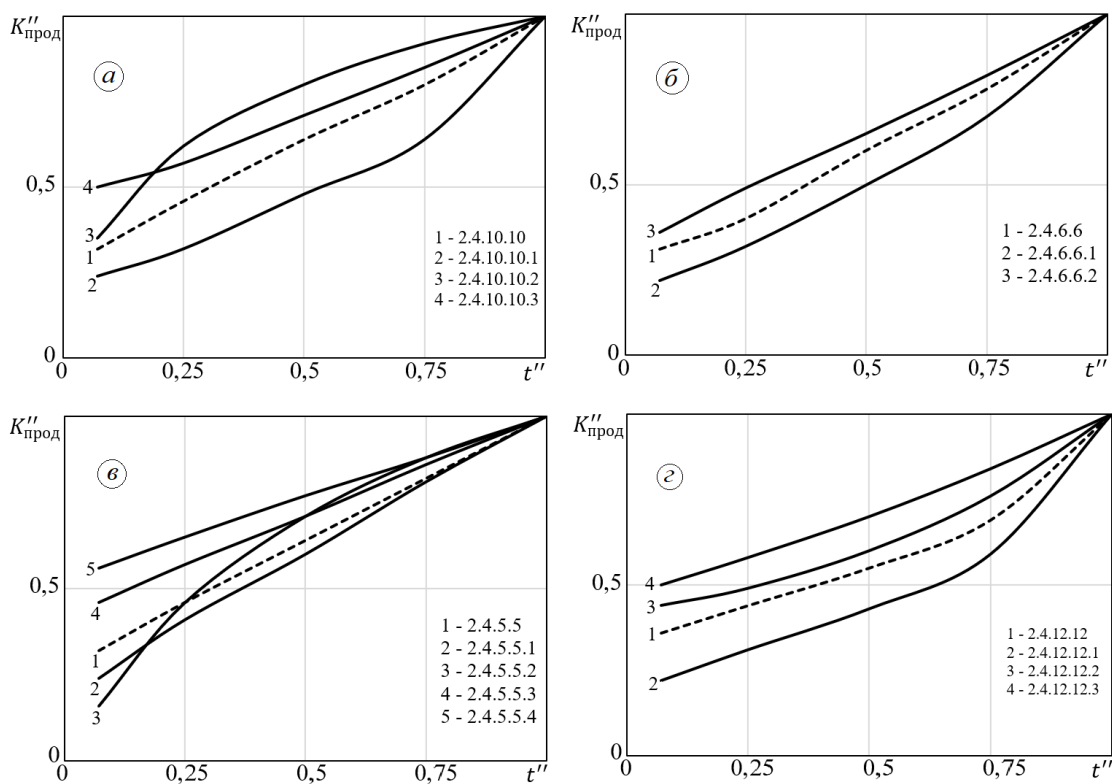


- а – терригенные коллекторы девона; б – терригенные коллекторы карбона;
 в – карбонатные коллекторы девона (фаменский ярус);
 г – карбонатные коллекторы девона (аскинский и мендымский горизонты);
 шифр зависимостей – номер группы объектов;
 --- – зависимость по тектонико-стратиграфическому элементу (эталонная)

Рисунок 2.11 – Влияние относительного времени очистки призабойной зоны скважин на изменение относительной продуктивности в карбонатных коллекторах карбона

Представленные на Рисунке 2.11 в, г осредненные зависимости по скважинам групп объектов в карбонатных коллекторах фаменского яруса, аскинского и мендымского горизонтов показывают необходимость проведения глубокой дифференциации объектов для решения вопросов, направленных на сохранение реальных свойств пласта в точке вскрытия его скважиной.

На Рисунке 2.12 представлены зависимости изменения относительных значений коэффициента продуктивности скважин от относительного времени после пуска скважин в эксплуатацию и до выхода её на максимальный оптимальный дебит.



Ⓐ – турнейский ярус; Ⓑ – башкирский ярус; Ⓒ – верейский горизонт;
Ⓓ – каширский, подольский горизонты;

шифр зависимостей – номер группы объектов

--- – зависимость по тектонико-стратиграфическому элементу (эталонная)

Рисунок 2.12 – Влияние относительного времени очистки призабойной зоны скважин на изменение относительной продуктивности в карбонатных коллекторах карбона

Видно, что и в условиях карбонатных залежей турнейского яруса Бирской седловины, башкирского яруса Башкирского свода, верейского горизонта

Башкирского свода, каширского и подольского горизонтов Бирской седловины зависимости, построенные по скважинам групп объектов, выделенных в результате глубокой идентификации, отличаются от эталонной, построенной в целом по объектам, принадлежащим к тому или иному тектонико-стратиграфическому элементу. Использование полученных зависимостей позволяет существенно снизить погрешности при определении сроков очистки призабойной зоны и темпов роста коэффициента продуктивности. Полученные зависимости описываются функциями следующего вида:

$$K''_{\text{прод}} = 0,056t''^2 + 0,645t'' + 0,299, \quad (2.43)$$

$$K''_{\text{прод}} = -0,267t''^2 + 0,908t'' + 0,359, \quad (2.44)$$

$$K''_{\text{прод}} = 1,00t''^{0,273}, \quad (2.45)$$

$$K''_{\text{прод}} = -0,075t''^2 + 0,564t'' + 0,511, \quad (2.46)$$

по скважинам залежей терригенной толщи девона Бирской седловины соответственно групп объектов 1.1.2.2.1–1.1.2.2.4;

$$K''_{\text{прод}} = 0,186e^{1,98t''}, \quad (2.47)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,169e^{2,18t''}, \quad (2.48)$$

$$K''_{\text{прод}} = 1,00t''^{0,564}, \quad (2.49)$$

$$K''_{\text{прод}} = -0,327t''^2 + 1,156t'' + 0,171, \quad (2.50)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,109t''^2 + 0,573t'' + 0,318, \quad (2.51)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,476t'' + 0,524, \quad (2.52)$$

по скважинам залежей терригенной толщи нижнего карбона Башкирского свода соответственно групп объектов 1.2.2.2.1–1.2.2.2.6;

$$K''_{\text{прод}} = 0,856t'' + 0,144, \quad (2.53)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,493t'' + 0,507, \quad (2.54)$$

по скважинам залежей в карбонатных коллекторах фаменского яруса Бирской седловины соответственно групп объектов 2.3.2.3.1–2.3.2.3.2;

$$K''_{\text{прод}} = 0,483t''^2 + 0,467t'' + 0,5, \quad (2.55)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,422t''^2 + 0,454t'' + 0,124, \quad (2.56)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,100t''^2 + 0,809t'' + 0,91, \quad (2.57)$$

по скважинам залежей в карбонатных коллекторах аскинского и мендымского горизонтов Благовещенской впадины соответственно групп объектов 2.3.3.5.1–2.3.3.5.3;

$$K''_{\text{прод}} = 0,245e^{1,504t''}, \quad (2.58)$$

$$K''_{\text{прод}} = 1,00t''^{0,4}, \quad (2.59)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,486e^{0,757t''}, \quad (2.60)$$

по скважинам залежей в карбонатных коллекторах турнейского яруса Бирской седловины соответственно групп объектов 2.4.10.10.1–2.4.10.10.3;

$$K''_{\text{прод}} = 0,418t''^2 + 0,381t'' + 0,201, \quad (2.61)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,023t''^2 + 0,659t'' + 0,318, \quad (2.62)$$

по скважинам залежей в карбонатных коллекторах башкирского яруса Башкирского свода соответственно групп объектов 2.4.6.6.1–2.4.6.6.2;

$$K''_{\text{прод}} = -0,209t''^2 + 1,041t'' + 0,168, \quad (2.63)$$

$$K''_{\text{прод}} = -0,749t''^2 + 1,681t'' + 0,068, \quad (2.64)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,538t'' + 0,462, \quad (2.65)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,471t'' + 0,53, \quad (2.66)$$

по скважинам залежей в карбонатных коллекторах верейского горизонта Башкирского свода соответственно групп объектов 2.4.5.5.1–2.4.5.5.4;

$$K''_{\text{прод}} = 0,809t''^2 - 0,077t'' + 0,268, \quad (2.67)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,475t''^2 + 0,087t'' + 0,438, \quad (2.68)$$

$$K''_{\text{прод}} = 0,058t''^2 + 0,474t'' + 0,468, \quad (2.69)$$

по скважинам залежей в карбонатных коллекторах каширского и подольского горизонтов Бирской седловины соответственно групп объектов 2.4.12.12.1–2.4.12.12.3.

Использование полученных моделей, а также моделей оценки коэффициентов продуктивности в период выхода на МОД (см. далее) позволяет

решать актуальные задачи повышения эффективности разработки залежей нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции:

- определять время восстановления реальных свойств призабойной зоны пласта посредством проведения исследований методом установившихся отборов в период очистки ПЗП;

- определять эффективность воздействия на ПЗП при освоении скважин. Эффективность оценивается как разница фактических значений $K''_{\text{прод}}$ и его значений, вычисленных по формулам (2.5)–(2.69), (2.238)–(2.279) при нулевом значении t'' ;

- оценивать дебиты скважин в период от освоения и до выхода на максимальный оптимальный дебит, т. е. в период очистки ПЗП;

- оценивать эффективность различных технологий вскрытия пластов с эффективностью традиционных технологий на глинистом растворе и с использованием кумулятивной перфорации из расчета 20 отверстий на погонный метр путем анализа изменения значений $K_{\text{прод}}$ и t_0 , а также по изменению коэффициента продуктивности в процессе выхода скважин на максимальный оптимальный дебит;

- оценивать эффективность воздействия на ПЗП с применением различных технологий через сопоставление времени выхода на максимальный оптимальный дебит значений продуктивности после стабилизации дебита, а также по характеру изменения коэффициента продуктивности во времени;

- сравнивать эффективность добычи с использованием забоев различной конфигурации.

В то же время для решения этого комплекса задач необходимо иметь модели оценки продуктивности скважин, которые в наибольшей степени отражают реальные свойства пласта, т. е. в момент выхода на МОД. При этом важно также знать период времени, когда $K_{\text{прод}}$ является наиболее стабильным и при его определении влияние посторонних «шумов» минимально. Анализ

фактического материала показывает, что в процессе эксплуатации скважин продуктивность изменяется под влиянием ряда факторов.

Проведенный в работах [115, 118, 119, 123, 124, 157, 164, 165 и др.] анализ, показывает, что снижение пластового и забойного давлений приводит к снижению проницаемости и продуктивности пласта вследствие упругих и упруго-пластических деформаций пористой среды. При этом меняется структура пород и порового пространства, а также характер упаковки. Работами В. М. Добрынина было также установлено, что проницаемость уменьшается тем больше, чем выше эффективное напряжение и чем больше глинистого материала в породе [116, 165].

В условиях отсутствия закачки воды в продуктивные пласты существенное влияние на изменение продуктивности оказывает снижение депрессии на пласт. Приведенные в работах [119, 138, 166–169 и др.] результаты исследований показывают, что со снижением депрессии гидропроводность и продуктивность скважин может уменьшаться в несколько раз за счет уменьшения работающей толщины пласта и смыкания трещин.

В процессе обводнения продукции скважин в различных геологических условиях происходит как увеличение, так и снижение коэффициента продуктивности. Так, например, в работе [125] отмечается, что с ростом обводнения продукции продуктивность скважин снижается ввиду набухания глинистого материала. В [170] показано, что с ростом обводненности продуктивность снижается из-за начала фильтрации многофазной жидкости и увеличения фильтрационных сопротивлений; однако в [171] этими же авторами приведены результаты, показывающие, что при последовательном обводнении продукции скважин происходит увеличение коэффициента продуктивности по жидкости, обусловленное увеличением доли воды в потоке. Исследования, проведенные в работах [172, 173], показали, что продуктивность до 60–85 % обводненности скважин снижается, затем увеличивается, а в условиях пласта D_{IV} Шкаповского месторождения остается постоянной.

В процессе эксплуатации скважин в призабойной зоне происходят различные физико-химические процессы, приводящие к затуханию фильтрации и

снижению проницаемости и продуктивности. Это снижение, по данным [116, 174–176], происходит в связи с отложением асфальтосмолистых, парафиновых фракций и органических солей с формированием на поверхности пор и трещин адсорбционно-сольватных оболочек.

При снижении пластового и забойного давлений ниже давления насыщения имеет место фильтрация многофазной жидкости, что приводит к значительному снижению продуктивности скважин. На существенное уменьшение коэффициентов продуктивности при этом указывают исследования, приведенные в работах [115, 116, 118, 122, 164, 176–179].

Снижение продуктивности в результате комплексного воздействия вышеперечисленных причин компенсируется в процессе разработки многочисленными технологическими операциями по воздействию на призабойную зону. Продуктивность в этих случаях, как правило, повышается, иногда в десять и более раз.

Таким образом, коэффициент продуктивности скважин не является величиной постоянной во времени, и может существенно изменяться под влиянием различных факторов. Поэтому важное значение имеет изучение изменения его в процессе разработки для выявления периода, когда он в наибольшей мере отражает реальные свойства пласта, что необходимо для решения широкого круга задач разработки. Так, например, в работе [180] проведено изучение изменения коэффициента продуктивности скважин во времени в условиях месторождений Западной Сибири. Выделено четыре периода: первый – несколько месяцев происходит очистка ПЗП от фильтрата бурового раствора и коэффициент продуктивности увеличивается; второй – стабилизация $K_{\text{прод}}$ в течение 3–5 лет, а затем снижение вследствие уменьшения пластового давления деформации пород-коллекторов, начала фильтрации многофазной жидкости, уменьшения работающей толщины из-за обводнения продукции и снижения депрессии на пласт; третий – рост и стабилизация в течение 2–6 лет за счет увеличения работающей толщины из-за увеличения депрессии (организация заводнения) и обратной упругой деформации; четвертый – резкое снижение

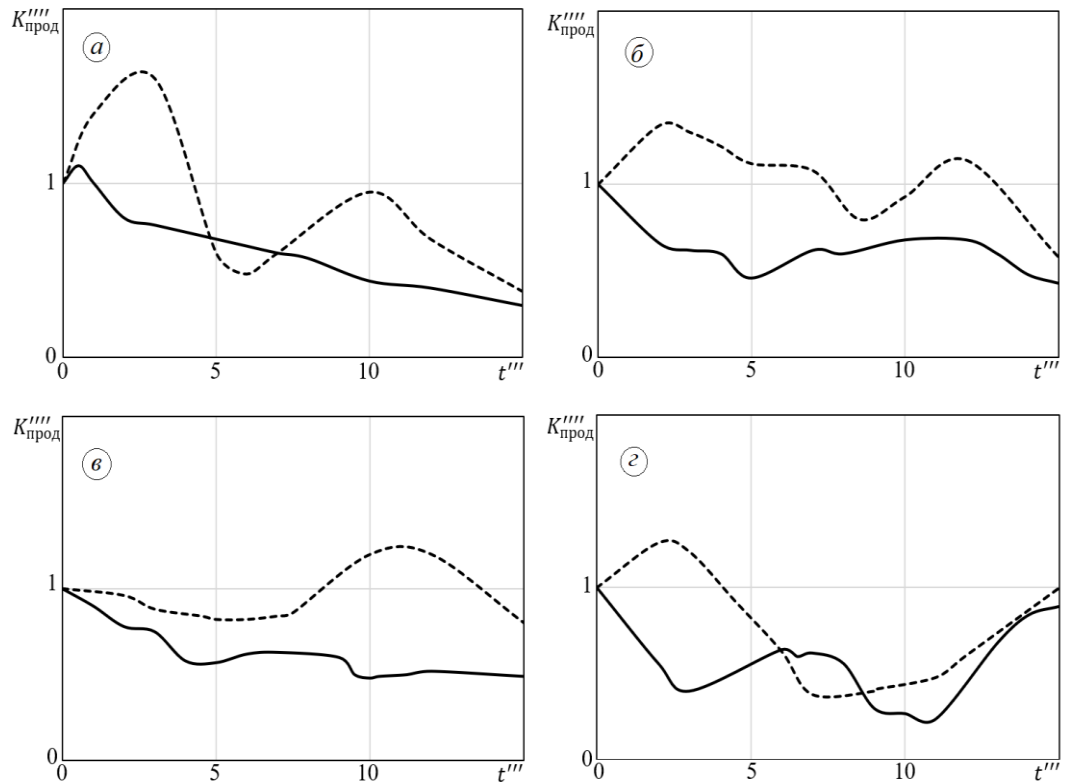
коэффициента продуктивности (8–12 год разработки) ввиду исключения из работы низкопроницаемых пропластков, особенно на участках с повышенной геологической неоднородностью. Делается заключение, что продуктивность отражает реальные свойства пласта во втором периоде в течение 2-5 лет после начала эксплуатации скважин.

Аналогичный подход был использован для проведения исследований в работе [115].

В условиях анализируемых групп объектов в карбонатных коллекторах также было проведено изучение изменения продуктивности скважин после выхода их на максимальный оптимальный дебит.

На Рисунке 2.13 приведены осредненные по интервалам изменения времени зависимости относительной продуктивности ($K_{\text{прод}}'''$) после выхода скважин на МОД ($K_{\text{прод}}'''$) к коэффициенту продуктивности на момент выхода скважин на МОД ($K_{\text{прод}}'''$) от времени t''' , равного времени замера $K_{\text{прод}}'''$, прошедшего с момента выхода скважин на МОД. Зависимости построены по скважинам, в которых проводилось солянокислотное воздействие и не проводилось.

Из Рисунка 2.13 видно, что после выхода на МОД по всем группам скважин наступает время стабилизации продуктивности. За пороговое значение принималось изменение продуктивности, не превышающие 15 % (погрешность её определения). Видно, что время стабилизации по рассмотренным группам изменяется от 8 месяцев по трещиноватым известнякам фаменского яруса Южно-Татарского свода (по-видимому, за счет смыкания трещин в условиях отставания в освоении систем заводнения) до 24 месяцев по известнякам турнейского яруса Башкирского свода и верейского горизонта Бирской седловины. В среднем по четырем группам объектов время стабилизации $K_{\text{прод}}'''$ по скважинам составляет 11 месяцев.



- а – по скважинам турнейского яруса Башкирского свода;
 б – по скважинам башкирского яруса Верхне-Камской впадины;
 в – по скважинам верейского горизонта Бирской седловины;
 г – по скважинам фаменского яруса Южно-Татарского свода;
 шифр зависимостей – номер группы объектов
 —, --- – зависимости по скважинам, в которых проводилось и не проводилось СКО

Рисунок 2.13 – Изменение относительных значений коэффициента продуктивности во времени после выхода скважин на МОД

Многократное снижение продуктивности скважин нельзя объяснить только снижением пластового давления и упругими деформациями пород. По-видимому, такое снижение объясняется также падением депрессии на пласт, уменьшением работающей толщины, многофазностью потока жидкости и отложением асфальто-смолистых веществ в призабойной зоне пласта. Проведение СКО, как видно, в среднем повышает $K_{\text{прод}}$, однако тенденция его снижения во времени сохраняется.

В Таблице 2.7 приведены данные по скважинам групп объектов, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу (Рисунки 1.17–1.26).

Таблица 2.7 – Значения времени стабилизации $K_{\text{прод}}$ скважин после выхода на МОД по группам объектов ВУНГП

Стратиграфический элемент	Тектонический элемент	Тип коллектора	Номер группы объектов	Время стабилизации $K_{\text{прод}}$, мес.
Кн, Пш, Мл, Ар	БС	П	1.1.1.1	37
	БИС		1.1.1.2	41
	БВ		1.1.1.3	47
	ЮТС		1.1.1.4	54
Т, Б, Р, К	ВКВ	П	1.2.1.1	42
	БС		1.2.2.2	32
	БИС		1.2.3.3	46
	БВ		1.2.4.4	41
	ЮТС		1.2.5.5	33
Фм	БС	К	2.3.1.1	12
	БИС		2.3.2.3	9
	БВ		2.3.3.4	10
	ЮТС		2.3.5.7	7
Мд, Ас	БС	К	2.3.1.2	-
	БВ		2.3.3.5	-
Бс	БД		2.3.4.6	-
Тр (Кз, Чп, Уп, Мал, Зв)	ВКВ	К	2.4.1.1	28
	БС		2.4.4.4	22
	БИС		2.4.10.10	14
	БВ		2.4.13.13	12
	ЮТС		2.4.18.18	29
Вр	ВКС	К	2.4.1.1	19
	БС		2.4.5.5	16
	ЮСД		2.4.8.8	-
	БИС		2.4.11.11	18
	БВ		2.4.14.14	20
Бш	ВКВ	К	2.4.3.3	17
	БС		2.4.6.6	14
	ЮСД		2.4.9.9	-
	БВ		2.4.15.15	18
Кш	БС	К	2.4.7.7	15
	БИС		2.4.12.12	12
	БВ		2.4.16.16	18
Пд	БВ	К	2.4.17.17	10

Результаты анализа, приведенные в Таблице 2.7, показывают, что время падения коэффициента продуктивности по скважинам различных групп объектов изменяется в среднем от 7 месяцев по скважинам залежей фаменского возраста Южно-Татарского свода до 54 месяцев по скважинам терригенной толщи девона Южно-Татарского свода, составляя в среднем по всем объектам 25,5 месяцев, т. е.

чуть более 2-х лет. Наибольшим временем сохранения реальных свойств ПЗП характеризуют скважины девонских залежей (44,8 мес.), далее следуют скважины, эксплуатирующие залежи ТТНК (38,8 мес.).

Среди карбонатных объектов наименьшим временем стабилизации $K_{\text{прод}}$, в среднем, характеризуются скважины залежей фаменского яруса (9,5 мес.), далее следуют скважины подольского (10 мес.), каширского (15 мес.) горизонтов, башкирского яруса (16,3 мес.), верейского горизонта (17,8 мес.), турнейского яруса (19,4 мес.). Стоит отметить, что наименьшие сроки стабилизации в условиях наиболее трещиноватых пластов фаменского яруса и турнейского яруса БВ и БИС безусловно объясняются их повышенной трещиноватостью и схлопыванием трещин при снижении пластового и забойного давлений в процессе эксплуатации. В условиях каширо-подольских залежей БС, БИС, БВ имеет место слабый подпор подошвенных и законтурных вод, а также отставание организации закачки воды в продуктивные пласты.

Медленное снижение $K_{\text{прод}}$ по скважинам турнейского яруса ВКВ, БС, ЮТС объясняется большей активностью пластовых вод и своевременной организацией закачки в пласт воды.

Необходимо сказать, что после выхода скважин на МОД роста продуктивности (без проведения воздействия на ПЗП) не наблюдается, что говорит о завершении процесса очистки призабойной зоны.

Рассмотрение динамики изменения относительных значений коэффициента продуктивности по скважинам групп объектов, выделенных в результате глубокой идентификации, показывает, что скважины каждой группы характеризуются своим сроком стабилизации коэффициента продуктивности (Рисунок 2.14), что является отражением особенностей геологического строения, структуры порового пространства пород-коллекторов, активности подошвенных вод и т. д., и это необходимо учитывать при определении истинных значений $K_{\text{прод}}$.

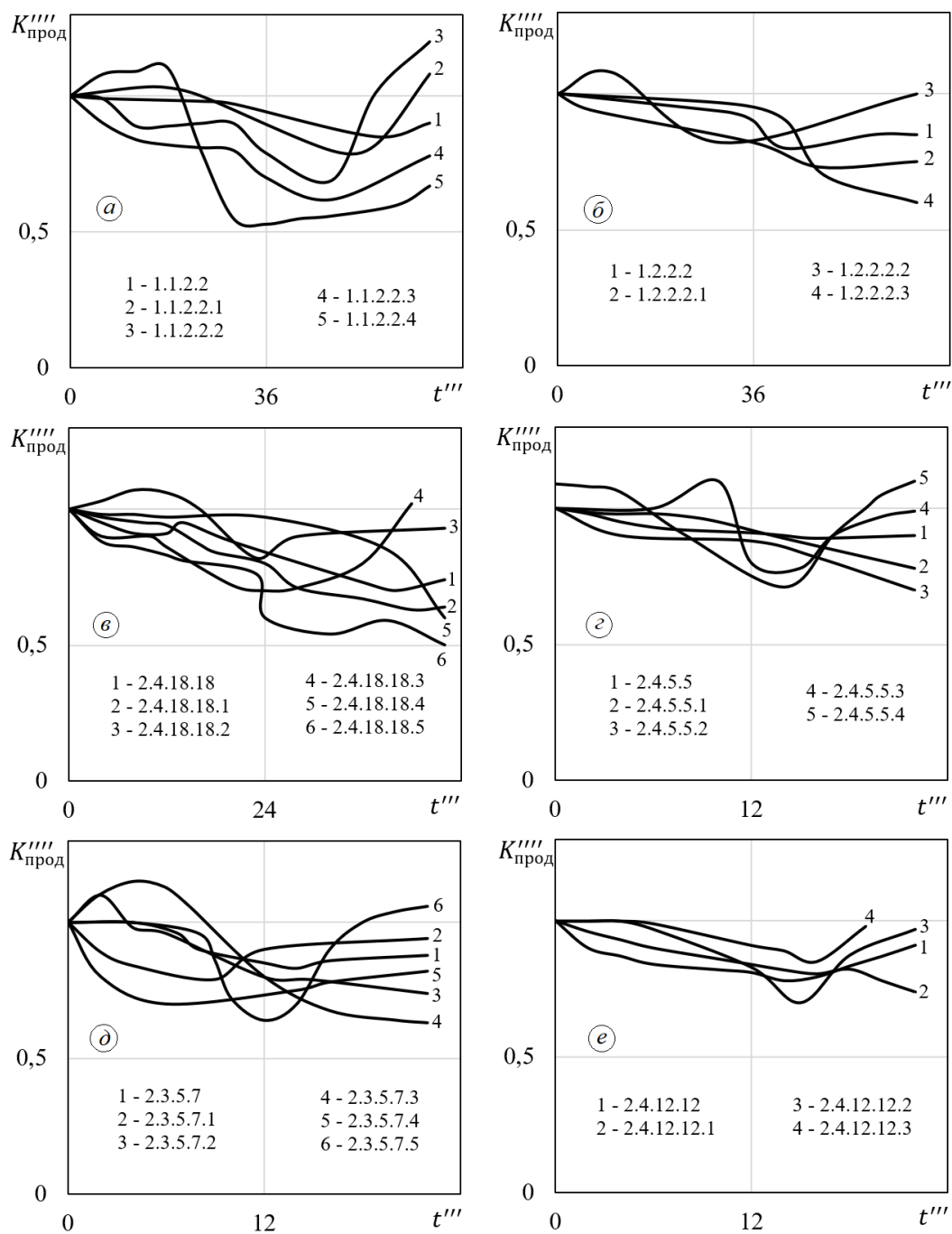
Так, в условиях скважин девонских терригенных объектов Бирской седловины, срок стабилизации в целом составляет 37 месяцев, а по четырем выделенным группам (Рисунок 2.14 *а*) от 24 до 54 месяцев. Рост продуктивности после этих сроков объясняется организацией интенсивной системы заводнения.

В условиях скважин ТТНК Благовещенской впадины (Рисунок 2.14 *б*) срок стабилизации составляет в среднем 41 месяц, а по трем выделенным группам от 33 до 54 месяцев.

При среднем сроке стабилизации $K_{\text{прод}}$ после выхода на МОД в условиях скважин: турнейского яруса Южно-Татарского свода – 29 мес., по 5-ти выделенным группам из 8-ми (Рисунок 1.24) этот срок изменяется от 16 до 36 месяцев (Рисунок 2.14 *в*); карбонатных объектов верейского горизонта Башкирского свода – 16 месяцев по четырем выделенным группам (Рисунок 1.22) от 10 до 20 месяцев (Рисунок 2.14 *г*); карбонатных залежей фаменского яруса Южно-Татарского свода – 7 месяцев, по пяти выделенным группам (Рисунок 1.21) от 4 до 12 месяцев (Рисунок 2.14 *з*); карбонатных залежей каширского горизонта Бирской седловины – 12 месяцев, по трем выделенным группам (Рисунок 1.23) от 6 до 18 месяцев (Рисунок 2.14 *е*).

Исходя из результатов интерпретации отметим, что применение элементов глубокой дифференциации залежей позволяет внедрять подходы, которые были успешно использованы ранее в различных геолого-физических условиях разработки.

На основании полученных результатов были отобраны значения коэффициентов продуктивности, определенные с момента выхода скважин на МОД в течение времени стабилизации этого параметра, поскольку именно в этот период $K_{\text{прод}}$ в наибольшей мере отражает реальные свойства пласта в точке вскрытия его скважиной.



(а) – по скважинам терригенного девона Бирской седловины;
 (б) – по скважинам ТТНК Благовещенской впадины; (в) – по скважинам
 турнейского яруса Южно-Татарского свода;
 (г) – по скважинам верейского горизонта Башкирского свода;
 (д) – по скважинам фаменского яруса Южно-Татарского свода;
 (е) – по скважинам каширского горизонта Бирской седловины;
 шифр зависимостей – номер группы объектов
 Рисунок 2.14 – Изменение относительных значений коэффициента
 продуктивности во времени после выхода скважин на МОД

2.4 Комплексное геолого-статистическое моделирование продуктивности скважин и залежей

Как показывает практика разработки месторождений, коэффициент продуктивности скважин, определенный по данным гидродинамических исследований, под действием ряда факторов изменяется в процессе эксплуатации месторождений и не всегда отражает реальные фильтрационные свойства пласта. Кроме того, как показывают приведенные выше исследования, большое влияние на достоверность определения реальных свойств пласта оказывают процессы загрязнения и последующей очистки призабойной зоны от продуктов бурения.

В этих условиях важно знать реальную продуктивность залежей, очищенную от посторонних «шумов», поскольку именно она во многом определяет конечные технологические показатели разработки, важнейшими из которых являются время разработки и конечный коэффициент нефтеизвлечения.

Одним из способов решения этой задачи является геолого-статистическое моделирование продуктивности с использованием геолого-промыслового материала по объектам, находящимся длительное время в разработке.

В условиях выделенных групп объектов ВУНПП, на основании проведения глубокой идентификации (Рисунки 1.17–1.26), были выбраны длительно эксплуатируемые залежи, разбуренные достаточно плотно скважинами различного назначения.

По добывающим скважинам этих залежей были отобраны значения коэффициентов продуктивности, определенные в период стабилизации $K_{\text{прод}}$ после выхода скважин на максимальный оптимальный дебит. Рассчитывалось среднее значение коэффициента продуктивности по каждому объекту.

С использованием многомерного линейного корреляционно-регрессионного анализа было проведено построение моделей, где в качестве функции использован коэффициент продуктивности, а в качестве аргументов:

- $H_{\text{зал}}$ — глубина залегания пласта, м;
- $H_{\text{общ}}$ — общая толщина пласта, м;

- H_3 – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;
- H_3^P – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в зоне разбуривания, м;
- $H_{\text{п}}$ – средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, м;
- $m_{\text{г}}$ – коэффициент пористости по геофизике, %;
- $m_{\text{к}}$ – коэффициент пористости по керну, %;
- $K_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.;
- $K_{\text{прон}}$ – коэффициент проницаемости, мкм²;
- $K_{\text{п}}$ – коэффициент песчанистости, д. ед.;
- $K_{\text{р}}$ – коэффициент расчлененности;
- $t_{\text{пл}}$ – начальная пластовая температура, °С;
- $P_{\text{пл}}$ – начальное пластовое давление, МПа;
- $\mu_{\text{н}}$ – вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с;
- $\mu_{\text{о}}$ – относительная вязкость нефти;
- $\rho'_{\text{н}}$ – плотность нефти в пластовых условиях, т/м³;
- $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³;
- β – объемный коэффициент нефти;
- $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом, МПа;
- G – газосодержание пластовой нефти, м³/т;
- $\mu_{\text{в}}$ – вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с;
- $\rho'_{\text{в}}$ – плотность воды в поверхностных условиях, т/м³;
- M – общая минерализации воды, г/л.

Кроме того, в качестве аргументов использовались параметры, характеризующие степень неупорядоченности системы по эффективной нефтенасыщенной толщине, толщине нефтенасыщенных пропластков, пористости по геофизике, то есть параметры, характеризующие геологическую неоднородность объектов [115]:

- $K_{\text{неод}}$ – комплексный показатель неоднородности по М. А. Токареву;
- по эффективной нефтенасыщенной толщине:*
- δ_{H_3} – среднеквадратическое отклонение;

- W_{H_3} – коэффициент вариации;
- $\mathcal{E}_{H_3}$ – энтропия;
- $\bar{\mathcal{E}}_{H_3}$ – относительная энтропия;
- Π_{H_3} – параметр неоднородности;

по толщине нефтенасыщенных пропластков:

- $\delta_{H_{\Pi}}$ – среднеквадратичное отклонение;
- $W_{H_{\Pi}}$ – коэффициент вариации;
- $\mathcal{E}_{H_{\Pi}}$ – энтропия;
- $\bar{\mathcal{E}}_{H_{\Pi}}$ – относительная энтропия;
- $\Pi_{H_{\Pi}}$ – параметр неоднородности;

по пористости по данным геофизических исследований:

- δ_m – среднеквадратичное отклонение;
- W_m – вариация;
- $\mathcal{E}_m$ – энтропия;
- $\bar{\mathcal{E}}_m$ – относительная энтропия;
- Π_m – параметр неоднородности.

Для условий турнейских залежей Бирской седловины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.10.10.1:

$$K_{\text{прод}} = 49,3 + 1,32H_3^P + 15,18H_3 - 32,1\delta_{H_3} + 1,14W_{H_3} + 20,6H_{\Pi} - 63,1\delta_{H_{\Pi}} + 0,43W_{H_{\Pi}} + 7,94m_{\Gamma} - 15,4m_{\kappa} - 32,9\delta_m + 3,64W_m - 17,5\mathcal{E}_{H_3} + 11,4\mathcal{E}_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,901) \quad (2.70)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.2:

$$K_{\text{прод}} = -105,1 + 0,18H_3^P - 0,58H_3 + 2,78\delta_{H_3} - 0,01W_{H_3} - 0,45H_{\Pi} + 3,1\delta_{H_{\Pi}} + 0,06W_{H_{\Pi}} + 0,14m_{\Gamma} + 17,3m_{\kappa} - 8,12\delta_m + 0,72W_m - 135K_H - 2,31\mathcal{E}_{H_3} - 3,84\mathcal{E}_{H_{\Pi}} - 1,19\mathcal{E}_m - 0,22K_P + 10,7\bar{\mathcal{E}}_{H_3} + 0,50\bar{\mathcal{E}}_{H_{\Pi}} - 1,26\bar{\mathcal{E}}_m - 0,21K_{\text{неод}} - 0,02\Pi_{H_3} + 0,002\Pi_{H_{\Pi}} + 0,05\Pi_m + 8,29K_{\Pi}; (R^2 = 0,932) \quad (2.71)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.3:

$$\begin{aligned}
K_{\text{прод}} = & -144,1 + 3,57H_3 - 0,98H_3^P - 1,05\delta_{H_3} + 0,05W_{H_3} + 2,91H_{\Pi} + \\
& + 3,77\delta_{H_{\Pi}} - 0,003W_{H_{\Pi}} + 1,15m_{\Gamma} + 9,71m_{\kappa} - 6,23\delta_m + \\
& + 0,84W_m + 1,94\mathfrak{E}_{H_3} - 6,95\mathfrak{E}_{H_{\Pi}} - 0,58\mathfrak{E}_m - 1,28K_P + \\
& + 1,14\bar{\mathfrak{E}}_{H_3} + 1,23\bar{\mathfrak{E}}_{H_{\Pi}} + 4,97\bar{\mathfrak{E}}_m + 0,13K_{\text{неод}} - 0,005\Pi_{H_3} - \\
& - 0,002\Pi_{H_{\Pi}} - 0,028\Pi_m + 3,39K_{\Pi}; (R^2 = 0,910)
\end{aligned} \quad (2.72)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.4:

$$\begin{aligned}
K_{\text{прод}} = & -125,5 + 2,81H_3 - 0,86H_3^P - 0,44\delta_{H_3} + 0,05W_{H_3} + 0,93H_{\Pi} + \\
& + 6,48\delta_{H_{\Pi}} - 0,05W_{H_{\Pi}} + 1,12m_{\Gamma} + 18,2m_{\kappa} - 6,58\delta_m - \\
& - 0,84W_m - 141,1K_{\Pi} + 1,36\mathfrak{E}_{H_3} - 5,79\mathfrak{E}_{H_{\Pi}} - 0,78\mathfrak{E}_m - \\
& - 0,93K_P + 0,92\bar{\mathfrak{E}}_{H_3} + 0,71\bar{\mathfrak{E}}_{H_{\Pi}} + 3,68\bar{\mathfrak{E}}_m + 0,075K_{\text{неод}} - \\
& - 0,005\Pi_{H_3} - 0,008\Pi_m + 3,48K_{\Pi}; (R^2 = 0,925)
\end{aligned} \quad (2.73)$$

- по объектам группы 2.4.10.10 (в целом):

$$\begin{aligned}
K_{\text{прод}} = & -129,6 + 2,79H_3 - 0,84H_3^P - 0,50\delta_{H_3} + 0,05W_{H_3} + 0,39H_{\Pi} + \\
& + 7,56\delta_{H_{\Pi}} - 0,06W_{H_{\Pi}} + 1,20m_{\Gamma} + 18,8m_{\kappa} - 7,61\delta_m + \\
& + 0,94W_m - 147,7K_{\Pi} + 1,59\mathfrak{E}_{H_3} - 5,2\mathfrak{E}_{H_{\Pi}} - 0,86\mathfrak{E}_m - \\
& - 0,91K_P + 1,41\bar{\mathfrak{E}}_{H_3} + 0,77\bar{\mathfrak{E}}_{H_{\Pi}} + 3,66\bar{\mathfrak{E}}_m + 0,11K_{\text{неод}} - \\
& - 0,004\Pi_{H_3} - 0,009\Pi_m + 2,68K_{\Pi}. (R^2 = 0,893)
\end{aligned} \quad (2.74)$$

Анализ моделей показывает, что с ростом эффективной нефтенасыщенной толщины, средней толщины нефтенасыщенных пропластков, пористости по геофизики и по керну, коэффициента песчанистости продуктивность залежей в пределах выделенных групп объектов увеличивается, однако вклад этих параметров различен. С ростом неоднородности объектов, отражаемой параметрами δ_{H_3} , Π_{H_3} , δ_m , $\mathfrak{E}_m$, Π_m , K_P , $K_{\text{прод}}$, снижается. В то же время по другим параметрам, отражающим степень неупорядоченности пластовых систем по различным показателям, имеет место как увеличение, так и снижение продуктивности с изменением значений этих параметров. Этот факт объясняется сложной взаимосвязью рассматриваемых параметров между собой, а также особенностями выделенных групп объектов. Так в пределах объектов группы 2.4.10.10.4 с ростом неоднородности по эффективной нефтенасыщенной толщине, отражаемой параметрами W_{H_3} , $\mathfrak{E}_{H_3}$, $\bar{\mathfrak{E}}_{H_3}$ продуктивность также увеличивается, что объясняется тесной положительной корреляционной связью этих параметров с H_3 , которая оказывает сильное влияние на $K_{\text{прод}}$. В то же время в условиях объектов группы 2.4.10.10.2 с ростом W_{H_3} продуктивность закономерно снижается

в соответствии с классическими представлениями о влиянии неоднородности на продуктивность залежей.

Для условий турнейских залежей Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.18.18.1:

$$K_{\text{прод}} = -17,3 - 0,99H_3 + 11,8H_3^P - 27,9\delta_{H_3} + 2,28W_{H_3} - 11,6H_{\Pi} + 33,6\delta_{H_{\Pi}} - 2,42W_{H_{\Pi}} - 0,022m_{\Gamma} + 1,67m_{\kappa} + 1,57\delta_m - 0,012W_m + 4,64\mathfrak{A}_{H_3} - 4,24\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} - 0,35\mathfrak{A}_m; (R^2 = 0,969) \quad (2.75)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.2:

$$K_{\text{прод}} = 29,5 + 1,85H_3 - 3,95H_3^P + 10,7\delta_{H_3} - 0,87W_{H_3} - 2,04H_{\Pi} + 1,67\delta_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,989) \quad (2.76)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.3:

$$K_{\text{прод}} = 15,9 + 0,53H_3 - 2,89H_3^P + 0,91\delta_{H_3} - 0,06W_{H_3} + 1,44H_{\Pi} + 7,21\delta_{H_{\Pi}} - 0,14W_{H_{\Pi}} + 5,74m_{\Gamma} - 6,82m_{\kappa} + 4,46\delta_m; (R^2 = 0,991) \quad (2.77)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.4:

$$K_{\text{прод}} = 2317,1 - 3,77H_3 + 16,8H_3^P - 89,2\delta_{H_3} + 2,33W_{H_3} - 3,08H_{\Pi} + 18,71\delta_{H_{\Pi}} - 0,67W_{H_{\Pi}} + 3,94m_{\Gamma} - 2,15m_{\kappa} + 5,68\delta_m + 0,75W_m - 110,9K_{\text{H}} - 21,9\mathfrak{A}_{H_3} + 32,5\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} - 14,9\mathfrak{A}_m + 61,7K_{\text{P}} - 8,74\mu_{\text{H}} + 18,7\mu_o - 2,86\rho_{\text{H}} - 147,3\bar{\mathfrak{A}}_{H_3} + 135,3\bar{\mathfrak{A}}_{H_{\Pi}} + 81,7\bar{\mathfrak{A}}_m - 2,38K_{\text{неод}} + 0,35\Pi_{H_3} + 0,04\Pi_{H_{\Pi}} - 2,38K_{\text{неод}} + 0,35\Pi_{H_3} + 0,04\Pi_{H_{\Pi}} - 0,13\Pi_m; (R^2 = 0,967) \quad (2.78)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.5:

$$K_{\text{прод}} = -355,4 - 0,58H_3 + 1,64H_3^P - 7,68\delta_{H_3} - 0,01W_{H_3} + 18,3H_{\Pi} - 41,1\delta_{H_{\Pi}} + 0,81W_{H_{\Pi}} - 0,65m_{\Gamma} - 0,51m_{\kappa} + 2,73\delta_m - 0,65W_m - 24,7K_{\text{H}} + 10,3\mathfrak{A}_{H_3} - 2,46\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} + 0,71\mathfrak{A}_m - 1,45K_{\text{P}} - 9,14\mu_{\text{H}} + 12,6\mu_o - 0,07\rho_{\text{H}} - 14,7\bar{\mathfrak{A}}_{H_3} - 7,15\bar{\mathfrak{A}}_{H_{\Pi}} - 5,4\bar{\mathfrak{A}}_m - 0,03H_{\text{зал}} + 4,01P_{\text{нас}} - 0,27G + 2,37P_{\text{пл}} + 1,36t_{\text{пл}} + 2,42K_{\text{неод}} + 0,001\Pi_{H_3} + 0,10\Pi_{H_{\Pi}} + 0,002\Pi_m + 0,35K_{\text{прои}} - 0,75K_{\Pi}; (R^2 = 0,991) \quad (2.79)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.6:

$$K_{\text{прод}} = -115,4 - 3,53H_3 + 13H_3^P - 11,7\delta_{H_3} + 0,19W_{H_3} - 74,1H_{\Pi} + 102,1\delta_{H_{\Pi}} - 2,05W_{H_{\Pi}} + 5,69m_{\Gamma} - 12,2m_{\kappa} - 10,5\delta_m + 2,58W_m - 112,7K_{\text{H}} - 11,7\mathfrak{A}_{H_3} + 23,7\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} + 7,26\mathfrak{A}_m - 2,4K_{\text{P}} - 6,77\mu_{\text{H}} + 4,42\mu_o + 0,47\rho_{\text{H}}; (R^2 = 0,984) \quad (2.80)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.7:

$$K_{\text{прод}} = 6,01 + 0,12H_3 - 0,3H_3^P + 3,68\delta_{H_3} - 0,18W_{H_3} - 2,89H_{\Pi} - 1,21\delta_{H_{\Pi}} - 0,09W_{H_{\Pi}} + 1,96m_{\Gamma} - 0,96m_{\kappa} - 11\delta_m + 0,97W_m; \quad (R^2 = 0,990) \quad (2.81)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.8:

$$K_{\text{прод}} = 3,8 - 1,4H_3 + 2,66H_3^P - 4,12\delta_{H_3} + 0,13W_{H_3} - 12,5H_{\Pi} + 21,8\delta_{H_{\Pi}} - 0,37W_{H_{\Pi}} + 1,19m_{\Gamma} - 0,19m_{\kappa}; \quad (R^2 = 0,989) \quad (2.82)$$

- по объектам группы 2.4.18.18:

$$K_{\text{прод}} = -50,9 + 0,49H_3 + 0,40H_3^P - 2,45\delta_{H_3} + 0,01W_{H_3} - 0,56H_{\Pi} - 0,37\delta_{H_{\Pi}} - 0,01W_{H_{\Pi}} + 0,6m_{\Gamma} - 0,32m_{\kappa} - 0,22\delta_m + 0,05W_m + 2,08K_H - 1,31\mathfrak{I}_{H_3} + 2,28\mathfrak{I}_{H_{\Pi}} - 0,50\mathfrak{I}_m - 0,17K_P + 0,26\mu_H - 0,71\mu_o + 0,07\rho_H + 0,85\bar{\mathfrak{I}}_{H_3} - 0,44\bar{\mathfrak{I}}_{H_{\Pi}} - 0,15\bar{\mathfrak{I}}_m - 0,0019H_{\text{зал}} + 0,02P_{\text{нас}} - 0,1G + 0,45P_{\text{пл}} - 0,06t_{\text{пл}} - 0,25K_{\text{неод}} + 0,02\Pi_{H_3} - 0,001\Pi_{H_{\Pi}} + 0,0025\Pi_m - 0,0117K_{\text{прои}} + 6,43K_{\Pi}; \quad (R^2 = 0,942) \quad (2.83)$$

Анализ полученных моделей показывает, что в отличие от групп залежей турнейского яруса Бирской седловины группы залежей турнейского возраста Южно-Татарского свода характеризуются бóльшей изменчивостью геолого-физических свойств пластов. Видно (уравнения (2.75)–(2.83)), что в условиях различных групп объектов продуктивность залежей определяет различный набор параметров, различны степень и характер влияния этих параметров.

Так, например, если в целом по всем объектам с увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины пластов продуктивность залежей растет, то в условиях отдельных групп падает, что говорит о более сильном влиянии фильтрационных свойств пластов на изменение коэффициента продуктивности.

Особенностью данных групп объектов является снижение $K_{\text{прод}}$ с увеличением H_{Π} (в отличие от объектов Бирской седловины). Этот факт объясняется корреляцией H_{Π} с вариацией толщины нефтенасыщенных пропластков, характеризующей неоднородность по H_{Π} . Видно, что с ростом $W_{H_{\Pi}}$ по всем группам и в целом по турнею ЮТС $K_{\text{прод}}$ залежей снижается.

С ростом пористости по геофизике продуктивность залежей растет, однако с ростом пористости, по лабораторным данным, снижается, что,

по-видимому объясняется непредставительностью кернового материала и невозможностью определения трещиноватости в лабораторных условиях.

Увеличение коэффициента расчлененности и снижение коэффициента песчанистости, как и в условиях турнея БИС, приводит к падению $K_{\text{прод}}$, однако степень влияния в условиях ЮТС существенно ниже (из 9 моделей $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{р}}$ входит лишь в 4).

Необходимо отметить, что с увеличением вязкости пластовой нефти в условиях объектов групп 2.4.18.18.4–2.4.18.18.6 $K_{\text{прод}}$ снижается, тогда как в целом по всем объектам увеличивается, что противоречит классическим представлениям и говорит о необходимости глубокой дифференциации объектов разработки. Эту необходимость подтверждает и факт вхождения в модели групп различных параметров. Различен и вклад этих параметров в формирование продуктивности, а также в отдельных случаях и характер влияния.

В целом в большинстве своем отмечается снижение $K_{\text{прод}}$ с увеличением геологической неоднородности, отражаемой с помощью параметров $K_{\text{неод}}$, $\mathcal{E}_{\text{Н}_3}$, $\mathcal{E}_m$, $\delta_{\text{Н}_3}$. В то же время увеличение $K_{\text{прод}}$ в условиях отдельных групп объектов с ростом $W_{\text{Н}_3}$, $\delta_{\text{Н}_{\text{п}}}$, δ_m , W_m , $\mathcal{E}_{\text{Н}_{\text{п}}}$, $\mathcal{E}_m$, $\text{П}_{\text{Н}_3}$, П_m объясняется большей вариацией залежей по Н_3 , $\text{Н}_{\text{п}}$, m (за счет высокопродуктивных центральных участков, имеющих значительные толщины и характеризующиеся высокими значениями ФЕС).

Рост продуктивности с увеличением $\text{Р}_{\text{пл}}$ объясняется корреляционной связью начального пластового давления с глубиной залегания. При этом, чем глубже залегает объект, тем более уплотнены породы и растет степень трещиноватости, которая и определяет высокие значения $K_{\text{прод}}$.

В целом видно, что коэффициент детерминации модели по всем группам объектов ЮТС ниже, чем по каждой группе в отдельности, что еще раз указывает на необходимость дифференциации объектов в условиях различных тектонико-стратиграфических элементов.

Для условий турнейских залежей Благовещенской впадины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.13.13.2:

$$K_{\text{прод}} = -18 + 0,74N_3 + 1,97N_3^P - 3,92\delta_{N_3} + 0,33W_{N_3} + 0,16N_{\text{п}}; \\ (R^2 = 0,993) \quad (2.84)$$

- по объектам группы 2.4.13.13.3:

$$K_{\text{прод}} = -71,5 + 0,16N_3 + 7,81N_3^P - 11,9\delta_{N_3} + 1,15W_{N_3} - 3,28N_{\text{п}}; \\ (R^2 = 0,989) \quad (2.85)$$

- по объектам группы 2.4.13.13:

$$K_{\text{прод}} = -33,5 + 0,45N_3 + 2,53N_3^P - 4,67\delta_{N_3} + 0,38W_{N_3} + 12,9N_{\text{п}} - \\ - 9,2\delta_{N_{\text{п}}} + 0,05W_{N_{\text{п}}} - 1,69m_{\text{Г}} + 2,25m_{\text{К}}; (R^2 = 0,897) \quad (2.86)$$

Из анализа полученных моделей (2.84)–(2.86) следует, что продуктивность залежей закономерно увеличивается с ростом средних значений эффективной нефтенасыщенной толщины, толщины нефтенасыщенных пропластков и снижением неоднородности по этим параметрам, отражаемой с помощью среднеквадратичного отклонения. Необходимо сказать, что рост неоднородности по N_3 и $N_{\text{п}}$, отражаемой с помощью вариации, ведет к увеличению $K_{\text{прод}}$. Данный факт говорит о более сильном влиянии эффективной нефтенасыщенной толщины, находящейся в знаменателе этого показателя.

В целом по объектам данной тектонико-стратиграфической единицы увеличение пористости по геофизике ведет к снижению продуктивности, что является отражением влияния степени трещиноватости залежей, которая со снижением пористости в результате уплотнения пород увеличивается. Необходимо отметить, что количество параметров, входящих в полученные модели, существенно меньше, чем в моделях, построенных по турнейским объектам ЮТС и БИС, что говорит о более сильном влиянии параметров, вошедших в модели (84)–(86), по сравнению с моделями турнея Южно-Татарского свода и Бирской седловины. Видно, что коэффициент детерминации модели в целом ниже, чем моделей, полученных по отдельным группам объектов,

что говорит о наличии большей погрешности определения $K_{\text{прод}}$ без проведения процедуры глубокой идентификации.

Модели по фаменским группам объектов в карбонатных коллекторах Южно-Татарского свода имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.3.7.7.1:

$$K_{\text{прод}} = -167 - 4,47H_3 + 10,4H_3^P - 7,6\delta_{H_3} + 0,027W_{H_3} + 40,3H_{\Pi} - 68,5\delta_{H_{\Pi}} + 2,33m_{\Gamma}; (R^2 = 0,989) \quad (2.87)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.2:

$$K_{\text{прод}} = -65,3 + 11,6H_3 - 0,48H_3^P - 18\delta_{H_3} + 0,95W_{H_3} - 1,24H_{\Pi} + 8,09\delta_{H_{\Pi}} + 0,47W_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,959) \quad (2.88)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.3:

$$K_{\text{прод}} = 295,3 + 6,04H_3 - 205,6H_3^P + 479,2\delta_{H_3} - 55,8W_{H_3}; (R^2 = 0,979) \quad (2.89)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.4:

$$K_{\text{прод}} = 54,5 - 2H_3 - 3,51H_3^P + 16,8\delta_{H_3} - 1,17W_{H_3} + 8H_{\Pi} - 23,2\delta_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,983) \quad (2.90)$$

- в целом по объектам фаменского яруса группы 2.3.7.7:

$$K_{\text{прод}} = 140 + 2,48H_3 + 0,56H_3^P - 5,09\delta_{H_3} + 0,19W_{H_3} - 1,07H_{\Pi} + 7,8\delta_{H_{\Pi}} - 0,13W_{H_{\Pi}} + 4,27m_{\Gamma} - 0,74m_{\kappa} - 3,14\delta_m - 0,03W_m - 197,7K_{\Pi} + 21,1\delta_{H_3} - 25,3\delta_{H_{\Pi}} - 0,39\delta_m. (R^2 = 0,941) \quad (2.91)$$

Одной из особенностей залежей фаменского яруса ЮТС является высокий показатель естественной трещиноватости, что подтверждается результатами моделирования (2.87)–(2.91). В данных вариантах увеличение эффективной нефтенасыщенной толщины неоднозначно оказывает влияние на коэффициент продуктивности. Схожий факт наблюдается и при определении взаимосвязи для параметров, характеризующих в неявном виде неоднородность.

Необходимо отметить то, что в условиях фамена не сказывается влияние коэффициентов песчанистости и расчлененности на продуктивность как в условиях залежей турнейского яруса, рассмотренных выше. На наличие трещиноватости указывает и тот факт, что с увеличением пористости по данным

лабораторных исследований $K_{\text{прод}}$ снижается, что говорит об увеличении трещиноватости в плотных породах, имеющих меньшую пористость. Также не отмечена связь проницаемости по керну и коэффициента продуктивности. В то же время отмечается рост $K_{\text{прод}}$ с увеличением пористости по геофизике и снижением неоднородности по этому параметру, отражаемой с помощью $\delta_m, W_m, \bar{\mathcal{E}}_m$. Иначе говоря, с одной стороны, эти объекты, имея поровую пористость в интервале 6–10 %, можно характеризовать как объекты с гранулярным типом коллектора (исходя из влияния отдельных параметров на продуктивность), а с другой стороны, как объекты с трещиноватым типом коллектора. Полученные модели позволяют учесть эти особенности. Необходимо отметить, что и в условиях залежей фамена группирование позволяет повысить точность решения задачи прогноза продуктивности.

Для условий залежей в карбонатных коллекторах башкирского яруса Башкирского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.6.6.1:

$$K_{\text{прод}} = -39 + 0,13N_3 + 1,29N_3^P - 2,6\delta_{H_3} + 0,33W_{H_3} + 14,2N_{\Pi} - 2,4\delta_{H_{\Pi}} - 0,01m_{\Gamma} + 0,86m_{\kappa}; (R^2 = 0,971) \quad (2.92)$$

- по объектам группы 2.4.6.6.2:

$$K_{\text{прод}} = -36,3 - 1,72N_3 + 4,23N_3^P - 5,01\delta_{H_3} + 0,37W_{H_3} + 20,7N_{\Pi} - 19,4\delta_{H_{\Pi}} + 0,17W_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,919) \quad (2.93)$$

- по объектам группы 2.4.6.6:

$$K_{\text{прод}} = -39,1 - 0,2N_3 + 1,76N_3^P - 3,52\delta_{H_3} + 0,56W_{H_3} + 34,1N_{\Pi} + 2,7\delta_{H_{\Pi}} - 0,16W_{H_{\Pi}} + 1,14m_{\Gamma} - 0,8m_{\kappa} + 0,37\delta_m - 0,07W_m - 10,4K_H - 4,76\mathcal{E}_{H_3} - 8,3\mathcal{E}_{H_{\Pi}} + 2,29\mathcal{E}_m. (R^2 = 0,901) \quad (2.94)$$

Из полученных моделей (2.92)–(2.94) видно, что с увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины, средней толщины нефтенасыщенных пропластков и снижением неоднородности по этим параметрам, отражаемой среднеквадратичным отклонением и энтропией, продуктивность закономерно растет. В то же время, с изменением пористости по геофизике и керну $K_{\text{прод}}$ в

различных группах как растет, так и падает, что указывает на различную степень трещиноватости пород-коллекторов залежей, приуроченных к разным группам. В этих же группах наблюдается разнонаправленное действие неоднородности по пористости на коэффициент продуктивности, что также является проявлением различной степени трещиноватости объектов, определить которую с использованием геофизики не представляется возможным, что указывает на важность использования косвенной информации и полученных моделей в решении задач прогнозирования продуктивности залежей.

Наилучшие модели залежей верейского горизонта Башкирского свода, а также отдельных залежей Верхне-Камской и Благовещенской впадин имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.5.5.1:

$$K_{\text{прод}} = 5,4 + 3,29H_3 - 4,2H_3^P + 16,7\delta_{H_3} - 0,56W_{H_3} - 0,73H_{\text{п}} - 0,83\delta_{H_{\text{п}}}; (R^2 = 0,976) \quad (2.95)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.2:

$$K_{\text{прод}} = -107,9 - 0,6H_3 + 30,6H_3^P - 99\delta_{H_3} + 3,76W_{H_3} - 6,62H_{\text{п}} + 4,66\delta_{H_{\text{п}}}; (R^2 = 0,926) \quad (2.96)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.3:

$$K_{\text{прод}} = 75,8 + 0,11H_3 - 19,2H_3^P + 70,8\delta_{H_3} - 2,81W_{H_3} + 0,49H_{\text{п}} - 0,96\delta_{H_{\text{п}}} + 0,03W_{H_{\text{п}}}; (R^2 = 0,929) \quad (2.97)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.4:

$$K_{\text{прод}} = 38,5 + 1,13H_3 - 10,9H_3^P + 33,1\delta_{H_3} - 1,28W_{H_3} + 0,78H_{\text{п}}; (R^2 = 0,933) \quad (2.98)$$

- в целом по объектам группы 2.4.5.5:

$$K_{\text{прод}} = -487,2 + 42H_3 - 67H_3^P + 267,8\delta_{H_3} - 8,6W_{H_3} + 41,4H_{\text{п}} - 58,8\delta_{H_{\text{п}}} - 0,31W_{H_{\text{п}}} + 3,7m_{\text{г}} - 0,31m_{\text{к}} - 78,8\delta_m + 6,59W_m + 794,6K_{\text{н}}. (R^2 = 0,890) \quad (2.99)$$

Анализ моделей (2.95)–(2.99) показывает, что в условиях практически полного отсутствия трещиноватости карбонатов верейского возраста имеют место интересные моменты, не присущие залежам карбонатных коллекторов с различной степенью трещиноватости (залежи башкирского, турнейского,

фаменского ярусов). Видно, что с ростом эффективной нефтенасыщенной толщины продуктивность закономерно увеличивается. С ростом неоднородности по этому параметру $K_{\text{прод}}$ снижается. Наряду с этим рост H_3^P и снижение δ_{H_3} приводит к снижению продуктивности. Иначе говоря, наблюдается определенное противоречие, которое можно объяснить особенностью данного типа коллекторов и этот факт необходимо учитывать при прогнозе продуктивности. Относительно средней толщины нефтенасыщенных пропластков необходимо сказать, что в условиях различных групп объектов влияние H_{Π} , $\delta_{H_{\Pi}}$ и $W_{H_{\Pi}}$ различно по величине и по знаку, что также является отражением специфики выделенных групп объектов и подтверждает необходимость дифференцированного подхода к решению задач разработки залежей верейского горизонта. Аналогичная картина складывается и в отношении параметров, характеризующих пористость и её неоднородность как по данным геофизических, так и по данным лабораторных исследований.

Для условий залежей каширского горизонта Бирской седловины модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.12.12.1:

$$K_{\text{прод}} = -1791 + 18,3H_3 + 214H_3^P - 400\delta_{H_3} + 11,5W_{H_3} + 744H_{\Pi} - 1269\delta_{H_{\Pi}} + 18,9W_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,813) \quad (2.100)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.2:

$$K_{\text{прод}} = 11769 - 4,26H_3 - 12,2H_3^P + 32,1\delta_{H_3} - 1,02W_{H_3} - 25,7H_{\Pi} + 41,8\delta_{H_{\Pi}} - 0,74W_{H_{\Pi}} - 552m_r; (R^2 = 0,791) \quad (2.101)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.3:

$$K_{\text{прод}} = 269 - 1,88H_3 - 20,8H_3^P + 48,9\delta_{H_3} - 1,81W_{H_3} - 126H_{\Pi} + 191\delta_{H_{\Pi}} - 2,72W_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,710) \quad (2.102)$$

- по объектам группы 2.4.12.12:

$$K_{\text{прод}} = 27775 - 1,5H_3 - 34,2H_3^P + 41,5\delta_{H_3} - 1,5W_{H_3} + 6,01H_{\Pi} + 124\delta_{H_{\Pi}} - 1,4W_{H_{\Pi}} - 1312m_r - 22,1\bar{\epsilon}_{H_3} - 40,4\bar{\epsilon}_{H_{\Pi}} + 44,8K_p - 1,77\bar{\epsilon}_{H_3} - 24\bar{\epsilon}_{H_{\Pi}} + 2,07K_{\text{неод}}. (R^2 = 0,612) \quad (2.103)$$

Особенностью этих групп объектов является то, что в большинстве своем с увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины продуктивность снижается, что указывает на превалирующее воздействие фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на $K_{\text{прод}}$. И действительно, с ростом пористости по геофизике в условиях всех групп продуктивность залежей увеличивается, что к тому же указывает и подтверждает факт отсутствия естественной трещиноватости продуктивных пластов, коллекторы которых можно отнести к типу гранулярных. Кроме того, пласты данных групп объектов довольно выдержаны, а H_3 и H_3^P изменяются в незначительных пределах. Именно этими фактами объясняется, что с ростом неоднородности по H_3 и H_{Π} отражаемой среднеквадратичным отклонением, $K_{\text{прод}}$ увеличивается, хотя со снижением W_{H_3} и $W_{H_{\Pi}}$ продуктивность залежей закономерно увеличивается. На снижение коэффициента продуктивности влияет также неоднородность пласта по пористости и эффективной нефтенасыщенной толщине, отражаемых с помощью энтропии и относительной энтропии. Видно, что в целом общая модель имеет большую погрешность прогноза, чем модели, построенные отдельно по группам.

Для условий залежей каширского горизонта Верхне-Камской впадины модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.3.3.1:

$$K_{\text{прод}} = 15,1 - 0,55H_3 - 5,1H_3^P + 12,1\delta_{H_3} - 0,41W_{H_3} + 0,16H_{\Pi} - 44,4\delta_{H_{\Pi}} + 0,73W_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,817) \quad (2.104)$$

- по объектам группы 2.4.3.3.2:

$$K_{\text{прод}} = 12,5 - 3,07H_3 - 5,92H_3^P - 3,29\delta_{H_3} - 0,22W_{H_3} + 2,1H_{\Pi} - 11,2\delta_{H_{\Pi}} + 0,44W_{H_{\Pi}} + 8,33m_r - 8,08m_k; (R^2 = 0,801) \quad (2.105)$$

- по объектам группы 2.4.3.3:

$$K_{\text{прод}} = 92,86 - 2,62H_3 - 4,28H_3^P - 13,03\delta_{H_3} + 0,06W_{H_3} + 1,25H_{\Pi} - 10,20\delta_{H_{\Pi}} + 0,43W_{H_{\Pi}} + 5,79m_r - 9,28m_k + 17,01\delta_m - 4,1W_m. (R^2 = 0,676) \quad (2.106)$$

Совершенно аналогично ведут себя и залежи каширского горизонта Верхне-Камской впадины по отношению к залежам одноименного горизонта Бирской

седловины. С увеличением H_3 , H_3^P и неоднородности по ним δ_{H_3} – продуктивность залежей снижается, но при этом наблюдается сильное положительное влияние пористости (по геофизике). Отличительным признаком данных групп объектов является рост $K_{\text{прод}}$ с увеличением средней толщины нефтенасыщенных пропластков и снижением неоднородности по ней, отражаемой с помощью среднеквадратичного отклонения, причем если анализировать влияние вариации по H_{Π} , то видно, что влияние неоднородности, отражаемой с помощью $\delta_{H_{\Pi}}$, на $K_{\text{прод}}$ сказывается в большей мере, чем среднее значение толщины нефтенасыщенных пропластков (исходя из соотношения $W_{H_{\Pi}} = \frac{\delta_{H_{\Pi}}}{H_{\Pi}}$). В остальном, влияние параметров групп 2.4.12.12 и 2.4.3.3 – аналогично.

Для условий залежей каширского горизонта Башкирского свода модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.7.7.1:

$$K_{\text{прод}} = 1,9H_3 + 10,1H_3^P - 53,5\delta_{H_3} + 1,16W_{H_3}; (R^2 = 0,839) \quad (2.107)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.2:

$$K_{\text{прод}} = -131 - 3,62H_3 + 61,9H_3^P - 245\delta_{H_3} + 5,65W_{H_3} + 0,32H_{\Pi}; \quad (2.108) \\ (R^2 = 0,794)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.3:

$$K_{\text{прод}} = -19,8 - 0,84H_3 + 14,1H_3^P - 68,3\delta_{H_3} + 1,27W_{H_3} - m_T; \quad (2.109) \\ (R^2 = 0,801)$$

- по объектам группы 2.4.7.7:

$$K_{\text{прод}} = -31,7 - 0,44H_3 + 25,1H_3^P - 88,1\delta_{H_3} + 1,8W_{H_3} - 29H_{\Pi} + \\ + 1,38\delta_{H_{\Pi}} + 0,74W_{H_{\Pi}}. (R^2 = 0,590) \quad (2.110)$$

Отличительной особенностью каширских известняков Башкирского свода от залежей каширского горизонта Верхне-Камской впадины и Бирской седловины является увеличение их продуктивности с ростом эффективной нефтенасыщенной толщины в зоне разбуривания. Однако при этом рост неоднородности по H_3 , отражаемой с помощью среднеквадратичного отклонения, ведет к уменьшению

$K_{\text{прод}}$, а отражаемой с помощью W_{H_3} – к увеличению, что говорит о превалирующем влиянии эффективной нефтенасыщенной толщины на продуктивность по сравнению с δ_{H_3} . Обратная картина по сравнению с залежами Верхне-Камской впадины имеет место в отношении влияния средней толщины нефтенасыщенных пропластков и неоднородности по ней, отражаемой с помощью среднеквадратичного отклонения и вариации.

Модель для прогноза продуктивности залежей сакмарского, ассельского, артинского и кунгурского ярусов Мраковской депрессии имеет следующий вид:

$$K_{\text{прод}} = 15,8 - 0,012H_3 - 0,033H_3^P - 0,15\delta_{H_3} - 0,65W_{H_3} + 1,17H_{\Pi} - 2,73\delta_{\Pi\Pi} + 0,18W_{H_{\Pi}} + 0,04m_{\Gamma} - 1,24m_{\kappa} + 1,04\delta_m. (R^2 = 0,92) \quad (2.111)$$

Анализ модели показывает с одной стороны на противоречивость в плане влияния параметров на продуктивность, а с другой, если учитывать вклад этих параметров, то подтверждаются классические представления о влиянии этих параметров на $K_{\text{прод}}$. Так, например, видно, что с ростом H_3 и H_3^P продуктивность снижается. Этот факт говорит о том, что в условиях значительных нефтенасыщенных толщин (до 100 метров) более значимую роль играют фильтрационно-емкостные свойства пород коллекторов и неоднородность по толщине нефтенасыщенных пропластков и самой эффективной нефтенасыщенной толщине. Видно, что с ростом δ_{H_3} , W_{H_3} , $\delta_{\Pi\Pi}$ продуктивность снижается, причем вклад этих параметров существенно выше, чем вклад H_3 и H_3^P . Значителен и вклад средней толщины нефтенасыщенных пропластков и пористости по данным геофизических исследований, с ростом которых продуктивность закономерно в соответствии с классическими представлениями растет.

В целом необходимо отметить, что высокие значения коэффициентов детерминации полученных моделей (2.70)–(2.111) позволяют использовать их для оценки и прогноза коэффициентов продуктивности залежей, причем предпочтительнее использовать модели, полученные для групп объектов глубокой дифференциации, поскольку значения R^2 по ним выше, чем по группам объектов, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу.

Анализ моделей позволил дать физическую интерпретацию полученных зависимостей, который показал, что в большинстве своем влияние геолого-промысловых параметров на продуктивность не противоречит классическим представлениям, однако степень их влияния в условиях групп различна, что говорит о необходимости дифференциации объектов. В случаях, когда влияние параметров имеет иную картину, дана интерпретация с учетом эмерджентных свойств пластовых систем, степени трещиноватости и иных свойств на качественном уровне, позволяющем устранить эти, кажущиеся на первый взгляд, противоречия. Интересным является факт отсутствия в моделях коэффициента проницаемости, определяемом по залежам на основании данных лабораторных исследований, что говорит о его низкой информативности ввиду невысокой представительности кернового материала.

При проведении исследований, направленных на обоснование решений различных вопросов разработки месторождений, начиная с проектирования и заканчивая поиском технологий доработки залежей в поздней стадии, часто используют удельную продуктивность залежей, которая по мнению многих исследователей, во многом определяет эффективность выработки запасов нефти наряду с коэффициентом продуктивности. Однако удельный коэффициент продуктивности ($K_{\text{прод}}^{\text{уд}}$) в большей мере характеризует фильтрационные свойства пласта в точке вскрытия его скважиной и во многом определяет особенности процесса фильтрации жидкости в породах-коллекторах.

В связи с этим было проведено моделирование, позволяющее оценивать $K_{\text{прод}}^{\text{уд}}$ в условиях неопределенностей – отсутствия масштабных гидродинамических исследований, наличия различного рода «шумов», отсутствия достаточного количества лабораторных исследований и т. д.

В условиях отсутствия достаточного количества исследований по определению профилей притока $K_{\text{прод}}^{\text{уд}}$ определялся как отношение $K_{\text{прод}}$ к эффективной нефтенасыщенной толщине в скважине.

Модели строились дифференцированно по выделенным группам объектов (Рисунок 1.17-1.26).

Для условий турнейских залежей Бирской седловины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.10.10.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 49,1 + 0,20H_3 + 9,18H_3^P - 18,9\delta_{H_3} + 0,65W_{H_3} + 9,34H_{\Pi} + \\ - 31,8\delta_{H_{\Pi}} + 0,18W_{H_{\Pi}} + 4,21 m_{\Gamma} - 10,1m_{\kappa} - 17\delta_m + \\ + 1,91 W_m - 9,44 \mathfrak{A}_{H_3} + 7,9\mathfrak{A}_{H_3}; (R^2 = 0,98) \quad (2.112)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -76,1 + 1,73H_3 + 0,06H_3^P - 0,94\delta_{H_3} + 0,04W_{H_3} - 1,71H_{\Pi} - \\ + 12,6\delta_{H_{\Pi}} - 0,10W_{H_{\Pi}} + 0,4 m_{\Gamma} + 13,6 m_{\kappa} - 0,85\delta_m - \\ + 0,1 W_m - 114,9 K_{\Pi} + 0,36 \mathfrak{A}_{H_3} - 5,01\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} - 0,10\mathfrak{A}_m - \\ - 0,76K_p - 0,46\bar{\mathfrak{A}}_{H_3} + 1,26\bar{\mathfrak{A}}_{H_{\Pi}} + 2,52\bar{\mathfrak{A}}_m + 0,19K_{\text{неод}} + \\ + 0,004\Pi_{H_3} + 0,002\Pi_{H_{\Pi}} - 0,02\Pi_m - 4,31K_{\Pi}; (R^2 = 0,992) \quad (2.113)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -55,6 + 1,90H_3 - 0,79H_3^P - 2,11\delta_{H_3} + 0,04W_{H_3} + 3,66H_{\Pi} - \\ - 1,08\delta_{H_{\Pi}} + 0,04W_{H_{\Pi}} + 0,62 m_{\Gamma} + 3,39 m_{\kappa} - 3,0\delta_m + \\ + 0,35 W_m + 2,4 \mathfrak{A}_{H_3} - 5,15 \mathfrak{A}_{H_{\Pi}} - 0,69 \mathfrak{A}_m - 0,23K_p - \\ - 1,6\bar{\mathfrak{A}}_{H_3} + 1,85\bar{\mathfrak{A}}_{H_{\Pi}} + 2,51\bar{\mathfrak{A}}_m + 0,08K_{\text{неод}} - -0,01\Pi_{H_3} - \\ - 0,001\Pi_{H_{\Pi}} + 0,002\Pi_m + 1,05 K_{\Pi}. (R^2 = 0,601) \quad (2.114)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.4:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -49 + 1,38H_3 - 0,38H_3^P - 0,99\delta_{H_3} + 0,04W_{H_3} - 0,16H_{\Pi} + \\ + 5,29\delta_{H_{\Pi}} - 0,05W_{H_{\Pi}} + 0,51 m_{\Gamma} + 6,67 m_{\kappa} - 2,67\delta_m + \\ + 0,34 W_m - 49,3 K_{\Pi} + 1,21\mathfrak{A}_{H_3} - 3,4\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} - 0,33 \mathfrak{A}_m - \\ - 0,39K_p - 0,95\bar{\mathfrak{A}}_{H_3} + 1,26 \bar{\mathfrak{A}}_{H_{\Pi}} + 1,59 \bar{\mathfrak{A}}_m + 0,07K_{\text{неод}} + \\ + 0,007\Pi_{H_3} + 0,007\Pi_{H_{\Pi}} - 0,004\Pi_m + 0,25 K_{\Pi}; (R^2 = 0,670) \quad (2.115)$$

- по объектам группы 2.4.10.10:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -36,8 + 1,31H_3 - 0,30H_3^P - 0,85\delta_{H_3} + 0,03W_{H_3} + 0,66H_{\Pi} + \\ + 3,51\delta_{H_{\Pi}} - 0,04W_{H_{\Pi}} + 0,43 m_{\Gamma} + 4,97 m_{\kappa} - 1,65\delta_m + \\ + 0,27 W_m - 38,9 K_{\Pi} + 1,30\mathfrak{A}_{H_3} - 3,18\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} - 0,13 \mathfrak{A}_m - \\ - 0,47K_p - 1,61\bar{\mathfrak{A}}_{H_3} + 1,3 \bar{\mathfrak{A}}_{H_{\Pi}} + 2,54 \bar{\mathfrak{A}}_m + 0,09K_{\text{неод}} + \\ + 0,001\Pi_{H_3} + 0,001\Pi_{H_{\Pi}} - -0,02\Pi_m + 0,01 K_{\Pi}; (R^2 = 0,637). \quad (2.116)$$

Для условий турнейских залежей Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.18.18.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -5,64 - 0,255H_3 + 3,21H_3^P - 7,73\delta_{H_3} + 0,66W_{H_3} - 2,96H_{\Pi} + 8,35\delta_{H_{\Pi}} - 0,65W_{H_{\Pi}} + 0,02m_{\Gamma} + 0,43m_{\kappa} + 0,27\delta_m + 0,008W_m + 0,86\mathfrak{D}_{H_3} - 0,76\mathfrak{D}_{H_{\Pi}} - 0,098\mathfrak{D}_m; R^2 = 0,945) \quad (2.117)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 4,94 + 0,21H_3 - 0,59H_3^P + 1,43\delta_{H_3} - 0,12W_{H_3} - 0,35H_{\Pi} + 0,25\delta_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,978) \quad (2.118)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 4,68 + 0,34H_3 - H_3^P + 0,48\delta_{H_3} - 0,025W_{H_3} + 1,39H_{\Pi} - 0,17\delta_{H_{\Pi}} + 0,006W_{H_{\Pi}} + 1,17m_{\Gamma} - 1,64m_{\kappa} + 0,86\delta_m; (R^2 = 0,989) \quad (2.119)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.4:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 617,3 - 0,83H_3 + 3,76H_3^P - 20,5\delta_{H_3} + 0,52W_{H_3} - 0,43H_{\Pi} + 3,24\delta_{H_{\Pi}} - 0,11W_{H_{\Pi}} + 0,93m_{\Gamma} - 0,78m_{\kappa} + 1,29\delta_m + 0,19W_m - 17,5K_{\text{H}} - 5,89\mathfrak{D}_{H_3} + 8,29\mathfrak{D}_{H_{\Pi}} - 3,37\mathfrak{D}_m + 14,6K_p - 2,29\mu_{\text{H}} + 4,86\mu_0 - 0,76\rho_{\text{H}} - 35,89\bar{\mathfrak{D}}_{H_3} + 33,33\bar{\mathfrak{D}}_{H_{\Pi}} + 19,02\bar{\mathfrak{D}}_m - 0,482K_{\text{неод}} + 0,082\Pi_{H_3} + 0,012\Pi_{H_{\Pi}} - 0,032\Pi_m. (R^2 = 0,981) \quad (2.120)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.5:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -75,7 - 0,18H_3 + 0,44H_3^P - 2,017\delta_{H_3} - 0,001W_{H_3} + 3,39H_{\Pi} - 7,02\delta_{H_{\Pi}} + 0,15W_{H_{\Pi}} - 0,06m_{\Gamma} - 0,16m_{\kappa} + 0,28\delta_m - 0,10W_m - 3,57K_{\text{H}} + 2,43\mathfrak{D}_{H_3} - 0,29\mathfrak{D}_{H_{\Pi}} - 0,05\mathfrak{D}_m - 0,27K_p - 1,98\mu_{\text{H}} + 2,72\mu_0 - 0,01\rho_{\text{H}} - 3,24\bar{\mathfrak{D}}_{H_3} - 0,47\bar{\mathfrak{D}}_{H_{\Pi}} - 1,33\bar{\mathfrak{D}}_m - 0,008H_{\text{зал}} + 0,77P_{\text{нас}} - 0,04G + 0,45P_{\text{пл}} + 0,28t_{\text{пл}} + 0,79K_{\text{неод}} + 0,001\Pi_{H_3} + 0,01\Pi_{H_{\Pi}} - 0,001\Pi_m + 0,06K_{\text{прон}} - 0,66K_{\Pi}; (R^2 = 0,979) \quad (2.121)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.6:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -20,8 - 0,43H_3 + 1,74H_3^P - 1,61\delta_{H_3} + 0,02W_{H_3} - 9,63H_{\Pi} + 12,7\delta_{H_{\Pi}} - 0,25W_{H_{\Pi}} + 0,79m_{\Gamma} - 1,49m_{\kappa} - 1,39\delta_m + 0,34W_m - 12,8K_{\text{H}} - 1,45\mathfrak{D}_{H_3} + 3,15\mathfrak{D}_{H_{\Pi}} + 0,85\mathfrak{D}_m - 1,78K_p - 0,88\mu_{\text{H}} + 0,62\mu_0 + 0,06\rho_{\text{H}}; (R^2 = 0,973) \quad (2.122)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.7:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -1,69 + 0,06H_3 + 0,22H_3^P - 0,71\delta_{H_3} + 0,03W_{H_3} + 1,36H_{\Pi} - 2,61\delta_{H_{\Pi}} + 0,05W_{H_{\Pi}} - 0,26m_{\Gamma} + 0,07m_{\kappa} + 3,07\delta_m - 0,342W_m; (R^2 = 0,981) \quad (2.123)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.8:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -0,69 - 0,37H_3 + 0,64H_3^P - 0,99\delta_{H_3} + 0,03W_{H_3} - 2,12H_{\Pi} + 4,01\delta_{H_{\Pi}} - 0,09W_{H_{\Pi}} + 0,39m_{\Gamma} - 0,05m_{\kappa}; (R^2 = 0,978) \quad (2.124)$$

- по объектам группы 2.4.18.18:

$$\begin{aligned}
 K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = & -2,52 + 0,11H_3 - 0,06H_3^P - 0,08\delta_{H_3} - 0,004W_{H_3} - 0,09H_{\Pi} - \\
 & -0,35\delta_{H_{\Pi}} + 0,003W_{H_{\Pi}} + 0,07m_{\Gamma} - 0,03m_{\kappa} + 0,1\delta_m + \\
 & +0,001W_m - 0,33K_{\text{H}} - 0,16\Xi_{H_3} + 0,33\Xi_{H_{\Pi}} - 0,003\Xi_m - \\
 & -0,06K_p + 0,04\mu_{\text{H}} - 0,1\mu_0 + 0,004\rho_{\text{H}} + 0,19\bar{\Xi}_{H_3} + \\
 & +0,10\bar{\Xi}_{H_{\Pi}} - 0,25\bar{\Xi}_m + 0,0004H_{\text{зал}} + 0,04P_{\text{нас}} - 0,025G - \\
 & -0,01P_{\text{пл}} - 0,003t_{\text{пл}} - 0,05K_{\text{неод}} + 0,002\Pi_{H_3} + 0,0006\Pi_{H_{\Pi}} - \\
 & -0,0001\Pi_m - 0,003K_{\text{прон}} + 1,01K_{\Pi}. \quad (R^2 = 0,934). \quad (2.125)
 \end{aligned}$$

Для условий турнейских залежей Благовещенской впадины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.13.13.2:

$$\begin{aligned}
 K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = & -0,699 + 0,048H_3 + 0,08H_3^P - 0,21\delta_{H_3} + 0,02W_{H_3} - 0,03H_{\Pi}; \\
 & (R^2 = 0,983) \quad (2.126)
 \end{aligned}$$

- по объектам группы 2.4.13.13.3:

$$\begin{aligned}
 K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = & -3,83 + 0,02H_3 + 0,43H_3^P - 0,67\delta_{H_3} + 0,05W_{H_3} - 0,01H_{\Pi}; \\
 & (R^2 = 0,983) \quad (2.127)
 \end{aligned}$$

- по объектам группы 2.4.13.13:

$$\begin{aligned}
 K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = & -1,78 - 0,01H_3 + 0,35H_3^P - 0,56\delta_{H_3} + 0,03W_{H_3} - 0,11H_{\Pi} + \\
 & +0,05\delta_{H_{\Pi}} + 0,0001W_{H_{\Pi}} - 0,07m_{\Gamma} + 0,06m_{\kappa}; \quad (R^2 = 0,902) \quad (2.128)
 \end{aligned}$$

Для условий залежей фаменского яруса Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.3.7.7.1:

$$\begin{aligned}
 K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = & -20,9 - 0,05H_3 + 1,22H_3^P - 2,06\delta_{H_3} + 0,08W_{H_3} + 4,14H_{\Pi} - \\
 & -6,55\delta_{H_{\Pi}} + 0,24W_{H_{\Pi}}; \quad (R^2 = 0,953) \quad (2.129)
 \end{aligned}$$

- по объектам группы 2.3.7.7.2:

$$\begin{aligned}
 K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = & -2,97 + 0,97H_3 - 0,37H_3^P - 0,82\delta_{H_3} + 0,030W_{H_3} + 0,019H_{\Pi} + \\
 & +0,47\delta_{H_{\Pi}} + 0,04W_{H_{\Pi}}; \quad (R^2 = 0,949) \quad (2.130)
 \end{aligned}$$

- по объектам группы 2.3.7.7.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 155 + 0,54H_3 - 13,5H_3^P + 31,3\delta_{H_3} - 3,66W_{H_3}; \quad (R^2 = 0,969) \quad (2.131)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.4:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 6,37 - 0,09H_3 - 0,57H_3^P + 1,84\delta_{H_3} - 0,13W_{H_3} + 0,719H_{\Pi} -$$

$$-1,95\delta_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,965) \quad (2.132)$$

- в целом по объектам фаменского яруса группы 2.3.7.7:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 21,05 + 0,34H_{\text{Э}} - 0,23H_{\text{Э}}^P - 0,14\delta_{H_{\text{Э}}} - 0,004W_{H_{\text{Э}}} + 0,004H_{\Pi} + \\ + 0,672\delta_{H_{\Pi}} - 0,012W_{H_{\Pi}} + 0,44m_{\Gamma} - 0,3m_{\text{К}} + 0,21\delta_m - \\ - 0,01W_m - 27,3K_{\text{Н}} + 2\mathfrak{A}_{H_{\text{Э}}} - 2,2\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} - 0,43\mathfrak{A}_m. (R^2 = 0,932). \quad (2.133)$$

Для условий залежей в карбонатных коллекторах башкирского яруса Башкирского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.6.6.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -1,89 - 0,1H_{\text{Э}} + 0,17H_{\text{Э}}^P - 0,45\delta_{H_{\text{Э}}} + 0,04W_{H_{\text{Э}}} + 1,2H_{\Pi} + \\ + 0,74\delta_{H_{\Pi}} - 0,02W_{H_{\Pi}} + 0,01m_{\Gamma}; (R^2 = 0,959) \quad (2.134)$$

- по объектам группы 2.4.6.6.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -15,4 + 3,11H_{\text{Э}} - 0,98H_{\text{Э}}^P - 2,84\delta_{H_{\text{Э}}} + 0,16W_{H_{\text{Э}}} + 7,13H_{\Pi} - \\ - 5,76\delta_{H_{\Pi}} + 0,06W_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,901) \quad (2.135)$$

- по объектам группы 2.4.6.6:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -0,26 + 0,18H_{\text{Э}} + 0,07H_{\text{Э}}^P - 0,05\delta_{H_{\text{Э}}} + 0,07W_{H_{\text{Э}}} + 5,93H_{\Pi} + \\ + 5,78\delta_{H_{\Pi}} - 0,09W_{H_{\Pi}} + 0,7m_{\Gamma} - 0,98m_{\text{К}} - 3,75\delta_m + 0,61W_m - \\ - 3,67K_{\text{Н}} - 1,54\mathfrak{A}_{H_{\text{Э}}} - 3,03\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} + 0,46\mathfrak{A}_m. (R^2 = 0,891). \quad (2.136)$$

Для условий залежей верейского горизонта Башкирского свода, а также отдельных залежей Верхне-Камской и Благовещенской впадины модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.5.5.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 2,45 + 0,89H_{\text{Э}} - 1,33H_{\text{Э}}^P + 4,4\delta_{H_{\text{Э}}} - 0,15W_{H_{\text{Э}}} - 0,10H_{\Pi} + \\ + 0,007\delta_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,952) \quad (2.137)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -27,7 + 0,25H_{\text{Э}} + 7,8H_{\text{Э}}^P - 25,85\delta_{H_{\text{Э}}} + 0,98W_{H_{\text{Э}}} - 1,71H_{\Pi} + \\ + 1,42\delta_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,932) \quad (2.138)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 18,3 + 0,06H_{\text{Э}} - 4,68H_{\text{Э}}^P + 16,7\delta_{H_{\text{Э}}} - 0,66W_{H_{\text{Э}}} + 0,11H_{\Pi} - \\ - 0,19\delta_{H_{\Pi}} + 0,006W_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,951) \quad (2.139)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.4:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 11,3 + 0,27H_{\text{Э}} - 3,16H_{\text{Э}}^P + 9,54\delta_{H_{\text{Э}}} - 0,36W_{H_{\text{Э}}} + 0,17H_{\Pi}; \\ (R^2 = 0,941) \quad (2.140)$$

- по объектам группы 2.4.5.5:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -132,3 + 11,5H_3 - 18,5H_3^P + 73,6\delta_{H_3} - 2,36W_{H_3} + 11,3H_{\Pi} - 16,23\delta_{H_{\Pi}} - 0,08W_{H_{\Pi}} + 1,02m_{\Gamma} - 0,07m_{\kappa} - 21,6\delta_m + 1,8W_m + 216,7K_{\Pi}; (R^2 = 0,849). \quad (2.141)$$

Для условий залежей каширского горизонта Бирской седловины модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.12.12.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -662 + 6,73H_3 + 79,8H_3^P - 149\delta_{H_3} + 4,3W_{H_3} + 274H_{\Pi} - 467\delta_{H_{\Pi}} + 6,96W_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,712) \quad (2.142)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 4979 - 1,56H_3 - 5,63H_3^P + 13,1\delta_{H_3} - 0,41W_{H_3} - 8,84H_{\Pi} + 14,4\delta_{H_{\Pi}} - 0,25W_{H_{\Pi}} - 234m_{\Gamma}; (R^2 = 0,714) \quad (2.143)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 127 - 0,36H_3 - 12,2H_3^P + 25,6\delta_{H_3} - 0,93W_{H_3} - 56,9H_{\Pi} + 84,3\delta_{H_{\Pi}} - 1,17W_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,630) \quad (2.144)$$

- по объектам группы 2.4.12.12:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 9191 - 0,43H_3 - 13,7H_3^P + 15,8\delta_{H_3} - 0,57W_{H_3} + 3,84H_{\Pi} + 44,2\delta_{H_{\Pi}} - 0,47W_{H_{\Pi}} - 433m_{\Gamma} - 8,15\delta_{H_3} - 16,6\delta_{H_{\Pi}} + 16,7K_{\Pi} - 1,94\delta_{H_3} - 8,99\delta_{H_{\Pi}} + 0,68K_{\text{неод}}. (R^2 = 0,578). \quad (2.145)$$

Для условий залежей каширского горизонта Верхне-Камской впадины модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.3.3.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 4,09 - 0,12H_3 - 1,34H_3^P + 2,91\delta_{H_3} - 0,1W_{H_3} + 0,03H_{\Pi} - 11,1\delta_{H_{\Pi}} + 0,18W_{H_{\Pi}}; (R^2 = 0,712) \quad (2.146)$$

- по объектам группы 2.4.3.3.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 6,4 - 0,97H_3 - 2,85H_3^P + 1,23\delta_{H_3} - 0,16W_{H_3} + 0,76H_{\Pi} - 3,62\delta_{H_{\Pi}} + 0,15W_{H_{\Pi}} + 2,71m_{\Gamma} - 2,6m_{\kappa}; (R^2 = 0,632) \quad (2.147)$$

- по объектам группы 2.4.3.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 31,28 - 0,65H_3 - 1,37H_3^P - 7,02\delta_{H_3} + 0,08W_{H_3} + 0,31H_{\Pi} - 3,06\delta_{H_{\Pi}} + 0,15W_{H_{\Pi}} + 2,69m_{\Gamma} - 3,78m_{\kappa} + 3,81\delta_m - 1,23W_m. (R^2 = 0,508). \quad (2.148)$$

Для условий залежей каширского горизонта Башкирского свода модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.7.7.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -9,16 + 0,73H_3 + 4,08H_3^P - 22,4\delta_{H_3} + 0,48W_{H_3}; (R^2 = 0,74) \quad (2.149)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -51,68 - 1,45H_3 + 24,2H_3^P - 96,6\delta_{H_3} + 2,23W_{H_3} + 0,17H_{\text{п}}. \quad (2.150)$$

$$(R^2 = 0,698)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -7,62 - 0,35H_3 + 5,50H_3^P - 27,17\delta_{H_3} + 0,51W_{H_3} - m_{\text{г}}; \quad (2.151)$$

$$(R^2 = 0,707)$$

- по объектам группы 2.4.7.7:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -12,3 + 0,20H_3 + 9,81H_3^P - 34,9\delta_{H_3} + 0,71W_{H_3} - 11,3H_{\text{п}} +$$

$$+ 0,57\delta_{H_{\text{п}}} + 0,29W_{H_{\text{п}}}. (R^2 = 0,496) \quad (2.152)$$

Модель для прогноза удельного коэффициента продуктивности залежей сакмарского, ассельского, артинского и кунгурского ярусов Мраковской депрессии имеет следующий вид:

- в целом по объектам группы 2.5.5.5:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -0,36 - 0,0007H_3 + 0,004H_3^P - 0,11\delta_{H_3} + 0,064W_{H_3} -$$

$$- 0,03H_{\text{п}} + 0,081\delta_{H_{\text{п}}} - 0,003W_{H_{\text{п}}} + 0,013m_{\text{г}} + 0,02m_{\text{к}} -$$

$$- 0,02\delta_{m_{\text{г}}}. (R^2 = 0,89) \quad (2.153)$$

Анализ влияния параметров, вошедших в полученные модели (2.112)–(2.153) показывает, что характер влияния этих параметров практически не изменился по сравнению с моделями (2.70)–(2.111), однако степень их влияния безусловно иная, ввиду изменения самой функции. Аналогично, модели, построенные по тектонико-стратиграфическому принципу, имеют большую погрешность, чем модели по группам объектов после проведения глубокой дифференциации. Высокие значения R^2 полученных моделей позволяют использовать их для решения задач разработки.

Необходимо отметить, что $K_{\text{прод}}^{\text{уд}}$ характеризует в большей мере (по сравнению с $K_{\text{прод}}$) фильтрационные способности пород-коллекторов, однако отсутствие в моделях коэффициента проницаемости говорит о низкой его информативности при определении по лабораторным данным для решения задач подобного рода. С другой стороны, те параметры, которые вошли в модели,

видимо связаны с фильтрационными характеристиками, определенными зависимостями и косвенно определяют ее. Высокие значения R^2 полученных моделей подтверждают этот факт.

Моделирование, проведенное выше, показало, что на продуктивность и удельную продуктивность залежей в карбонатных коллекторах существенное влияние оказывают параметры, характеризующие геологическую неоднородность залежей по эффективной нефтенасыщенной толщине, толщине нефтенасыщенных пропластков и пористости. Однако эти параметры $(\delta_{H_3}, W_{H_3}, \Delta_{H_3}, \bar{\Delta}_{H_3}, P_{H_3}, \delta_{H_{II}}, W_{H_{II}}, \Delta_{H_{II}}, \bar{\Delta}_{H_{II}}, P_{H_{II}}, \delta_m, W_m, \Delta_m, \bar{\Delta}_m, P_m)$ представляется возможным определить только после полного разбуривания залежей, причем наиболее достоверные значения этих параметров являются при плотности разбуривания менее 25 га/скв., а количество скважин должно быть не менее 30 на объекте. Иначе говоря, на стадии ввода месторождений в разработку и в большей мере мелких и средних, использование полученных выше моделей не представляется возможным. Возникают неопределенности, которые необходимо устранять. Одним из способов этого устранения является попытка проведения моделирования с использованием параметров, определение которых возможно на стадии составления первых проектных документов.

В связи с этим, на втором этапе при построении моделей параметры геологической неоднородности были исключены. Такой подход при получении удовлетворительных по точности моделей позволяет определять тренды эффективной добычи нефти низкорентабельных объектов с целью вовлечения их в активную разработку.

Для условий турнейских залежей Бирской седловины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.10.10.1:

$$K_{\text{прод}} = -225,7 + 3,06H_3 - 0,73H_3^P - 8,09H_{II} + 0,44m_T - 57,8K_H - 2,94K_P + 0,95t_{\text{пл}} - 0,34K_{\text{неод}} + 5,95K_{II}; (R^2 = 0,420) \quad (2.154)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.2:

$$K_{\text{прод}} = -10,7 + 1,38H_{\text{Э}} - 0,65H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 0,87H_{\text{П}} + 0,06m_{\text{Г}} + 4,91K_{\text{Н}} - \\ - 0,12K_{\text{Р}} + 0,19\mu_{\text{Н}} + 0,02K_{\text{неод}} - 0,10K_{\text{П}}; (R^2 = 0,653) \quad (2.155)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.3:

$$K_{\text{прод}} = -14,4 + 1,25H_{\text{Э}} - 0,44H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 0,01H_{\text{П}} - 0,04m_{\text{Г}} + 17,3K_{\text{Н}} - \\ - 0,35K_{\text{Р}} + 0,01K_{\text{неод}} + 0,85K_{\text{П}}; (R^2 = 0,281) \quad (2.156)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.4:

$$K_{\text{прод}} = -9,01 + 1,33H_{\text{Э}} - 0,69H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 0,57H_{\text{П}} - 0,03m_{\text{Г}} + 2,5K_{\text{Н}} - \\ - 0,12K_{\text{Р}} + 0,27\mu_{\text{Н}} + 0,01K_{\text{неод}} + 0,93K_{\text{П}}; (R^2 = 0,826) \quad (2.157)$$

- по объектам группы 2.4.10.10:

$$K_{\text{прод}} = -8,48 + 1,28H_{\text{Э}} - 0,72H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 0,5H_{\text{П}} - 0,07m_{\text{Г}} + 1,17K_{\text{Н}} - \\ - 0,09K_{\text{Р}} + 0,32\mu_{\text{Н}} - 0,01K_{\text{неод}} + 1,65K_{\text{П}}. (R^2 = 0,574). \quad (2.158)$$

Для условий турнейских залежей Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.18.18.1:

$$K_{\text{прод}} = -27,1 + 0,59H_{\text{Э}} - 8,83H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 8,67H_{\text{П}} + 0,41m_{\text{Г}} - 17,4K_{\text{Н}} + \\ + 33,5K_{\text{Р}} + 0,83K_{\text{неод}}; (R^2 = 0,886) \quad (2.159)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.2:

$$K_{\text{прод}} = 7,47 - 1,88H_{\text{Э}} - 2H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 0,31H_{\text{П}} - 0,13m_{\text{Г}} + 28,4K_{\text{Н}} - 2,66 K_{\text{Р}}; \\ (R^2 = 0,796) \quad (2.160)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.3:

$$K_{\text{прод}} = -375 - 2,25H_{\text{Э}} + 1,52H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 8,78H_{\text{П}} + 8,8m_{\text{Г}} - 263K_{\text{Н}} - \\ - 4,83 K_{\text{Р}} - 6,625\mu_{\text{Н}} + 9,04\mu_0 + 0,60\rho_{\text{Н}} - 1,5K_{\text{неод}}; \\ (R^2 = 0,806) \quad (2.161)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.4:

$$K_{\text{прод}} = -117 - 0,3H_{\text{Э}} + 0,39H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,14H_{\text{П}} + 0,66m_{\text{Г}} - 360K_{\text{Н}} + \\ + 1,23 K_{\text{Р}} + 8,16\mu_{\text{Н}} - 12,3\mu_0 + 0,35\rho_{\text{Н}} + 0,07H_{\text{зал}} - \\ - 0,19K_{\text{неод}} - 13,1K_{\text{П}}; (R^2 = 0,813) \quad (2.162)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.5:

$$K_{\text{прод}} = -90 + 0,85H_{\text{Э}} - 0,04H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,70H_{\text{П}} + 0,63m_{\text{Г}} - 20,8K_{\text{Н}} - \\ - 1,09 K_{\text{Р}} + 0,33\mu_{\text{Н}} - 1,38\mu_0 + 0,16\rho_{\text{Н}} + 0,003H_{\text{зал}} + 0,2P_{\text{нас}} - \\ - 0,2G + 0,95P_{\text{пл}} - 0,18t_{\text{пл}} - 0,35K_{\text{неод}} + 0,08K_{\text{прон}} + 6,95K_{\text{П}}; \\ (R^2 = 0,734) \quad (2.163)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.6:

$$K_{\text{прод}} = -362 - 0,19H_{\text{Э}} - 0,07H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,78H_{\text{П}} + 0,51m_{\text{Г}} + 112K_{\text{Н}} + \\ + 0,87 K_{\text{Р}} - 2,44\mu_{\text{Н}} + 3,315\mu_0 - 0,024\rho_{\text{Н}} + 0,008H_{\text{зал}} +$$

$$+1,05P_{\text{нас}} - 0,02G - 3,44P_{\text{пл}} + 1,06t_{\text{пл}} - 0,88K_{\text{неод}} + 1,25K_{\text{п}}; \\ -0,2G + 0,95P_{\text{пл}} - 0,18t_{\text{пл}} - 0,35K_{\text{неод}} + 0,08K_{\text{прон}} + 6,95K_{\text{п}}; \quad (2.164) \\ (R^2 = 0,628)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.7:

$$K_{\text{прод}} = -173 - 1,21H_{\text{э}} + 4,75H_{\text{э}}^{\text{P}} - 8,35H_{\text{п}} - 0,34m_{\text{г}} + 50,8K_{\text{н}} - \\ -3,71K_{\text{р}} - 3,69\mu_{\text{н}} + 5,79\mu_0 + 0,15\rho_{\text{н}} - 0,001H_{\text{зал}} + \\ +1,58P_{\text{нас}}; (R^2 = 0,748) \quad (2.165)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.8:

$$K_{\text{прод}} = 15,7 - 0,42H_{\text{э}} + 0,003H_{\text{э}}^{\text{P}} + 3,34H_{\text{п}} + 1,18m_{\text{г}} - 43,3K_{\text{н}} + \\ +1,87K_{\text{р}} - 0,65\mu_{\text{н}} + 0,89K_{\text{неод}}; (R^2 = 0,696) \quad (2.166)$$

- по объектам группы 2.4.18.18:

$$K_{\text{прод}} = -43 + 0,29H_{\text{э}} + 0,72H_{\text{э}}^{\text{P}} - 1,2H_{\text{п}} + 0,41m_{\text{г}} - 10,6K_{\text{н}} - \\ -1,34K_{\text{р}} - 0,65\mu_{\text{н}} + 0,57\mu_0 + 0,02\rho_{\text{н}} - 0,01H_{\text{зал}} + 0,4P_{\text{нас}} - \\ -0,21G + 1,22P_{\text{пл}} + 0,08t_{\text{пл}} + 0,01K_{\text{неод}} - 0,006K_{\text{прон}} + \\ +3,5K_{\text{п}}; (R^2 = 0,553). \quad (2.167)$$

Для условий турнейских залежей Благовещенской впадины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.13.13.2:

$$K_{\text{прод}} = 345 + 2,26H_{\text{э}} - 1,34H_{\text{э}}^{\text{P}} - 17,2H_{\text{п}} + 11,6m_{\text{г}} - 584K_{\text{н}}; \quad (2.168) \\ (R^2 = 0,55)$$

- по объектам группы 2.4.13.13.3:

$$K_{\text{прод}} = 720 + 11,4H_{\text{э}} + 3,23H_{\text{э}}^{\text{P}} + 10,7H_{\text{п}} - 1,84m_{\text{г}} - 1239K_{\text{н}}; \quad (2.169) \\ (R^2 = 0,831)$$

- по объектам группы 2.4.13.13:

$$K_{\text{прод}} = 858 - 20,3H_{\text{э}} - 20,6H_{\text{э}}^{\text{P}} + 70,7H_{\text{п}} - 9,71m_{\text{г}} - 1196K_{\text{н}} + \\ +6,92K_{\text{р}} - 49,5\mu_{\text{н}} + 144\mu_0 + 3,55K_{\text{неод}}; (R^2 = 0,727). \quad (2.170)$$

Для условий залежей фаменского яруса Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.3.7.7.1:

$$K_{\text{прод}} = 765 - 1,71H_{\text{э}} + 21,7H_{\text{э}}^{\text{P}} - 39,2H_{\text{п}} + 0,57m_{\text{г}} - 717K_{\text{н}} - \\ -41,2K_{\text{р}} - 5,28\mu_{\text{н}}; (R^2 = 0,797) \quad (2.171)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.2:

$$K_{\text{прод}} = -1124 + 61,5H_{\text{Э}} - 70,7H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 22,4H_{\text{П}} - 34,4m_{\text{Г}} + 1946K_{\text{Н}} + 12,9K_{\text{Р}} - 16\mu_{\text{Н}}; (R^2 = 0,759) \quad (2.172)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.3:

$$K_{\text{прод}} = -544 + 27,5H_{\text{Э}} - 13,6H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 54,1H_{\text{П}} + 27,9m_{\text{Г}}; (R^2 = 0,73). \quad (2.173)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.4:

$$K_{\text{прод}} = 64,2 + 0,74H_{\text{Э}} - 1,54H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 3,62H_{\text{П}} + 3,5m_{\text{Г}} - 115K_{\text{Н}} + 3,8K_{\text{Р}}; (R^2 = 0,683.) \quad (2.174)$$

- по объектам группы 2.3.7.7:

$$K_{\text{прод}} = 6121 + 7,13H_{\text{Э}} - 2,56H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 1,91H_{\text{П}} - 9,28m_{\text{Г}} - 4804K_{\text{Н}} - 27,8K_{\text{Р}} + 239\mu_{\text{Н}} - 680\mu_0 - 26,4.; (R^2 = 0,594) \quad (2.175)$$

Для условий залежей башкирского яруса Башкирского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.6.6.1:

$$K_{\text{прод}} = -119 + 2,31H_{\text{Э}} - 0,37H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 13,9H_{\text{П}} - 0,43m_{\text{Г}} + 107K_{\text{Н}} - 0,19K_{\text{Р}} + 1,47\mu_{\text{Н}} + 1,56K_{\text{неод}}; (R^2 = 0,717) \quad (2.176)$$

- по объектам группы 2.4.6.6.2:

$$K_{\text{прод}} = 305 + 10,3H_{\text{Э}} - 5,82H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 11,7H_{\text{П}} + 0,18m_{\text{Г}} - 359K_{\text{Н}} - 0,54K_{\text{Р}} - 4,02\mu_{\text{Н}}; (R^2 = 0,739) \quad (2.177)$$

- по объектам группы 2.4.6.6:

$$K_{\text{прод}} = 50,3 + 3,58H_{\text{Э}} + 0,24H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 4,33H_{\text{П}} - 0,47m_{\text{Г}} - 44,4K_{\text{Н}} - 1,6K_{\text{Р}} + 1,19\mu_{\text{Н}} - 3,17\mu_0 + 0,01K_{\text{неод}}. (R^2 = 0,629). \quad (2.178)$$

Для условий залежей верейского горизонта Башкирского свода, а также отдельных залежей Верхне-Камской и Благовещенской впадин получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.5.5.1:

$$K_{\text{прод}} = -18,9 - 0,37H_{\text{Э}} + 1,59H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 4,69H_{\text{П}} + 0,17m_{\text{Г}} + 15,7K_{\text{Н}} + 2,84K_{\text{Р}}; (R^2 = 0,813) \quad (2.179)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.2:

$$K_{\text{прод}} = -16,8 + 0,17H_{\text{Э}} + 0,79H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 2,87H_{\text{П}} + 0,09m_{\text{Г}} + 14,4K_{\text{Н}} + 2,51K_{\text{Р}}; (R^2 = 0,897) \quad (2.180)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.3:

$$K_{\text{прод}} = 41,3 + 1,13H_{\text{Э}} - 2,53H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 4,41H_{\text{П}} + 0,04m_{\text{Г}} - 52,9K_{\text{Н}} + 9,8K_{\text{Р}} - 3,28\mu_{\text{Н}}; (R^2 = 0,813) \quad (2.181)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.4:

$$K_{\text{прод}} = 61,08 + 18,1H_3 - 6,92H_3^P + 22,9H_{\Pi} - 6,36m_{\Gamma} - 40,7K_{\text{H}}; \quad (R^2 = 0,739) \quad (2.182)$$

- по объектам группы 2.4.5.5:

$$K_{\text{прод}} = -24,8 + 0,17H_3 + 3,58H_3^P - 1,73H_{\Pi} + 0,06m_{\Gamma} + 25,8K_{\text{H}} - \\ - 1,08K_{\text{p}} - 0,39\mu_{\text{H}} + 0,16K_{\text{неод}} - 5,04K_{\Pi}. \quad (R^2 = 0,698). \quad (2.183)$$

Для условий залежей каширского горизонта Бирской седловины модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.12.12.1:

$$K_{\text{прод}} = 3513 - 3,86H_3 - 3,58H_3^P + 3,39H_{\Pi} - 1656m_{\Gamma} + 2,2K_{\text{p}} - \\ - 0,89K_{\text{неод}}; \quad (R^2 = 0,724) \quad (2.184)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.2:

$$K_{\text{прод}} = 1948 - 4,79H_3 - 4,37H_3^P + 1,54H_{\Pi} - 90,6m_{\Gamma} - 0,51K_{\text{p}} - \\ - 1,18K_{\text{неод}}; \quad (R^2 = 0,674) \quad (2.185)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.3:

$$K_{\text{прод}} = 10569 - 1,29H_3 + 13,9H_3^P - 7,95H_{\Pi} - 500m_{\Gamma} - 21,3K_{\text{p}} + \\ + 0,46K_{\text{неод}}; \quad (R^2 = 0,650) \quad (2.186)$$

- по объектам группы 2.4.12.12:

$$K_{\text{прод}} = 10139 - 2,95H_3 + 2,78H_3^P + 4,52H_{\Pi} - 480m_{\Gamma} - K_{\text{p}} - \\ - 0,05K_{\text{неод}}. \quad (R^2 = 0,612) \quad (2.187)$$

Для условий залежей каширского горизонта Верхне-Камской впадины модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.3.3.1:

$$K_{\text{прод}} = 404 + 1,74H_3 + 1,91H_3^P - 1,68H_{\Pi} + 1,25m_{\Gamma} - 468K_{\text{H}} + \\ + 4,06K_{\text{p}} - 10,5\mu_{\text{H}}; \quad (R^2 = 0,619) \quad (2.188)$$

- по объектам группы 2.4.3.3.2:

$$K_{\text{прод}} = 5854 + 4,1H_3 + 23,4H_3^P + 27,3H_{\Pi} + 144m_{\Gamma} - 13233K_{\text{H}} - \\ - 9,5K_{\text{p}} + 118\mu_{\text{H}} + 10,7K_{\text{неод}} - 801K_{\Pi}; \quad (R^2 = 0,592) \quad (2.189)$$

- по объектам группы 2.4.3.3:

$$K_{\text{прод}} = 48024 + 4,1H_3 + 23,4H_3^P + 27,3H_{\Pi} + 144m_{\Gamma} - 19224K_{\text{H}} - \\ - 9,5K_{\text{p}} - 158\mu_{\text{H}} + 738\mu_0 - 46,1\rho_{\text{H}} + 10,7K_{\text{неод}} - 801K_{\Pi}. \quad (R^2 = 0,53) \quad (2.190)$$

Для условий залежей каширского горизонта Башкирского свода модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.7.7.1:

$$K_{\text{прод}} = -14,3 + 1,40H_{\text{э}} + 3,33H_{\text{э}}^{\text{P}} + 2,18H_{\text{п}} + 0,06m_{\text{г}}; (R^2 = 0,630) \quad (2.191)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.2:

$$K_{\text{прод}} = 525 + 5,37H_{\text{э}} - 11,7H_{\text{э}}^{\text{P}} - 101H_{\text{п}} - 9,229m_{\text{г}} - 28,6K_{\text{н}}; \\ (R^2 = 0,630) \quad (2.192)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.3:

$$K_{\text{прод}} = -498 - 5,62H_{\text{э}} - 36,5H_{\text{э}}^{\text{P}} + 392H_{\text{п}} - m_{\text{г}} + 73,3K_{\text{р}}; \\ (R^2 = 0,601) \quad (2.193)$$

- по объектам группы 2.4.7.7:

$$K_{\text{прод}} = 9,46 + 1,73H_{\text{э}} - 25,4H_{\text{э}}^{\text{P}} + 33,2H_{\text{п}} + 0,44m_{\text{г}} - 17,1K_{\text{н}} \\ + 19,97K_{\text{р}} - 5,7K_{\text{неод}}. (R^2 = 0,503) \quad (2.194)$$

Модель для прогноза коэффициента продуктивности залежей сакмарского, ассельского, артинского и кунгурского ярусов Мраковской депрессии имеет следующий вид:

$$K_{\text{прод}} = 463 - 0,07H_{\text{э}} - 0,12H_{\text{э}}^{\text{P}} + 1,03H_{\text{п}} + 1,05m_{\text{г}} - 153K_{\text{н}} + \\ + 1,14K_{\text{р}} + 43,1\mu_{\text{н}} - 39,7\mu_0 - 0,47H_{\text{зал}} - 43,3K_{\text{неод}}. \\ (R^2 = 0,897) \quad (2.195)$$

Анализ полученных моделей показывает, что коэффициенты детерминации снизились в среднем на 10-15% по сравнению с моделями, построенными с использованием полного комплекса имеющейся информации по геологической неоднородности объектов. Несмотря на то, что погрешности оценки $K_{\text{прод}}$ несколько увеличились, тем не менее полученные модели могут быть использованы на стадии ввода месторождений в разработку. Сопоставление направления влияния одноименных параметров на изменение продуктивности показывает, что во втором варианте (модели (2.154)–(2.195)) это направление на 70% не изменилось по отношению к первому (модели (2.70)–(2.111)). Изменение направления влияния связано с эмерджентностью системы и сильной корреляцией отдельных параметров, характеризующих неоднородность со средними значениями. Так, например, с ростом средней эффективной нефтенасыщенной

толщины неоднородность по этому параметру, отражаемая с помощью среднеквадратичного отклонения также растет, а отражаемая с помощью вариации снижается (т. к. среднее значение находится в знаменателе). Поскольку априори мы не можем сказать, что оказывает большее влияние на продуктивность – толщинные свойства пород-коллекторов или неоднородность по параметрам, отражающим эти свойства, может произойти ситуация, в которой возможно неправильное толкование физического смысла влияния параметров на продуктивность. И только внутренний и всесторонний анализ позволяет определить истинное влияние того или иного аргумента на изменение функции.

В связи с этим при исключении параметров геологической неоднородности и происходит изменение знака влияния средних значений на продуктивность. Эти факты необходимо иметь ввиду для исключения ошибок при интерпретации моделей.

В целом направление влияния параметров в полученных моделях с учетом проведенных выше результатов анализа соответствует классическим представлениям.

Относительно удельного коэффициента продуктивности для условий турнейских залежей Бирской седловины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.10.10.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -3185 + 4,89H_3 - 1,67H_3^P - 8,2H_{\text{п}} + 1,06m_{\text{г}} - 200K_{\text{н}} - 4,16K_{\text{р}} + 3,83\rho_{\text{н}} - 0,19t_{\text{пл}} - 0,49K_{\text{неод}} + 12,6K_{\text{п}}; \\ (R^2 = 0,552) \quad (2.196)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -3,77 + 0,22H_3 - 0,29H_3^P + 0,19H_{\text{п}} - 0,05m_{\text{г}} + 11K_{\text{н}} + 0,17K_{\text{р}} - 0,22\mu_{\text{н}} + 0,01K_{\text{неод}} + 0,14K_{\text{п}}; (R^2 = 0,612) \quad (2.197)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 0,68 + 0,51H_3 - 0,67H_3^P - 0,06H_{\text{п}} - 0,04m_{\text{г}} + 0,17K_{\text{н}} + 0,2K_{\text{р}} + 0,02K_{\text{неод}} + 0,41K_{\text{п}}; (R^2 = 0,14) \quad (2.198)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.4:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -3,22 + 0,22H_3 - 0,35H_3^P + 0,12H_{\text{п}} - 0,06m_{\text{г}} + 11K_{\text{н}} + 0,2K_{\text{р}} - 0,23\mu_{\text{н}} + 0,01K_{\text{неод}} + 0,79K_{\text{п}}; (R^2 = 0,307) \quad (2.199)$$

- по объектам группы 2.4.10.10:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 1090 + 0,23H_{\text{Э}} - 0,32H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 0,13H_{\text{П}} - 0,07m_{\text{Г}} - 244K_{\text{Н}} + \\ + 0,14K_{\text{Р}} + 9,97\mu_{\text{Н}} - 0,42\rho_{\text{Н}} - 2,47t_{\text{ПЛ}} + 0,24K_{\text{П}}. (R^2 = 0,265) \quad (2.200)$$

Для условий турнейских залежей Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.18.18.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -5,09 + 0,1H_{\text{Э}} - 1,29H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 1,23H_{\text{П}} + 0,11m_{\text{Г}} - 1,12K_{\text{Н}} + \\ + 4,57K_{\text{Р}} + 0,22K_{\text{неод}}; (R^2 = 0,834) \quad (2.201)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 2,27 - 0,47H_{\text{Э}} - 0,37H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 0,02H_{\text{П}} - 0,04m_{\text{Г}} + 4,62K_{\text{Н}} - \\ - 0,33K_{\text{Р}}; (R^2 = 0,798) \quad (2.202)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -78,4 - 0,41H_{\text{Э}} + 0,54H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 2,8H_{\text{П}} + 1,81m_{\text{Г}} - 61,7K_{\text{Н}} - \\ - 2,31K_{\text{Р}} - 1,51\mu_{\text{Н}} + 2,21\mu_0 + 0,13\rho_{\text{Н}} - 0,48K_{\text{неод}}; \\ (R^2 = 0,776) \quad (2.203)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.4:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -20,1 - 0,02H_{\text{Э}} - 0,08H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 0,03H_{\text{П}} + 0,17m_{\text{Г}} - 133K_{\text{Н}} + \\ + 0,2K_{\text{Р}} + 3,28\mu_{\text{Н}} - 4,76\mu_0 + 0,09\rho_{\text{Н}} + 0,03H_{\text{зал}} - 0,08K_{\text{неод}} - \\ - 3K_{\text{П}}; (R^2 = 0,841) \quad (2.204)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.5:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -5,6 + 0,16H_{\text{Э}} + 0,006H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,28H_{\text{П}} + 0,10m_{\text{Г}} - 2,62K_{\text{Н}} - \\ - 0,29K_{\text{Р}} + 0,05\mu_{\text{Н}} - 0,17\mu_0 + 0,01\rho_{\text{Н}} + 0,002H_{\text{зал}} - \\ - 0,007P_{\text{нас}} - 0,03G + 0,09P_{\text{ПЛ}} - 0,01t_{\text{ПЛ}} - 0,03K_{\text{неод}} + \\ + 0,0009K_{\text{проН}} + 0,76K_{\text{П}}; (R^2 = 0,697) \quad (2.205)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.6:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -53,4 - 0,006H_{\text{Э}} + 0,03H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,35H_{\text{П}} + 0,07m_{\text{Г}} + 11K_{\text{Н}} - \\ - 0,01K_{\text{Р}} - 0,42\mu_{\text{Н}} + 0,46\mu_0 - 0,007\rho_{\text{Н}} + 0,001H_{\text{зал}} + \\ + 0,26P_{\text{нас}} - 0,06G - 0,355P_{\text{ПЛ}} + 0,17t_{\text{ПЛ}} - 0,07K_{\text{неод}} + \\ + 0,06K_{\text{П}}; (R^2 = 0,713) \quad (2.206)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.7:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -20,8 - 0,07H_{\text{Э}} + 0,49H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 1,12H_{\text{П}} + 0,026m_{\text{Г}} + 3,96K_{\text{Н}} - \\ - 0,51K_{\text{Р}} - 0,34\mu_{\text{Н}} + 0,51\mu_0 + 0,02\rho_{\text{Н}} + 0,0001H_{\text{зал}} + 0,1P_{\text{нас}}; \\ (R^2 = 0,746) \quad (2.207)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.8:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 2,37 - 0,05H_{\text{Э}} + 0,07H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 0,21H_{\text{П}} + 0,22m_{\text{Г}} - 6,66K_{\text{Н}} + 0,13K_{\text{Р}} - 0,11\mu_{\text{Н}} + 0,2K_{\text{неод}}; (R^2 = 0,762) \quad (2.208)$$

- по объектам группы 2.4.18.18:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -3,43 + 0,08H_{\text{Э}} + 0,01H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,19H_{\text{П}} + 0,05m_{\text{Г}} - 1,38K_{\text{Н}} - 0,18K_{\text{Р}} - 0,07\mu_{\text{Н}} + 0,06\mu_0 + 0,0009\rho_{\text{Н}} - 0,001H_{\text{зал}} + 0,09P_{\text{нас}} - 0,03G + 0,12P_{\text{пл}} + 0,01t_{\text{пл}} - 0,036K_{\text{неод}} - 0,03K_{\text{прон}} + 0,64K_{\text{П}}; (R^2 = 0,596). \quad (2.209)$$

Для условий турнейских залежей Благовещенской впадины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.13.13.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 28,2 + 0,14H_{\text{Э}} - 0,11H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 1,37H_{\text{П}} + 0,89m_{\text{Г}} - 46,5K_{\text{Н}}; (R^2 = 0,793). \quad (2.210)$$

- по объектам группы 2.4.13.13.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 59 + 0,97H_{\text{Э}} + 0,27H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 1,03H_{\text{П}} - 0,01m_{\text{Г}} - 104K_{\text{Н}}; (R^2 = 0,75). \quad (2.211)$$

- по объектам группы 2.4.13.13:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 62,1 - 1,54H_{\text{Э}} - 1,62H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 5,84H_{\text{П}} - 0,66m_{\text{Г}} - 84,3K_{\text{Н}} + 0,55K_{\text{Р}} - 5,57\mu_{\text{Н}} + 12,5\mu_0 + 0,31K_{\text{неод}}. (R^2 = 0,617). \quad (2.212)$$

Для условий фаменских залежей Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.3.7.7.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 118 - 0,12H_{\text{Э}} + 3,57H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 6,62H_{\text{П}} - 0,01m_{\text{Г}} - 106K_{\text{Н}} - 7,67K_{\text{Р}} - 0,86\mu_{\text{Н}}; (R^2 = 0,813) \quad (2.213)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -133 + 4,28H_{\text{Э}} - 4,58H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 1,37H_{\text{П}} - 2,45m_{\text{Г}} + 204K_{\text{Н}} - 1,28K_{\text{Р}} - 0,978\mu_{\text{Н}}; (R^2 = 0,801) \quad (2.214)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -38,7 + 1,99H_{\text{Э}} - 1,01H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 3,88H_{\text{П}} + 2,01m_{\text{Г}}; (R^2 = 0,812) \quad (2.215)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.4:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 11,2 + 0,07H_{\text{Э}} - 0,17H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 0,35H_{\text{П}} + 0,45m_{\text{Г}} - 17,6K_{\text{Н}} + 0,27K_{\text{Р}}; (R^2 = 0,701) \quad (2.216)$$

- по объектам группы 2.3.7.7:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 560 + 0,53H_{\text{э}} - 0,16H_{\text{э}}^{\text{р}} - 0,25H_{\text{п}} - 0,60m_{\text{г}} - 448K_{\text{н}} - 2,43K_{\text{р}} + 21,1\mu_{\text{н}} - 60,3\mu_0 - 2K_{\text{неод}}. (R^2 = 0,490). \quad (2.217)$$

Для условий залежей башкирского яруса Башкирского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.6.6.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -23,9 + 0,51H_{\text{э}} + 0,12H_{\text{э}}^{\text{р}} + 1,12H_{\text{п}} - 0,13m_{\text{г}} + 25,4K_{\text{н}} - 0,46K_{\text{р}} + 0,33\mu_{\text{н}} + 0,26K_{\text{неод}}; (R^2 = 0,829). \quad (2.218)$$

- по объектам группы 2.4.6.6.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 218 + 8,22H_{\text{э}} - 6,37H_{\text{э}}^{\text{р}} + 12,3H_{\text{п}} + 0,2m_{\text{г}} - 259K_{\text{н}} + 0,11K_{\text{р}} - 2,96\mu_{\text{н}}; (R^2 = 0,702). \quad (2.219)$$

- по объектам группы 2.4.6.6:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 21,1 + 0,81H_{\text{э}} - 0,01H_{\text{э}}^{\text{р}} - 0,54H_{\text{п}} - 0,08m_{\text{г}} - 21K_{\text{н}} - 0,43K_{\text{р}} + 0,61\mu_{\text{н}} - 1,48\mu_0 + 0,04K_{\text{неод}}. (R^2 = 0,643). \quad (2.220)$$

Для условий залежей верейского горизонта Башкирского свода, а также отдельных залежей Верхне-Камской и Благовещенской впадин получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.5.5.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -4,65 - 0,24H_{\text{э}} + 0,31H_{\text{э}}^{\text{р}} - 1,31H_{\text{п}} + 0,05m_{\text{г}} + 4,35K_{\text{н}} + 0,86K_{\text{р}}; (R^2 = 0,797). \quad (2.221)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -3,58 + 0,04H_{\text{э}} + 0,07H_{\text{э}}^{\text{р}} - 0,8H_{\text{п}} + 0,02m_{\text{г}} + 3,61K_{\text{н}} + 0,59K_{\text{р}}; (R^2 = 0,75). \quad (2.222)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 11,9 + 0,31H_{\text{э}} - 0,83H_{\text{э}}^{\text{р}} + 1,18H_{\text{п}} + 0,01m_{\text{г}} - 14,6K_{\text{н}} + 2,6K_{\text{р}} - 0,87\mu_{\text{н}}; (R^2 = 0,82). \quad (2.223)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.4:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 17,5 + 5,06H_{\text{э}} - 1,99H_{\text{э}}^{\text{р}} + 6,42H_{\text{п}} - 1,78m_{\text{г}} - 11,5K_{\text{н}}; (R^2 = 0,763). \quad (2.224)$$

- по объектам группы 2.4.5.5:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -6,75 + 0,05H_{\text{э}} + 0,87H_{\text{э}}^{\text{р}} - 0,5H_{\text{п}} + 0,02m_{\text{г}} + 7,55K_{\text{н}} - 0,4K_{\text{р}} - 0,07\mu_{\text{н}} + 0,05K_{\text{неод}} - 1,43K_{\text{п}}. (R^2 = 0,591) \quad (2.225)$$

Для условий залежей каширского горизонта Бирской седловины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.12.12.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 1397 - 1,6H_3 - 1,95H_3^P + 1,15H_{\Pi} - 65,6m_{\Gamma} + 0,84K_p - 0,39K_{\text{неод}}; (R^2 = 0,68). \quad (2.226)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 834 - 1,88H_3 - 2,27H_3^P + 0,57H_{\Pi} - 38,7m_{\Gamma} - 0,12K_p - 0,48K_{\text{неод}}; (R^2 = 0,634). \quad (2.227)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 3253 - 0,80H_3 + 2,39H_3^P - 1,21H_{\Pi} - 153m_{\Gamma} - 3,69K_p + 0,001K_{\text{неод}}; (R^2 = 0,598). \quad (2.228)$$

- по объектам группы 2.4.12.12:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 3664 - 1,15H_3 + 0,42H_3^P + 1,47H_{\Pi} - 173m_{\Gamma} - 0,35K_p - 0,07K_{\text{неод}}; (R^2 = 0,43). \quad (2.229)$$

Для условий залежей каширского горизонта Верхне-Камской впадины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.3.3.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 107 + 0,45H_3 + 0,43H_3^P - 0,43H_{\Pi} + 0,331m_{\Gamma} - 123K_{\Pi} + 1,02K_p - 2,76\mu_{\Pi}; (R^2 = 0,631). \quad (2.230)$$

- по объектам группы 2.4.3.3.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 1816 + 1,14H_3 + 7H_3^P + 8,57H_{\Pi} + 44,5m_{\Gamma} - 4096K_{\Pi} - 3,14K_p + 36,4\mu_{\Pi} + 3,28K_{\text{неод}} - 247K_{\Pi}; (R^2 = 0,549). \quad (2.231)$$

- по объектам группы 2.4.3.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 14841 + 1,14H_3 + 7H_3^P + 8,57H_{\Pi} + 44,5m_{\Gamma} - 5931K_{\Pi} - 3,14K_p - 51,1\mu_{\Pi} + 231\mu_0 - 14,2\rho_{\Pi} + 3,28K_{\text{неод}} - 247K_{\Pi}. \quad (R^2 = 0,484). \quad (2.232)$$

Для условий залежей каширского горизонта Башкирского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.7.7.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -5,44 + 0,52H_3 + 1,18H_3^P + 0,92H_{\Pi} + 0,03m_{\Gamma}; (R^2 = 0,599). \quad (2.233)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 206 + 2,08H_{\text{э}} - 4,76H_{\text{э}}^{\text{р}} - 39,9H_{\text{п}} - 3,61m_{\text{г}} - 110K_{\text{н}}; \\ (R^2 = 0,514). \quad (2.234)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -190 - 2,15H_{\text{э}} - 14,3H_{\text{э}}^{\text{р}} + 150H_{\text{п}} - m_{\text{г}} + 28,2K_{\text{р}}; \\ (R^2 = 0,496). \quad (2.235)$$

- по объектам группы 2.4.7.7:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 1,69 + 0,65H_{\text{э}} - 10H_{\text{э}}^{\text{р}} + 13,5H_{\text{п}} + 0,2m_{\text{г}} - 5,64K_{\text{н}} + 7,9K_{\text{р}} - \\ - 2,17K_{\text{неод}} \quad (R^2 = 0,37). \quad (2.236)$$

Модель для прогноза удельного коэффициента продуктивности залежей сакмарского, артинского, ассельского и кунгурского возрастов Мраковской депрессии имеет следующий вид:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 13,3 - 0,001H_{\text{э}} - 0,005H_{\text{э}}^{\text{р}} + 0,01H_{\text{п}} + 0,02m_{\text{г}} - 4,83K_{\text{н}} + \\ + 0,02K_{\text{р}} + 1,56\mu_{\text{н}} - 1,56\mu_0 - 0,01\rho_{\text{н}} - 2,33K_{\text{неод}}. \quad (R^2 = 0,37). \quad (2.237)$$

Анализ полученных зависимостей показал, что в условиях отсутствия параметров геологической неоднородности в отдельные модели вошли коэффициент проницаемости, определенный по данным лабораторных исследований. Из моделей (2.196)–(2.235) видно, что характер влияния параметров на $K_{\text{прод}}^{\text{уд}}$ практически не изменился, хотя их набор в условиях использования ограниченного объема информации естественно иной, а точность прогноза снизилась. Так, например, среднее значение параметра R^2 снизилось по сравнению с моделями (2.154)–(2.189) на 14 %. Ввиду низких значений R^2 моделей, построенных для условий групп 2.4.10.10.3, 2.4.10.10 (по $K_{\text{прод}}^{\text{уд}}$) и 2.4.10.10.3 (по $K_{\text{прод}}$) использование их в практике не представляется возможным. Необходимо также отметить более низкие значения коэффициентов детерминации моделей, построенных для условий групп объектов, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу. В этих условиях более предпочтительно использовать модели, полученные по группам, выделенным при проведении глубокой дифференциации. Использование моделей групп объектов, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу, может иметь место в

случае отсутствия моделей по выделенным группам в результате глубокой идентификации, либо для залежей, не входящих ни в одну из вновь выделенных групп.

И наконец, на заключительном этапе было проведено моделирование продуктивности и удельной продуктивности по скважинам выделенных групп объектов с использованием косвенной информации. Получение таких моделей позволяет оценивать и прогнозировать реальные значения коэффициентов продуктивности и удельной продуктивности в условиях неопределенностей, различного рода «шумов» и ограниченного объема проведенных гидродинамических исследований добывающих скважин.

При моделировании использовались значения продуктивности скважин, определенные в период после выхода скважин на МОД и его стабилизации, то есть в момент полной очистки призабойной зоны от продуктов бурения.

Для условий скважин турнейского яруса Бирской седловины получены следующие модели:

- по скважинам объектов группы 2.4.10.10.1:

$$K_{\text{прод}} = 5,63 + 0,49H_3^P - 0,65H_{\Pi} - 0,04m_{\Gamma} - 5,36K_{\text{H}} - 0,3K_{\text{P}} + 1,9K_{\Pi} \quad (R^2 = 0,19). \quad (2.238)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.10.10.2:

$$K_{\text{прод}} = -27,8 - 1,4H_3^P + 0,27H_{\Pi} - 0,31m_{\Gamma} + 66,6K_{\text{H}} + 2,15K_{\text{P}} - 1,19\mu_{\text{H}} + 6,36K_{\Pi}; \quad (R^2 = 0,67). \quad (2.239)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.10.10.3:

$$K_{\text{прод}} = 13,9 + 0,08H_3^P + 0,78H_{\Pi} + 0,01m_{\Gamma} - 17,4K_{\text{H}} + 0,18K_{\text{P}} + 0,26K_{\Pi}; \quad (R^2 = 0,222). \quad (2.240)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.10.10.4:

$$K_{\text{прод}} = -15,7 - 0,83H_3^P + 0,78H_{\Pi} - 0,2m_{\Gamma} + 38,2K_{\text{H}} + 1,38K_{\text{P}} - 0,71\mu_{\text{H}} + 4,4K_{\Pi}; \quad (R^2 = 0,5). \quad (2.241)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.10.10:

$$K_{\text{прод}} = -12,2 - 0,64H_3^P + 0,33H_{\Pi} - 0,2m_{\Gamma} + 35K_{\text{H}} + 1,1K_{\text{P}} - 0,72\mu_{\text{H}} + 4,18K_{\Pi}. \quad (R^2 = 0,132). \quad (2.242)$$

Для условий скважин турнейского яруса Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.1:

$$K_{\text{прод}} = -8,85 - 6,55H_9^P + 6,48H_{\Pi} + 0,4m_{\Gamma} - 29,7K_{\text{H}} + 27,1K_{\text{p}}; \\ (R^2 = 0,773) \quad (2.243)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.2:

$$K_{\text{прод}} = -1,12 - 1,34H_9^P - 0,03H_{\Pi} + 0,07m_{\Gamma} + 57,2K_{\text{H}} - 2,4K_{\text{p}} - \\ - 2,22\mu_{\text{H}}; (R^2 = 0,773) \quad (2.244)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.3:

$$K_{\text{прод}} = -1539 - 5,01H_9^P + 7,7H_{\Pi} + 9,72m_{\Gamma} - 267K_{\text{H}} + 7,22K_{\text{p}} - \\ - 2,58\mu_{\text{H}} + 1,9\rho_{\text{H}} + 0,02H_{\text{зал}} - 16,4K_{\Pi}; (R^2 = 0,696) \quad (2.245)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.4:

$$K_{\text{прод}} = 433 + 0,12H_9^P + 0,21H_{\Pi} + 0,625m_{\Gamma} - 119K_{\text{H}} + 1,35K_{\text{p}} + \\ + 0,05\mu_{\text{H}} - 0,51\rho_{\text{H}} + 0,04H_{\text{зал}} + 6,38P_{\text{нас}} - 9,04K_{\Pi}; \\ (R^2 = 0,69) \quad (2.246)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.5:

$$K_{\text{прод}} = -91 + 0,59H_9^P - 0,87H_{\Pi} + 0,53m_{\Gamma} - 20,3K_{\text{H}} - 0,69K_{\text{p}} - \\ - 0,61\mu_{\text{H}} + 0,12\rho_{\text{H}} - 0,004H_{\text{зал}} + 0,24P_{\text{нас}} - 0,21G + 1,24P_{\text{пл}} - \\ - 0,03t_{\text{пл}} + 0,06K_{\text{прон}} + 5,51K_{\Pi}; (R^2 = 0,592) \quad (2.247)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.6:

$$K_{\text{прод}} = 60,3 + 0,03H_9^P - 0,007H_{\Pi} + 0,11m_{\Gamma} + 291K_{\text{H}} + 0,79K_{\text{p}} + \\ + 2,4\mu_{\text{H}} + 0,41\rho_{\text{H}} + 0,006H_{\text{зал}} - 8,54P_{\text{нас}} + 2,95G - 14,2P_{\text{пл}} - \\ - 1,59t_{\text{пл}} - 0,33K_{\text{прон}} + 4,34K_{\Pi}; (R^2 = 0,535) \quad (2.248)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.7:

$$K_{\text{прод}} = -338 + 1,9H_9^P - 5,04H_{\Pi} - 0,12m_{\Gamma} - 22,4K_{\text{H}} - 1,19K_{\text{p}} + \\ + 1,12\mu_{\text{H}} + 0,42\rho_{\text{H}} - 0,01H_{\text{зал}} - 3,37P_{\text{нас}} + 1,41G + 0,25P_{\text{пл}} \\ (R^2 = 0,623) \quad (2.249)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.8:

$$K_{\text{прод}} = 16,9 - 0,63H_9^P + 4,19H_{\Pi} + 0,99m_{\Gamma} - 40,9K_{\text{H}} + 1,57K_{\text{p}} - \\ - 0,35\mu_{\text{H}}; (R^2 = 0,601) \quad (2.250)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18:

$$K_{\text{прод}} = -58,5 + 0,78H_9^P - 1,07H_{\Pi} + 0,49m_{\Gamma} - 9,62K_{\text{H}} - 1,15K_{\text{p}} - \\ - 0,36\mu_{\text{H}} + 0,06\rho_{\text{H}} - 0,01H_{\text{зал}} + 0,38P_{\text{нас}} - 0,21G + 1,29P_{\text{пл}} + \\ + 0,04t_{\text{пл}} + 0,002K_{\text{прон}} + 3,24K_{\Pi}. (R^2 = 0,491) \quad (2.251)$$

Для условий скважин турнейского яруса Благовещенской впадины получены следующие модели:

- по скважинам объектов группы 2.4.13.13.2:

$$K_{\text{прод}} = -288 + 0,9H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 11,3H_{\text{П}} - 9,21m_{\text{Г}} + 493K_{\text{Н}} - 1,02K_{\text{Р}}; \quad (R^2 = 0,491) \quad (2.252)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.13.13.3:

$$K_{\text{прод}} = -152 - 5,27H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 30,8H_{\text{П}} - 3,78m_{\text{Г}} + 277K_{\text{Н}} + 2,42K_{\text{Р}}; \quad (R^2 = 0,584) \quad (2.253)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.13.13:

$$K_{\text{прод}} = 207 - 0,31H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 3,62H_{\text{П}} - 4,13m_{\text{Г}} + 149K_{\text{Н}} - 0,44K_{\text{Р}} + 0,82\mu_{\text{Н}} - 0,31\rho_{\text{Н}}. \quad (R^2 = 0,497) \quad (2.254)$$

Для условий скважин фаменского яруса Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по скважинам объектов группы 2.3.7.7.1:

$$K_{\text{прод}} = -44951 + 11,2H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 18,8H_{\text{П}} - 0,4m_{\text{Г}} - 3484K_{\text{Н}} - 29,8K_{\text{Р}} - 415,7\mu_{\text{Н}} + 60,5\rho_{\text{Н}}; \quad (R^2 = 0,584) \quad (2.255)$$

- по скважинам объектов группы 2.3.7.7.2:

$$K_{\text{прод}} = -19126 + 110H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 21,4H_{\text{П}} - 34,7m_{\text{Г}} + 23348K_{\text{Н}} - 647,2K_{\text{Р}} + 62,8\mu_{\text{Н}}; \quad (R^2 = 0,584) \quad (2.256)$$

- по скважинам объектов группы 2.3.7.7.3:

$$K_{\text{прод}} = -10744 + 17,3H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 120H_{\text{П}} - 98m_{\text{Г}} + 12524K_{\text{Н}}; \quad (R^2 = 0,418) \quad (2.257)$$

- по скважинам объектов группы 2.3.7.7.4:

$$K_{\text{прод}} = 260 - 0,35H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,05H_{\text{П}} + 2,91m_{\text{Г}} - 327K_{\text{Н}} + 6,1K_{\text{Р}} - 1,03\mu_{\text{Н}}; \quad (R^2 = 0,592) \quad (2.258)$$

- по скважинам объектов группы 2.3.7.7:

$$K_{\text{прод}} = -29995 + 2,7H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 5,4H_{\text{П}} + 1,5m_{\text{Г}} - 2416K_{\text{Н}} - 9,7K_{\text{Р}} - 278\mu_{\text{Н}} + 40,5\rho_{\text{Н}}. \quad (R^2 = 0,368) \quad (2.259)$$

Для условий скважин башкирского яруса Башкирского свода получены следующие модели:

- по скважинам объектов группы 2.4.6.6.1:

$$K_{\text{прод}} = 27,9 + 3,42H_9^P - 15,7H_{\Pi} - 0,72m_{\Gamma} + 1,38K_{\text{H}} - 3,54K_{\text{p}} - 0,11\mu_{\text{H}}; (R^2 = 0,462) \quad (2.260)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.6.6.2:

$$K_{\text{прод}} = -8,37 + 6,71H_9^P - 14H_{\Pi} - 1,27m_{\Gamma} + 43,6K_{\text{H}} - 6,27K_{\text{p}} + 0,31\mu_{\text{H}}; (R^2 = 0,607) \quad (2.261)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.6.6:

$$K_{\text{прод}} = -59,6 + 4,79H_9^P - 13,1H_{\Pi} - 0,65m_{\Gamma} + 83,8K_{\text{H}} - 4,42K_{\text{p}} + 0,68\mu_{\text{H}} + 0,008\rho_{\text{H}}. (R^2 = 0,538) \quad (2.262)$$

Для условий скважин верейского горизонта Башкирского свода, а также отдельных залежей Верхне-Камской и Благовещенской впадины получены следующие модели:

- по скважинам объектов группы 2.4.5.5.1:

$$K_{\text{прод}} = -20,2 + 2H_9^P - 5H_{\Pi} + 0,16m_{\Gamma} + 18,1K_{\text{H}} + 1,81K_{\text{p}} - 0,66K_{\Pi}; (R^2 = 0,697) \quad (2.263)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.5.5.2:

$$K_{\text{прод}} = -57,1 + 5,97H_9^P - 2,59H_{\Pi} - 0,01m_{\Gamma} + 69,8K_{\text{H}} - 4,82K_{\text{p}} - 10,2K_{\Pi}; (R^2 = 0,589) \quad (2.264)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.5.5.3:

$$K_{\text{прод}} = 376 - 29,3H_9^P + 20,9H_{\Pi} - 0,64m_{\Gamma} - 414K_{\text{H}} + 30,7K_{\text{p}} - 7,59\mu_{\text{H}} + 57,5K_{\Pi}; (R^2 = 0,594) \quad (2.265)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.5.5.4:

$$K_{\text{прод}} = 575 - 20,15H_9^P - 95,8H_{\Pi} + 8,02m_{\Gamma} - 256K_{\text{H}} - 111K_{\text{p}}; (R^2 = 0,498) \quad (2.266)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.5.5:

$$K_{\text{прод}} = -31,5 + 3,79H_9^P - 2,25H_{\Pi} + 0,09m_{\Gamma} + 34,6K_{\text{H}} - 1,84K_{\text{p}} - 0,08\mu_{\text{H}} - 5,22K_{\Pi}. (R^2 = 0,397). \quad (2.267)$$

Для условий скважин каширского горизонта Бирской седловины модели имеют следующий вид:

- по скважинам объектов группы 2.4.12.12.1:

$$K_{\text{прод}} = 6096 + 1,7H_9^P + 2,79H_{\Pi} - 289m_{\Gamma} - 0,88K_{\text{p}}; (R^2 = 0,397) \quad (2.268)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.12.12.2:

$$K_{\text{прод}} = 7768 - 2,55H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 9,5H_{\text{П}} - 368m_{\text{Г}} + 0,66K_{\text{Р}}; (R^2 = 0,574) \quad (2.269)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.12.12.3:

$$K_{\text{прод}} = 9538 + 20,9H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 16,8H_{\text{П}} - 452m_{\text{Г}} - 35,5K_{\text{Р}} + 0,69K_{\text{прон}}; (R^2 = 0,574) \quad (2.270)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.12.12:

$$K_{\text{прод}} = 5802 + 1,37H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 3H_{\text{П}} - 274m_{\text{Г}} - 2,24K_{\text{Н}}. (R^2 = 0,574) \quad (2.271)$$

Для условий скважин каширского горизонта Верхне-Камской впадины модели имеют следующий вид:

- по скважинам объектов группы 2.4.3.3.1:

$$K_{\text{прод}} = -7033 + 1,54H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,32H_{\text{П}} + 4,63m_{\text{Г}} - 2246K_{\text{Н}} + 2,6K_{\text{Р}} - 194\mu_{\text{Н}} + 12\rho_{\text{Н}}; (R^2 = 0,546) \quad (2.272)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.3.3.2:

$$K_{\text{прод}} = -5718 + 9,73H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 32,3H_{\text{П}} - 134m_{\text{Г}} + 12587K_{\text{Н}} - 14,5K_{\text{Р}} - 102\mu_{\text{Н}} + 515K_{\text{П}}; (R^2 = 0,486) \quad (2.273)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.3.3:

$$K_{\text{прод}} = -53438 + 11,8H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 40,4H_{\text{П}} - 167m_{\text{Г}} + 4517K_{\text{Н}} - 16,2K_{\text{Р}} - 271\mu_{\text{Н}} + 73,3\rho_{\text{Н}} - 8,2H_{\text{зал}} + 644K_{\text{П}}. (R^2 = 0,414) \quad (2.274)$$

Для условий скважин каширского горизонта Башкирского свода модели имеют следующий вид:

- по скважинам объектов группы 2.4.7.7.1:

$$K_{\text{прод}} = 123 + 5,45H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 26H_{\text{П}} - 1,97m_{\text{Г}} - 88,5K_{\text{Н}}; (R^2 = 0,414) \quad (2.275)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.7.7.2:

$$K_{\text{прод}} = -491 - 23,8H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 140H_{\text{П}} + 7,01m_{\text{Г}} + 233K_{\text{Н}} + 35,8K_{\text{Р}}; (R^2 = 0,529). \quad (2.276)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.7.7.3:

$$K_{\text{прод}} = -164 - 23,8H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 139H_{\text{П}} - 0,6m_{\text{Г}} + 35,7K_{\text{Р}}; (R^2 = 0,613) \quad (2.277)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.7.7:

$$K_{\text{прод}} = -107 - 11,8H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 40,1H_{\text{П}} + 1,38m_{\text{Г}} + 43,1K_{\text{Н}} + 15K_{\text{Р}}. (R^2 = 0,259) \quad (2.278)$$

Модели для прогноза коэффициента продуктивности скважин сакмарского, артинского, ассельского и кунгурского горизонтов Мраковской депрессии имеют следующий вид:

$$K_{\text{прод}} = 141 - 0,008H_{\text{Э}}^P - 0,15H_{\text{п}} + 0,23m_{\text{г}} - 51,4K_{\text{н}} - 0,209K_{\text{р}} + 4,59\mu_{\text{н}} - 0,14\rho_{\text{н}} + 0,01H_{\text{зал}}; (R^2 = 0,301) \quad (2.279)$$

Для условий скважин в терригенных коллекторах ЗСНГП получены следующие модели:

$$K_{\text{прод}} = 50,2 - 0,002H_{\text{зал}} + 0,033\bar{H}_{\text{Э}} + 0,14H_{\text{п}} + 2K_{\text{р}} + 2,94\alpha_{\text{пс}} - 0,03\rho_{\text{ИК}} - 0,03\rho_{\text{БК}} + 0,009M_{\text{БК}} + 0,04G - 1,81P_{\text{пл}} - 0,04t_{\text{пл}}; (R^2 = 0,333) \quad (2.280)$$

(по скважинам средней и верхней юры Нижневартовского и Сургутского сводов Северо-Сургутской и Северо-Вартовской моноклиналей);

$$K_{\text{прод}} = -284,43 + 0,04H_{\text{зал}} + 0,02\bar{H}_{\text{Э}} + 0,28H_{\text{п}} + 368K_{\text{п}} + 1,71K_{\text{р}} - 20\alpha_{\text{пс}} + 0,65\rho_{\text{ИК}} + 0,26\rho_{\text{БК}} + 0,48M_{\text{БК}}; (R^2 = 0,428) \quad (2.281)$$

(по скважинам баремского и валанжинского ярусов Сургутского и Нижневартовского сводов, Северо-Вартовской моноклинали, Ярсомовского прогиба);

$$K_{\text{прод}} = -5,78 + 0,04H_{\text{зал}} + 2,08\bar{H}_{\text{Э}} + 0,69H_{\text{п}} - 8,66K_{\text{п}} - 2,16K_{\text{р}} + 17,32\alpha_{\text{пс}} + 0,95\rho_{\text{ИК}} - 0,14\rho_{\text{БК}} - 0,83M_{\text{БК}} + 8,28\mu_{\text{н}} + 127,04\rho_{\text{н}} - 0,63G - 8,28P_{\text{нас}}; (R^2 = 0,493) \quad (2.282)$$

(по скважинам готеривского, валанжинского и аптского ярусов Северо-Вартовской и Северо-Сургутской моноклиналей, Верхнепурского свода);

$$K_{\text{прод}} = 247,32 - 0,07H_{\text{зал}} + 5,78\bar{H}_{\text{Э}} - 7,02H_{\text{п}} - 12,52K_{\text{п}} + 0,23K_{\text{р}} + 6,49\alpha_{\text{пс}} - 1,86\rho_{\text{ИК}} + 1,12\rho_{\text{БК}} - 2,02M_{\text{БК}} - 12,52\rho_{\text{н}} + 0,009G; (R^2 = 0,538) \quad (2.283)$$

(по скважинам аптского, готеривского и баремского ярусов Северо-Вартовской и Северо-Сургутской моноклиналей, Нижневартовского свода);

$$K_{\text{прод}} = -34,6 - 0,02H_{\text{зал}} + 0,5\bar{H}_{\text{Э}} + 0,76H_{\text{п}} - 41,7K_{\text{п}} - 1,42K_{\text{р}} + 1,41\alpha_{\text{пс}} + 0,44\rho_{\text{ИК}} + 0,2\rho_{\text{БК}} - 0,31M_{\text{БК}} - 4,7\mu_{\text{н}} - 22,8\rho_{\text{н}} + 0,12G - 0,84P_{\text{нас}} - 0,03P_{\text{пл}} + 2,19t_{\text{пл}}; (R^2 = 0,246) \quad (2.284)$$

(по скважинам всех групп объектов),

где $\alpha_{\text{пс}}$ – коэффициент собственной поляризации;

$\rho_{\text{ИК}}$ – сопротивления пласта по ИК, Ом·м;

$\rho_{\text{БК}}$ – сопротивления пласта по БК, Ом·м;

$M_{\text{БК}}$ – отсчет по БК, Ом·м;

$t_{\text{пл}}$ – температура пласта (начальная), °С.

Аналогично моделированию удельной продуктивности по залежам было проведено моделирование по скважинам.

Для условий скважин турнейского яруса Бирской седловины получены следующие модели:

- по скважинам объектов группы 2.4.10.10.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 4,89 + 0,24N_3^P - 0,56N_{\text{п}} - 0,01m_{\text{Г}} - 4,69K_{\text{н}} - 0,28K_{\text{р}} + 1,11K_{\text{п}}; (R^2 = 0,037). \quad (2.285)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.10.10.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -5,74 - 0,41N_3^P + 0,02N_{\text{п}} - 0,11m_{\text{Г}} + 18,5K_{\text{н}} + 0,49K_{\text{р}} - 0,38\mu_{\text{н}} + 1,53K_{\text{п}}; (R^2 = 0,037). \quad (2.286)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.10.10.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 12,2 - 0,45N_3^P + 0,26N_{\text{п}} - 0,03m_{\text{Г}} - 14K_{\text{н}} + 0,41K_{\text{р}} + 1,1K_{\text{п}}; (R^2 = 0,110). \quad (2.287)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.10.10.4:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -3,99 - 0,38N_3^P + 0,09N_{\text{п}} - 0,09m_{\text{Г}} + 15,5K_{\text{н}} + 0,41K_{\text{р}} - 0,35\mu_{\text{н}} + 1,11K_{\text{п}}; (R^2 = 0,21). \quad (2.288)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.10.10:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -47,8 - 0,33N_3^P + 0,06N_{\text{п}} - 0,09m_{\text{Г}} + 23,1K_{\text{н}} + 0,35K_{\text{р}} - 0,68\mu_{\text{н}} + 0,152t_{\text{пл}} + 0,6K_{\text{п}}; (R^2 = 0,16). \quad (2.289)$$

Для условий скважин турнейского яруса Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -1,6 - 0,93N_3^P + 0,86N_{\text{п}} + 0,12m_{\text{Г}} - 3,82K_{\text{н}} + 3,57K_{\text{р}}; (R^2 = 0,62) \quad (2.290)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 0,11 - 0,2N_3^P - 0,06N_{\text{п}} + 0,05m_{\text{Г}} + 11,8K_{\text{н}} - 0,24K_{\text{р}} - 0,55\mu_{\text{н}}; (R^2 = 0,504) \quad (2.291)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -751 - 0,9H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 3,26H_{\text{п}} + 1,36m_{\text{Г}} - 48,9K_{\text{Н}} + 1,04K_{\text{Р}} - 1,52\mu_{\text{Н}} + 0,97\rho_{\text{Н}} - 0,03H_{\text{зал}} - 28,3K_{\text{п}}; (R^2 = 0,43)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.4:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 122 - 0,14H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 0,19H_{\text{п}} + 0,16m_{\text{Г}} - 33,5K_{\text{Н}} + 0,41K_{\text{Р}} + 0,03\mu_{\text{Н}} - 0,14\rho_{\text{Н}} + 0,01H_{\text{зал}} + 1,79P_{\text{нас}} - 2,78K_{\text{п}}; (R^2 = 0,52)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.5:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -9,25 + 0,1H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,31H_{\text{п}} + 0,09m_{\text{Г}} - 2,69K_{\text{Н}} - 0,2K_{\text{Р}} - 0,08\mu_{\text{Н}} + 0,01\rho_{\text{Н}} - 0,0009H_{\text{зал}} - 0,01P_{\text{нас}} - 0,03G + 0,15P_{\text{пл}} + 0,003t_{\text{пл}} - 0,0007K_{\text{прон}} + 0,43K_{\text{п}}; (R^2 = 0,1)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.6:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 8,32 + 0,04H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,29H_{\text{п}} + 0,04m_{\text{Г}} + 51,9K_{\text{Н}} - 0,01K_{\text{Р}} + 0,4\mu_{\text{Н}} + 0,05\rho_{\text{Н}} + 0,001H_{\text{зал}} - 1,39P_{\text{нас}} + 0,46G - 2,51P_{\text{пл}} - 0,22t_{\text{пл}} + 0,06K_{\text{прон}} + 0,26K_{\text{п}}; (R^2 = 0,308)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.7:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -32 + 0,21H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,65H_{\text{п}} + 0,005m_{\text{Г}} - 3,06K_{\text{Н}} - 0,12K_{\text{Р}} + 0,08\mu_{\text{Н}} + 0,04\rho_{\text{Н}} - 0,0009H_{\text{зал}} - 0,33P_{\text{нас}} + 0,12G - 0,02P_{\text{пл}}; (R^2 = 0,434)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18.8:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 2,81 - 0,05H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 0,37H_{\text{п}} + 0,2m_{\text{Г}} - 6,55K_{\text{Н}} + 0,11K_{\text{Р}} - 0,05\mu_{\text{Н}}; (R^2 = 0,542)$$

- по скважинам объектов группы 2.4.18.18:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -7,063 + 0,043H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,13H_{\text{п}} + 0,07m_{\text{Г}} - 1,13K_{\text{Н}} - 0,11K_{\text{Р}} - 0,05\mu_{\text{Н}} + 0,007\rho_{\text{Н}} - 0,001H_{\text{зал}} + 0,08P_{\text{нас}} - 0,03G + 0,12P_{\text{пл}} + 0,007t_{\text{пл}} - 0,001K_{\text{прон}} + 0,52K_{\text{п}}; (R^2 = 0,299)$$

Для условий скважин турнейского яруса Благовещенской впадины получены следующие модели:

- по скважинам группы объектов 2.4.13.13.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -13 + 0,03H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 0,49H_{\text{п}} - 0,46m_{\text{Г}} + 23,6K_{\text{Н}} - 0,06K_{\text{Р}}; (R^2 = 0,393)$$

- по скважинам группы объектов 2.4.13.13.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -15,4 - 0,45H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 2,75H_{\text{п}} - 0,17m_{\text{Г}} + 24K_{\text{Н}} + 0,2K_{\text{Р}}; (R^2 = 0,413)$$

- по скважинам группы объектов 2.4.13.13:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 10,8 - 0,02H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 0,16H_{\text{п}} - 0,24m_{\text{Г}} + 8,47K_{\text{н}} - 0,03K_{\text{р}} + 0,02\mu_{\text{н}} - 0,01\rho_{\text{н}}; (R^2 = 0,267) \quad (2.301)$$

Для условий скважин фаменского яруса Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по скважинам группы объектов 2.3.7.7.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -313,9 + 2,82H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 5,18H_{\text{п}} - 0,08m_{\text{Г}} - 303K_{\text{н}} - 6,85K_{\text{р}} - 30,1\mu_{\text{н}} + 4,31\rho_{\text{н}}; (R^2 = 0,712) \quad (2.302)$$

- по скважинам группы объектов 2.3.7.7.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -1386 + 8,03H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 1,68H_{\text{п}} - 2,48m_{\text{Г}} + 1694K_{\text{н}} - 47,2K_{\text{р}} + 4,51\mu_{\text{н}}; (R^2 = 0,649) \quad (2.303)$$

- по скважинам группы объектов 2.3.7.7.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -776 + 1,22H_{\text{Э}}^{\text{P}} + 8,65H_{\text{п}} - 7,09m_{\text{Г}} + 906K_{\text{н}}; (R^2 = 0,629) \quad (2.304)$$

- по скважинам группы объектов 2.3.7.7.4:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -32,4 - 0,04H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,04H_{\text{п}} + 0,38m_{\text{Г}} - 40,4K_{\text{н}} + 0,52K_{\text{р}} - 0,11\mu_{\text{н}}; (R^2 = 0,501) \quad (2.305)$$

- по скважинам группы объектов 2.3.7.7:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -3320 + 0,24H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,52H_{\text{п}} + 0,22m_{\text{Г}} - 268K_{\text{н}} - 1,07K_{\text{р}} - 30,7\mu_{\text{н}} + 4,48\rho_{\text{н}}; (R^2 = 0,301) \quad (2.306)$$

Для условий скважин башкирского яруса Башкирского свода получены следующие модели:

- по скважинам группы объектов 2.4.6.6.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 0,59 + 0,91H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 4,38H_{\text{п}} - 0,2m_{\text{Г}} + 8,86K_{\text{н}} - 1,15K_{\text{р}} + 0,08\mu_{\text{н}}; (R^2 = 0,432) \quad (2.307)$$

- по скважинам группы объектов 2.4.6.6.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -30,8 + 3,59H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 8,24H_{\text{п}} - 0,95m_{\text{Г}} + 60,9K_{\text{н}} - 4,44K_{\text{р}} + 0,49\mu_{\text{н}}; (R^2 = 0,397) \quad (2.308)$$

- по скважинам группы объектов 2.4.6.6:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -163 + 0,99H_{\text{Э}}^{\text{P}} - 3,2H_{\text{п}} - 0,22m_{\text{Г}} + 0,43K_{\text{н}} - 1,05K_{\text{р}} - 1,34\mu_{\text{н}} + 0,21\rho_{\text{н}}; (R^2 = 0,251) \quad (2.309)$$

Для условий скважин верейского горизонта Башкирского свода, а также отдельных залежей Верхне-Камской и Благовещенской впадин получены следующие модели:

- по скважинам группы объектов 2.4.5.5.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -5,48 + 0,58H_9^P - 1,51H_{\Pi} + 0,05m_{\Gamma} + 5,95K_{\text{H}} + 0,19K_{\text{p}} - 0,43K_{\Pi}; (R^2 = 0,512) \quad (2.310)$$

- по скважинам группы объектов 2.4.5.5.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -14,3 + 1,45H_9^P - 0,73H_{\Pi} + m_{\Gamma} + 18,4K_{\text{H}} - 1,36K_{\text{p}} - 2,73K_{\Pi}; (R^2 = 0,617) \quad (2.311)$$

- по скважинам группы объектов 2.4.5.5.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 105 - 8,35H_9^P + 5,81H_{\Pi} - 0,17m_{\Gamma} - 116K_{\text{H}} + 8,46K_{\text{p}} - 2,08\mu_{\text{H}} + 16,1K_{\Pi}; (R^2 = 0,417) \quad (2.312)$$

- по скважинам группы объектов 2.4.5.5.4:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 161 - 5,69H_9^P - 26,7H_{\Pi} + 2,23m_{\Gamma} - 71,8K_{\text{H}} - 31,01K_{\text{p}}; (R^2 = 0,319) \quad (2.313)$$

- по скважинам группы объектов 2.4.5.5:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -8,7 + 0,93H_9^P - 0,66H_{\Pi} + 0,023m_{\Gamma} + 10,2K_{\text{H}} - 0,62K_{\text{p}} + 0,01\rho_{\text{H}} - 1,48K_{\Pi}; (R^2 = 0,271) \quad (2.314)$$

Для условий скважин каширского горизонта Бирской седловины получены следующие модели:

- по скважинам группы объектов 2.4.12.12.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 2668 + 0,35H_9^P + 0,95H_{\Pi} - 126m_{\Gamma} - 0,49K_{\text{p}}; (R^2 = 0,52) \quad (2.315)$$

- по скважинам группы объектов 2.4.12.12.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 3373 - 1,45H_9^P + 3,88H_{\Pi} - 159m_{\Gamma} + 0,33K_{\text{p}}; (R^2 = 0,497) \quad (2.316)$$

- по скважинам группы объектов 2.4.12.12.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 2640 + 6,75H_9^P - 6,73H_{\Pi} - 124m_{\Gamma} - 12,5K_{\text{p}} + 0,14K_{\text{прон}}; (R^2 = 0,434) \quad (2.317)$$

- по скважинам группы объектов 2.4.12.12:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 2665 + 0,1H_9^P + 1,14H_{\Pi} - 126m_{\Gamma} - 0,95K_{\text{p}}. (R^2 = 0,352) \quad (2.318)$$

Для условий скважин каширского горизонта Верхне-Камской впадины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.3.3.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -1824 + 0,33N_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,08N_{\text{П}} + 1,21m_{\text{Г}} - 585K_{\text{Н}} + 0,65K_{\text{Р}} - 50,4\mu_{\text{Н}} + 3,13\rho_{\text{Н}}; (R^2 = 0,502) \quad (2.319)$$

- по объектам группы 2.4.3.3.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -1823 + 2,95N_{\text{Э}}^{\text{P}} - 10,23N_{\text{П}} - 43,1m_{\text{Г}} + 4019K_{\text{Н}} - 4,87K_{\text{Р}} - 32,8\mu_{\text{Н}} + 163K_{\text{П}}; (R^2 = 0,439) \quad (2.320)$$

- по объектам группы 2.4.3.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -17,166 + 3,6N_{\text{Э}}^{\text{P}} - 12,9N_{\text{П}} - 53,6m_{\text{Г}} + 1415K_{\text{Н}} - 5,4K_{\text{Р}} - 87,1\mu_{\text{Н}} + 23,6\rho_{\text{Н}} - 2,7H_{\text{зал}} + 205K_{\text{П}}; (R^2 = 0,312) \quad (2.321)$$

Для условий скважин каширского горизонта Башкирского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.7.7.1:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 46 + 1,97N_{\text{Э}}^{\text{P}} - 9,6N_{\text{П}} - 0,72m_{\text{Г}} - 33K_{\text{Н}}; (R^2 = 0,312) \quad (2.322)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.2:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -188 - 9,4N_{\text{Э}}^{\text{P}} + 54N_{\text{П}} + 2,69m_{\text{Г}} + 89,3K_{\text{Н}} + 13,9K_{\text{Р}}; (R^2 = 0,424) \quad (2.323)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.3:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -63,2 - 9,46N_{\text{Э}}^{\text{P}} + 53,7N_{\text{П}} - 0,23m_{\text{Г}} + 13,8K_{\text{Р}}; (R^2 = 0,398) \quad (2.324)$$

- по объектам группы 2.4.7.7:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = -43,2 - 4,92N_{\text{Э}}^{\text{P}} + 16,2N_{\text{П}} + 0,55m_{\text{Г}} + 17,4K_{\text{Н}} + 6,03K_{\text{Р}}. (R^2 = 0,25) \quad (2.325)$$

Модель для прогноза удельного коэффициента продуктивности скважин ассельского, артинского и кунгурского ярусов Мраковской депрессии имеет следующий вид:

$$K_{\text{прод}}^{\text{уд}} = 5,64 - 0,0006N_{\text{Э}}^{\text{P}} - 0,004N_{\text{П}} + 0,006m_{\text{Г}} - 2,27K_{\text{Н}} - 0,005K_{\text{Р}} + 0,17\mu_{\text{Н}} - 0,005\rho_{\text{Н}} + 0,0003H_{\text{зал}}. (R^2 = 0,4) \quad (2.326)$$

Анализ моделей (2.238)–(2.326) показывает, что направление влияния параметров практически аналогично направлению влияния параметров в моделях (2.154)–(2.237), построенных в целом по залежам групп объектов с использованием ограниченного объема информации (без использования параметров геологической неоднородности), однако их вклад различен.

Модели поддаются физической интерпретации, однако видно, что структура моделей в условиях выделенных групп объектов отличается, что еще раз указывает на необходимость дифференциации их, и это позволяет учесть особенности их геологии без использования иных количественных параметров ввиду их отсутствия или непредставительности.

Коэффициент детерминации моделей, полученных по скважинам, ниже, чем моделей, полученных по залежам, однако за исключением зависимостей, полученных для оценки $K_{\text{прод}}$ по группам объектов 2.4.10.10.1; 2.4.10.10.3; 2.4.10.10, а также для оценки $K_{\text{прод}}^{\text{уд}}$ по группам объектов 2.4.10.10.1; 2.4.10.10.3; 2.4.10.10.4; 2.4.10.10; 2.4.18.18.5 модели могут быть использованы в практике.

Обобщение и выводы

На основании проведенных исследований получены следующие основные результаты и сделаны следующие выводы:

1. Показана значимость изучения процесса изменения коэффициента продуктивности скважин во времени, возможность оценки потенциальной продуктивности после выхода скважин из бурения и времени очистки призабойной зоны.

2. Проведено изучение процесса восстановления свойств призабойной зоны скважин в условиях групп объектов, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу, а также с использованием глубокой идентификации, которое показало что:

- степень загрязнения, процесс и время очистки ПЗП в условиях различных групп имеет свою, присущую только этим группам специфику. Различаются

степень снижения реальной продуктивности скважин в процессе вскрытия пласта, время их выхода на максимальный оптимальный дебит, эффективность использования солянокислотных растворов при освоении;

- время очистки ПЗП наиболее продуктивных скважин и скважин, добывающих нефть из трещиноватых пластов-коллекторов фаменского и турнейского ярусов, имеет наименьшие значения, как и эффективность проведения СКО при освоении среди скважин иных групп объектов;

- в условиях скважин залежей верейского горизонта, сложенных известняками порового типа, время выхода на МОД с проведением СКО и без проведения по высокопродуктивным скважинам существенно ниже, чем по скважинам низкопродуктивным. Наблюдается обратная картина по сравнению с трещиноватыми породами фаменского и турнейского ярусов;

- промежуточные показатели степени загрязненности ПЗП, времени очистки от продуктов бурения и эффективность СКО при освоении скважин башкирского яруса по сравнению с залежами турнейского и фаменского яруса, а также верейского и каширского горизонтов требуют особого подхода и исключают использование метода аналогий для решения задач разработки;

- отсутствие трещиноватости и невысокие значения проницаемости при высокой пористости карбонатов каширского горизонта обуславливают, с одной стороны, невысокую степень снижения реальной продуктивности, с другой – длительное время очистки ПЗП и с третьей – высокую эффективность применения соляно-кислотных обработок с целью интенсификации процесса очистки;

- каждая группа выделенных объектов характеризуется своими значениями показателей загрязненности ПЗП, времени выхода на максимальный оптимальный дебит, эффективности воздействия на призабойную зону при освоении скважин, что требует дифференцированного подхода при принятии управляющих решений. Важно при этом учитывать степень трещиноватости объектов, пористость и проницаемость как трещин, так и матриц пород-коллекторов, а также принадлежность объектов к той или иной группе;

- каждая из выделенных групп объектов как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах, как в пределах тектонико-стратиграфических элементов, так и внутри них имеет свою, специфическую динамику восстановления реальных свойств призабойной зоны, что является отражением особенностей геологического строения и свойств пластовых флюидов. Каждая группа объектов имеет свою характеристику в координатах «относительная продуктивность—относительное время» и позволяет определять время очистки ПЗП, степень снижения продуктивности по отношению к реальной, оценивать эффективность проведения различных технологических операций;

- динамика изменения свойств призабойной зоны пласта в скважине определяется принадлежностью объекта к той или иной группе, степенью трещиноватости, фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов, значениями параметров, отражающих свойства пластов и насыщающих их флюидов;

- глинистость песчаников и вязкости пластовой нефти влияет на степень загрязненности ПЗП продуктами бурения, время очистки призабойной зоны, характер динамики очистки в различные периоды времени.

3. Создана методика, позволяющая в условиях неопределенностей, связанных с ограниченным проведением гидродинамических и лабораторных исследований с использованием косвенной информации дифференцированно по различным группам объектов как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах ВУНГП и ЗСНГП:

- определять время восстановления реальных свойств призабойной зоны посредством проведения исследований методом установившихся отборов в период очистки ПЗП; определять эффективность воздействия на ПЗП при освоении скважин;

- оценивать дебиты скважин в период от освоения и до выхода на максимальный оптимальный дебит, т. е. в период очистки ПЗП;

- оценивать эффективность различных технологий вскрытия пластов с эффективностью традиционных технологий на глинистом растворе и с

использованием кумулятивной перфорации путем анализа изменения $K_{\text{прод}}$ и t_0 , а также изменение продуктивности в процессе выхода скважин на максимальный оптимальный дебит;

- оценивать эффективность воздействия на ПЗП с применением различных технологий через сопоставление времени выхода на максимальный оптимальный дебит значений продуктивности после стабилизации дебита, а также по характеру изменения коэффициента продуктивности во времени;

- сравнивать эффективность добычи нефти с использованием забоев различной конструкции.

4. Установлены периоды стабилизации значений продуктивности после очистки призабойной зоны пласта дифференцированно по объектам, приуроченным к различным тектонико-стратиграфическим элементам и выделенным группам объектов внутри них, что позволяет снизить влияние посторонних «шумов» при оценке реальной продуктивности скважин и залежей.

5. Выявлены причины изменения $K_{\text{прод}}$ во времени и дана физическая интерпретация полученных результатов, в том числе вскрыты причины широких интервалов изменения времени стабилизации коэффициента продуктивности во времени и изменения его в процессе разработки.

6. На основе геолого-статистического моделирования построены модели, позволяющие проводить оценку и прогнозирование коэффициентов продуктивности и удельной продуктивности скважин и залежей групп объектов, выделенных как с использованием тектонико-стратиграфического фактора, так и в результате глубокой идентификации внутри крупных тектонических и стратиграфических элементов в пределах ВУНГП и ЗСНГП.

7. Модели для оценки продуктивности построены на основе использования как полного комплекса имеющейся информации о залежах групп объектов, в том числе и с использованием показателей геологической неоднородности, а также и с использованием ограниченного объема, что позволяет осуществлять процедуру

прогнозирования в стадии ввода месторождений в эксплуатацию, а также в условиях отсутствия или непредставительного объема информации о залежах.

8. Проведен анализ полученных моделей и дано физическое толкование влияния параметров, вошедших в модели на продуктивность как с точки зрения классических представлений, так и с точки зрения эмерджентности пластовых систем и их влияния на изменение функциональных особенностей этих систем.

9. Установлено, что для более точной оценки продуктивности скважин и залежей необходимо на первом этапе определять принадлежность объекта к той или иной группе для того, чтобы на втором этапе использовать для решения задач разработки полученные модели для этой группы объектов.

10. Модели, полученные с использованием ограниченного объема информации, имеют коэффициент детерминации на 20 % ниже, чем модели, полученные с использованием полного комплекса, однако использование их на стадии составления первых проектных документов вполне оправдано.

11. Установлено, что погрешности моделей, построенных в целом по тектонико-стратиграфическим элементам, во всех рассмотренных случаях выше погрешностей моделей, построенных по выделенным группам объектов в результате проведения глубокой идентификации внутри этих элементов, что необходимо учитывать при проведении оценок и прогнозирования коэффициентов продуктивности и удельной продуктивности как скважин, так и залежей в целом.

12. Проведенные исследования и полученные результаты позволяют эффективно проводить решение широкого круга задач, направленных на повышение эффективности эксплуатации залежей нефти Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций, в том числе в условиях наличия неопределенностей в плане геолого-промысловой информации, что является основой интеллектуализации процесса разработки объектов добычи нефти этих провинций.

ГЛАВА 3. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НА ЕСТЕСТВЕННЫХ РЕЖИМАХ В УСЛОВИЯХ НЕОДНОРОДНОСТИ ИНФОРМАЦИИ

Как отмечалось, важнейшей задачей сегодняшнего дня является эффективное использование накопленной значительной по объему информации о протекающих процессах в той или иной сфере деятельности с целью использования её для управления этими процессами с минимально возможными издержками и получением максимально возможной прибыли.

Накопленные объемы информации на первом этапе решения этой задачи должны быть подвергнуты тщательному анализу и обобщению, на базе которых должны быть созданы модели, описывающие те или иные процессы, алгоритмы и методики, позволяющие на основе их использования принимать оптимальные управляющие решения с минимальными рисками.

Эффективное обобщение имеющихся данных на основе машинной обработки позволяет создать научно-методическую основу для использования искусственного интеллекта, который предполагает реализацию колоссальных возможностей компьютерной техники в обосновании выбора решений в зависимости от требований пользователя.

Одной из основных сфер деятельности, требующей использования искусственного интеллекта в решении различных задач, является разработка залежей жидких углеводородов ввиду значительного количества объектов и объема информации по ним. В то же время эта информация зачастую носит неопределенный характер, является разрозненной, «зашумленной», неоднородной, определяется различными методами и не систематизирована в достаточной мере. Эта ситуация определяется как объективными причинами геологического характера, так и субъективными – принадлежностью объектов разработки различным пользователям.

Одними из таких объектов являются мелкие и средние по размерам залежи нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, имеющие сложное геологическое строение, низкие фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов и различную степень трещиноватости, повышенную геологическую неоднородность по различным параметрам, запечатанность вблизи поверхности водонефтяного контакта, что обуславливает низкую степень выработки запасов.

Именно в этих залежах сосредоточены значительные остаточные запасы нефти, а многие еще не введены в разработку ввиду их низкой экономической рентабельности.

Все вышеприведенное требует создания системы и комплекса алгоритмов решения актуальных задач разработки через изучение процесса нефтеизвлечения на залежах, находящихся длительное время в разработке для использования их на залежах-аналогах с применением современных компьютерных технологий.

3.1 Изучение влияния плотности сетки скважин на степень выработки запасов нефти

Ключевому вопросу разработки нефтяных месторождений – влиянию плотности сетки скважин (ПСС) на степень выработки запасов уделялось и уделяется самое пристальное внимание на протяжении всего периода эксплуатации залежей жидких углеводородов.

Установление зависимости коэффициента извлечения нефти (КИН) от плотности сетки скважин позволяет:

- оценивать эффективность применения различных систем заводнения и методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУНП);
- оценивать эффективность уплотнения или разряжения сетки скважин с точки зрения экономики и полноты выработки запасов нефти;
- определять оптимальную сетку скважины;
- эффективно использовать транзитные скважины, пробуренные на другие горизонты;

- проводить выбор ПСС исходя из учета подвижности запасов нефти;
- реализовывать прогнозную оценку различных видов заканчивания скважин;
- проводить комплексную оценку выработки запасов нефти с учетом геологического строения объектов;
- проводить дифференцирование моделирование различных вариантов разработки залежей в разрезе текущего и транзитного фонда скважин;
- оценивать степень интерференции добывающих скважин и размеры зон дренажа;
- относить технологии воздействия на ПЗП и пласт к методам воздействия на призабойную зону или методам увеличения нефтеотдачи.

3.1.1 Обзор работ, посвященных изучению влияния плотности сетки скважин на коэффициент извлечения нефти

Изучение влияния плотности сетки скважин на коэффициент извлечения нефти является одной из фундаментальных и многоплановых задач разработки нефтяных месторождений. Данному вопросу уделялось и уделяется самое пристальное внимание в период всего времени эксплуатации залежей жидких углеводородов. С учетом накопленного отечественного и мирового опыта разработки нефтяных месторождений дать однозначный ответ на ряд вопросов, прямо или косвенно касающихся идентификации степени и характера влияния ПСС на КИН, достаточно трудно в связи с множеством причин, главной из которой является неоднозначность и широкая вариативность полученных результатов теоретических и практических исследований, интерпретация которых существующими и предлагаемыми методами не всегда приводит к получению представительных результатов и сопряжена с высоким уровнем неопределенности.

В классическом понимании под ПСС понимается отношение площади эксплуатационного объекта к количеству проектных (пробуренных) вертикальных

(условно вертикальных или наклонно-направленных) скважин (стволов). В то же время разные авторы оперируют другими понятиями ПСС, основные из которых представлены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Наиболее распространенные формулы расчета ПСС, предложенные рядом авторов [182]

Формула	Пояснение
$\text{ПСС} = \frac{F}{n}$	Классический и общепринятый вариант: F – площадь; n – число скважин
$\text{ПСС} = \frac{F_{\text{общ}}}{n_{\text{э}}}$	Предложенный вариант № 1: $F_{\text{общ}}$ – площадь, подверженная разбуhrиванию; $n_{\text{э}}$ – число эксплуатационных скважин
$\text{ПСС} = \frac{F_{\text{общ}}}{n_{\text{э}}}$	Предложенный вариант № 2: $F_{\text{общ}}$ – общая продуктивная площадь; $n_{\text{э}}$ – число эксплуатационных скважин
$\text{ПСС} = \frac{F_{\text{общ}}}{n_{\text{э}} + n_{\text{н}}}$	Предложенный вариант № 3: $F_{\text{общ}}$ – общая продуктивная площадь; $n_{\text{э}}$ – число эксплуатационных скважин $n_{\text{н}}$ – число нагнетательных скважин

На различных этапах эксплуатации месторождения возможно применение того или иного варианта формулы, однако, мнения ученых касательно вопроса выбора наиболее точного понятия расходятся, что, на наш взгляд, обусловлено существенной вариативностью трактований данного термина в зависимости от множества факторов. Стоит отметить, что каждая из приведенных формул не дает четкого представления о реальной плотности сетки скважин. Это обусловлено тем, что в период эксплуатации месторождения скважины могут находиться в простое или выбывать из эксплуатационного фонда по причине проведения текущего или капитального ремонта. При этом, с учетом высокой интенсивности пластовых процессов, отключение даже одной скважины влечет за собой ряд различных последствий. Исходя из этого, стоит выделить, что параметр ПСС не является динамическим и лишен связи с гидродинамикой внутрипластовых

процессов, то есть он отражает искомую величину на текущий момент времени без учета фактора движения добываемой и закачиваемой жидкости в пористой среде [182–185].

Особое внимание стоит уделить и геометрии продуктивных пластов. В практике разработки нефтяных месторождений часто встречаются большие углы наклона пластов, поэтому фактическое расстояние между скважинами оказывается больше по сравнению с показателем, полученным в ходе расчета по любому из представленных выше вариантов.

Несмотря на то, что проблема «ПСС-КИН» изучается уже довольно длительное время, в различных литературных источниках встречаются все же неоднозначные формулировки: так, при упоминании о возрастании плотности сетки скважин на месторождении, имеется ввиду увеличение числа скважин, но, согласно формулам Таблицы 3.1, плотность сетки при увеличении знаменателя уменьшается. Некоторые из ученых для количественной характеристики показателя ПСС используют термин удельной плотности сетки скважин (УПС) [186]. Отличие УПС от классического представления о ПСС заключается в том, что для расчетов используется площадь нефтеносности в пределах внешнего контура водонефтяного контакта (ВНК) и учитывается как эксплуатационный, так и нагнетательный фонд скважин. Несмотря на это, стоит выделить, что универсальной формулы расчета ПСС, учитывающей в полной мере динамичность и гидродинамику пластовых процессов на текущий момент времени, не существует. Это обусловлено спецификой разрабатываемых месторождений и, следовательно, сформированных недропользователем систем разработок объектов. Так, при реализации на месторождении законтурного заводнения, нагнетательные скважины расположены за контуром нефтеносности, и возникает закономерный вопрос: насколько существенен вклад каждой в процесс добычи нефти и необходимо ли включать в расчеты все скважины или достаточно ограничиться только скважинами, имеющими ярко выраженную взаимосвязь с добывающими и обеспечивающими в полной мере компенсацию отобранных запасов?

С учетом того, что одной из составляющих рациональной разработки нефтяных месторождений, является экономически рентабельное извлечение ресурсов жидких углеводородов, обратим внимание на следующее: в работах [187–189] отмечается низкая информативность параметров, входящих в числители формул из Таблицы 1.3, поэтому вводится понятие удельные запасы нефти (УЗН):

$$\text{УЗН} = \frac{Q_{\text{зап}}}{n_{\text{э}} + n_{\text{н}}}, \quad (3.1)$$

где $Q_{\text{зап}}$ — запасы нефти в продуктивном пласте.

Сложность однозначного ответа на вопрос о влиянии ПСС на КИН заключается также в том, что по мере разработки месторождений происходит сокращение продуктивной площади, а в известных формулах применяется начальная площадь нефтеносности. Это, с одной стороны, облегчает задачу интерпретации результатов и проектирования месторождений, но с другой — не позволяет обоснованно принимать ряд управленческих решений.

В нынешний период активного разбуривания и ввода в промышленную эксплуатацию новых залежей с трудноизвлекаемыми запасами в совокупности с осуществлением доразработки на заключительной стадии крупных месторождений проблема «ПСС-КИН» не потеряла свою актуальность, а, наоборот, получила новый импульс развития в плоскости повышения эффективности использования активов. Применение передовых программно-аппаратных комплексов для моделирования сложных производственных процессов в какой-то мере позволило уточнить и скорректировать основные тренды фундаментального вопроса, дать толчок к развитию новых векторов направлений исследований, но в связи с тем, что проблема «ПСС-КИН» уже давно вышла за пределы рассматриваемых граничных условий, что подтверждается, например, появлением термина «малые параметры ПСС-КИН» в работе [190], посвященной обобщению результатов сорокалетней дискуссии, выводами и результатами опытно-промышленных работ [191–193] о необходимости увеличения числа осваиваемых под закачку скважин с целью

повышения нефтеотдачи и снижению обводненности добываемой продукции, высокому влиянию фактора ползучей деформации горных пород на технологические показатели эксплуатации скважин и необходимости его учета при выборе ПСС в публикации [194], с полной уверенностью сказать о решении ключевой задачи отрасли прошлого и нынешнего века невозможно. Несмотря на то, что в работе [195] В. Н. Щелкачев заявил об окончании дискуссии по вопросам разработки нефтяных месторождений, согласиться с данным утверждением, при всем уважении, нельзя. Нынешняя практика проектирования и разработки нефтяных месторождений формирует новые вызовы и проблемы, которые в той или иной мере затрагивают фундаментальные задачи отрасли, в том числе относящиеся к достоверному и обоснованному определению степени и характера взаимовлияния элементов системы «ПСС-КИН».

Вопросами о влиянии ПСС на КИН в различное время занимались многие отечественные (Р. Г. Абдулмазитов, И. И. Абызбаев, В. Е. Андреев, К. Б. Аширов, В. Т. Баишев, К. С. Баймухаметов, В. Ф. Базив, Ю. Е. Батурин, Ю. П. Борисов, В. Д. Викторин, Г. Г. Вахитов, И. П. Васильев, И. В. Владимиров, В. Е. Гавура, В. И. Галкин, Р. Х. Гильманова, А. И. Губанов, Р. Н. Дияшев, Ю. П. Желтов, Ю. В. Желтов, С. А. Жданов, С. Н. Закиров, А. Б. Золотухин, Р. Р. Ибатуллин, М. М. Иванова, В. А. Игтисанов, Ю. А. Котенев, А. П. Крылов, Е. В. Лозин, В. Д. Лысенко, Н. Н. Лисовский, В. С. Орлов, М. М. Саттаров, Б. Ф. Сазонов, С. А. Султанов, Ш. Х. Султанов, Э. И., Сургучев, А. В. Лобусев, Н. Н. Михайлов, Р. Х. Муслимов, Э. Д. Мухарский, В. Ш. Мухаметшин, М. И. Максимов, Р. Ш. Мингареев, И. Т. Мищенко, А. В. Насыбуллин, Р. Х. Низаев, Э. М. Тимашев, М. А. Токарев, И. Н. Хакимзянов, Э. М. Халимов, М. М. Хасанов, Р. С. Хисамов, Н. И. Хисамутдинов, И. П. Чоловский, Р. Т. Фазлыев, А. М. Шавалиев, А. Х. Шахвердиев, В. Н. Щелкачев и др.) и зарубежные ученые (Al Bimania, A-Saaidi K, P. A. Vaces, Vescroft, J. R. Christensen, R. C. Craze, L. W. Holm, J. E. Hussen, S. D. Joshi, D. G. Kyte, T. J. Mullane, E. Vikane и др.), в результате чего создавались целые научные группы и направления в проектных институтах, посвященные комплексному анализу данной задачи с учетом особенностей залегания

продуктивных пластов и способов разработки важнейших активов нефтяных компаний – залежей нефти. Важнейшую роль в развитии данной темы сыграли и промысловики, которые в ходе практических экспериментов опровергали или подтверждали выдвигаемые гипотезы. Одним из наиболее известных промышленных экспериментов, который продолжался в течение трех десятилетий на Бавлинском месторождении, является определение степени влияния ПСС на производительность залежи и нефтеизвлечение [196]. Объектом исследования выступил пласт D_1 пашийского горизонта, залежи которого приурочены к пологому куполовидному поднятию значительных размеров. Разрабатываемый объект характеризовался благоприятными геологическими условиями, в частности, наличием относительно однородных пластов, сложенных высокопроницаемыми песчаниками.

Выбор Бавлинского месторождения для проведения эксперимента, как утверждается в [197] был обусловлен следующими факторами: на момент начала опытно-промышленных работ пласт D_1 был разбурен полностью с размещением добывающих скважин в пределах внутреннего контура нефтеносности по системе кольцевых и полукольцевых рядов, расстояние между которыми и скважинами составили 500 и 400 м соответственно; установившееся пластовое давление обеспечивало фонтанирование более 75% эксплуатационного фонда скважин; обводненность добываемой нефти не превышала 4%, суточная добыча в течение пяти лет оставалась на проектном уровне, а в некоторых кварталах заметно его превышала; на нагнетательных скважинах с малой приемистостью для более равномерного распределения закачиваемой воды по периметру залежи проводились работы по гидроразрыву пласта, что позволило отчасти компенсировать неоднородность коллекторских свойств продуктивных пластов.

Выводы, полученные по результатам разряжения сетки скважин на Бавлинском месторождении, позволили установить, что с учетом благоприятных геолого-физических условий залегания продуктивных пластов влияние ПСС на КИН существенно и при увеличении неоднородности и расчлененности объекта оно увеличивается. Так, при разряжении сетки скважин практически в 3,3 раза в

пределах различных участков объекта исследования установлено следующее: для водонефтяной зоны потери нефтеотдачи составляют от 6,2 до 12,7 пунктов, для чисто нефтяной зоны – от 3,1 до 4 пунктов.

В ходе интерпретации полученных результатов опытно-промышленных работ на Бавлинском месторождении получены ценные выводы, которые легли в основу проектирования и разработки многих месторождений даже с учетом того, что большая часть разрабатываемых и вводимых объектов нефтедобычи обладает худшими начальными геологическими условиями по сравнению с параметрами пласта D_1 . Мнения ученых касательно возможности поддержания текущих показателей по добыче нефти вдвое меньшим числом скважин сошлись воедино, но, например, в работе [198] утверждается, что одним из факторов достижения таких значений является реализация эксперимента на начальной стадии разработки месторождения. Это подтверждается и тем, что большая часть рассматриваемого фонда скважин эксплуатировалась фонтанным способом. Вдобавок к этому отметим следующее: Бавлинский эксперимент подтвердил общеизвестные положения касательно вопросов гидродинамики пластовых систем, в частности, в условиях непрерывного пласта при регулировании депрессии возможно сохранение отбора нефти на проектном уровне при сокращении числа добывающих скважин.

Другим, не менее результативным экспериментом, является промышленный опыт по разряжению сетки скважин на Новохазинской площади Арланского месторождения. Объектом исследования в данном случае выступила терригенная толща нижнего карбона (ТТНК). Сопоставляя геологические условия проведения экспериментов на Бавлинском и Арланском месторождениях, отметим следующее, пласт D_1 , по мнению группы ученых [125] представлял собой объект разработки, существенно отличающийся от средних и крупных девонских объектов Волго-Уральского региона за счет, как было отмечено выше, относительной однородности распределения коллекторов по площади и малой вязкости добываемой нефти. Для ТТНК Арланского месторождения были характерны высокая геологическая неоднородность и повышенная вязкость

нефти, что не было учтено в полной мере перед реализацией промышленных работ. В работе [199] коллективом авторов проведена оценка влияния ПСС на текущие показатели разработки и конечный КИН с учетом нового представления о геологическом строении ТТНК, полученного в рамках пересчета запасов в 2020-2021 г. г. Необходимость детального уточнения степени и характера влияния ПСС на КИН обусловлена как значительно завышенными результатами, полученными в 2018 году при расчетах по запасам, оцененных Ю. Н. Крашенинниковым в 1993 году [200], так и проведенными масштабными результативными работами по доизучению геологического строения объекта, в частности, в краевых зонах расположения скважин. Результаты прогнозирования с использованием характеристик вытеснения позволили установить следующее: конечный КИН по Северному полю прогнозируется в 0,392 д. ед., по Южному полю – 0,517 д. ед. при ПСС соответственно 14,7 и 10,3 га/скв., причем жесткость системы ППД для Северного поля в период всего времени разработки намного выше, чем для Южного поля; при достижении прогнозных значений конечного КИН разница между показателями будет составлять 0,125 доли ед., что, на взгляд авторов, обусловлено в большей степени влиянием ПСС [201-202].

По результатам проведения эксперимента на Новохазинской площади Арланского месторождения выявлены следующие закономерности:

- влияние ПСС на выработку запасов нефти при реализации заводнения проявляется с самого начала разработки;
- уплотнение сетки скважины приводит к повышению темпов отбора нефти в 1,3–1,5 раза, жидкости – в 1,5–1,7 раз;
- наименьшие потери нефти происходят при возрастании УПС в четыре раза (с 12 до 48 га/скв.), наибольшие – при достижении 96 га/скв.

Исходя из вышесказанного, уплотнение сетки скважин на ранней стадии разработки в условиях неоднородных пластов ТТНК Арланского месторождения целесообразно и значительно влияет на конечный КИН. Авторами также отмечено, что ПСС не влияет на эффективность проведения геолого-технических мероприятий, реализуемых с целью сохранения уровня добычи нефти. В свою

очередь стоит выделить следующее: как показывает практика разработки месторождений Урало-Поволжья, на эффективность ГТМ оказывают влияние геолого-физические характеристики прискважинной зоны и технологические показатели эксплуатации скважин. Последние, в свою очередь, могут изменяться исходя из интерференции скважин и множества других факторов, на которые прямо или косвенно оказывает влияние текущая ПСС.

Это подтверждается Токаревым М. А. в работе [203], где предложено для месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции выделять два этапа в зависимости от технологии разработки: первый этап заключается в применение редких сеток скважин на вновь вводимых месторождениях; второй этап основан на реализации уплотняющего бурения скважин, то есть оптимизации ПСС. Использование редкой сетки скважин, как отмечают авторы [203], негативно сказывается на технологических показателях разработки месторождений с высоковязкой нефтью и существенной геологической неоднородностью. В ходе исследования проведена оценка конечных показателей разработки при проектных технологических характеристиках, принятых на первом этапе, и рассчитан прирост основных выходных показателей разработки после оптимизации ПСС на втором этапе разработки. Объектом исследования выступили 18 залежей с высоковязкой нефтью (вязкость варьируется от 8 до 40 мПа·с), расположенных в пределах Республики Башкортостан. В результате расчетов показателей установлено:

- на конец первого этапа обводненность продукции по объектам группы составляла до 70 %, в связи с чем для дальнейших исследований был обоснованно использован промыслово-статистический метод оценки конечной нефтеотдачи;

- оптимизация ПСС позволила получить прирост нефтеотдачи от 2 до 15 пунктов: наименьший прирост получен для объектов №№ 15, 2, 6, 8, 16, 3, 9, 5 и составляет в среднем 4,64 пунктов при минимальном и максимальном значении ПСС на начальном этапе – 3 и 76 га/скв. соответственно; наибольший прирост получен для 10 объекта при начальной и текущей ПСС 24 и 16 га/скв.

соответственно; представленные выводы требуют более детального изучения и, поэтому, подробно будут рассмотрены в дальнейшем;

- особое внимание авторами было уделено двум группам объектов, приуроченных к ТТНК Орьебашевского и Кузбаевского месторождений: первое месторождение было введено в разработку на шесть лет раньше и при обводненности продукции более 30 % отобрано 3 % от балансовых запасов с учетом размещения скважин по редкой сетке; при повышении ПСС темп отбора нефти незначительно увеличился, но в свою очередь текущий КИН значительно ниже потенциального при данной обводненности продукции; на Кузбаевском месторождении при обводненности продукции 30 % отобрано 13 % от балансовых запасов за счет реализации на начальном этапе оптимальной сетки скважин, а конечный КИН значительно выше по сравнению с Орьебашевским месторождением;

- осуществление более ранней оптимизации сетки скважин позволяет при определенных условиях достигнуть конечную нефтеотдачу на 3–5 пунктов выше, чем при бурении новых скважин в период достижения высокой обводненности продукции; безусловно, и при поздней оптимизации ПСС повысить конечный КИН на 3–5 пунктов возможно при использовании дорогостоящих и технологически сложных физико-химических методов воздействия.

Исходя из анализа расчетов, можно сказать следующее: при отсутствии второго этапа работ по уплотнению сетки скважин в пределах разрабатываемого объекта остаются подвижные запасы, извлечение которых возможно при помощи прогрессивных технологий. В некоторых случаях уплотнение сетки скважин приводит к незначительному уменьшению конечного КИН, но способствует снижению водонефтяного фактора и экономических затрат по подъему и транспортировке добываемой продукции в совокупности со снижением темпов падения добычи нефти.

Последний и известный на сегодняшний день промышленный эксперимент для решения задачи оценки влияния ПСС на КИН был реализован на Покровском месторождении. Его значимость для науки заключалась не только в попытках

найти различные закономерности между двумя важнейшими технологическими параметрами, но и в том, что объектом воздействия выступили карбонатные коллекторы, представленные кавернозными органогенными известняками. Еще одной особенностью Покровского эксперимента было то, что опытный участок был гидродинамически изолирован от основной залежи, что позволило провести сравнение технологических показателей разработки месторождений при отключении половины фонда добывающих скважин и без его отключения. Одним из ценных выводов промышленных работ на карбонатных коллекторах выступил установленный факт о том, что разряжение сетки скважин не сильно сказывается на конечных показателях нефтеотдачи по сравнению с различиями в геолого-физических характеристиках эксплуатируемых залежей. Несмотря на это, в работе [204] упоминается о том, что при редкой сетке скважин отбор жидкости и нефти намного выше и это положительно сказывается на конечной нефтеотдаче, так как позволяет эксплуатировать скважины до бóльшей обводненности. Мнения ученых касательного данного вопроса разделяются.

Так, в [205] отмечено, что в условиях разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты Западной Сибири, запасы которых относятся к трудноизвлекаемым, при начальной неоптимальной плотности сетки скважин 25 га/скв. установлена недостаточная интенсивность закачки вследствие низкой приемистости. Дальнейшее уплотнение сетки до 16 га/скв. в совокупности с реализацией системы с соотношением скважин 1:1 (при предыдущей 3:1) и модернизацией насосного оборудования позволило увеличить дебит жидкости и нефти в среднем на 14 и 5 т/сут соответственно. Практический вывод данной работы заключается в следующем: формирование плотных сеток и организация интенсивной системы заводнения при создании высоких давлений нагнетания с эффектом автоГРП позволили получить эффект от поддержания пластового давления, равный 6,7 тыс. т нефти удельно на одну нагнетательную скважину за 5 лет.

Выбор в пользу более редкой сетки скважин представлен и в работе [206] на примере Красноленинского месторождения. Утверждается, что в ходе расчетов и

сопоставления результатов при различных ПСС (от 9 до 25 га/скв.) наиболее оптимальным показателем для ввода в эксплуатацию продуктивных пластов, распространенных в виде отдельных линз и прослоев, часто не коррелируемых между собой даже в соседних скважинах и обладающих высокой несвязанностью коллектора, значительным этажом нефтеносности и низкой проницаемости (в среднем $0,4 \cdot 10^{-3}$ мкм²) является значение в 16 га/скв. Аналогичное значение ПСС было рекомендовано и авторами в работах [207, 208] для разработки пластов со значительной геологической неоднородностью коллекторских свойств, но при этом «со средними значениями параметров пластов». В случае же Красноленинского месторождения запасы представленного объекта относятся к категории трудноизвлекаемых, что в свою очередь говорит о различном влиянии ПСС на КИН для каждого из месторождений.

В работе [209] автором на примере карбонатных отложений турнейского яруса западного склона Южно-Татарского свода произведено обобщение результатов разработки. Объектами исследования выступили продуктивные коллекторы отложений среднего карбона: московский (каширский и верейский горизонты), башкирский и серпуховский (протвинский горизонт) ярусы; а также отложения нижнего карбона: визейский ярус (алексинский, тульский, бобриковский и радаевский горизонты); турнейский ярус (кизеловский, черепетский, упинский и малевский горизонты) – и верхнего девона: франский ярус (кыновский и пашийский горизонты). Наибольшие начальные запасы нефти сосредоточены в пределах Ямашинского месторождения, наименьшие – Архангельского и Красногорского соответственно. Наибольшая максимальная годовая добыча нефти получена при ПСС, равной 13 га/скв., то есть в период второй стадии разбуривания месторождений, когда происходит уплотнение сетки. Особое внимание стоит обратить на следующий факт: проницаемость пластов Ямашинского месторождения более, чем в два раза меньше, по сравнению с Ерсубайкинским и Красногорским, которые разрабатываются на момент анализа при ПСС, равной 24 га/скв. Максимальный текущий КИН достигнут по наиболее разбуренным турнейским отложениям Красногорского, Шегурчинского,

Ямашинского месторождений. На Красногорском месторождении высокий КИН получен при меньшей добыче жидкости, обводненность основной части добывающих скважин составляет менее 50 % при степени выработки запасов 82 % НИЗ, ВНФ – 0,2. На Ерсубайкинском месторождении при фактической ПСС, равной 19 га/скв., на начало 2019 г. текущий КИН был намного меньше в связи с тем, что в разработку не вовлечены запасы пластов с низкими значениями средней эффективной нефтенасыщенной толщины. Для их освоения на месторождении в пределах опытных участков была организована интенсивная система заводнения, которая заключалась в уплотнении сетки скважин и их эксплуатации с расстоянием между ними 200 м.

Успешный опыт реализации схожей системы освещен в работе [210] на примере участков месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам верхнетурнейского подъяруса Южно-Татарского свода. Основным вывод исследования авторов заключался в следующем: перспективным направлением для эффективной разработки залежей высоковязкой нефти объектов исследования является уплотнение сетки скважин до 4–9 га/скв. В подтверждение данных слов ученые приводят следующий пример: после отбора 2/5 НИЗ на опытном участке Сиреневского месторождения темп разработки начал вновь снижаться и составил уже 2,2 %, а обводненность – 48 % при текущем коэффициенте нефтеизвлечения 0,11 (отобрано 55 % извлекаемых запасов), исходя из чего при ПСС, равной 16 га/скв. основной период разработки считался завершенным при извлечении менее 60 % НИЗ. Дальнейшее уплотнение ПСС в совокупности с бесперфорационной технологией вскрытия и применения комплексных гидродинамических методов (увеличение объемов закачки в одну законтурную, приконтурные и очаговые скважины) позволило в конечном счете повысить КИН.

Возвращаясь к работе [209], выделим следующее:

- на Ямашинском месторождении применялась квадратная сетка с соотношением числа добывающих и нагнетательных скважин 2,5:1; часть скважин оборудована одно- и двухлифтовым оборудованием для ОРЭ тульских и башкирских отложений;

- по опытному участку на начало 2018 г. степень выработки запасов составила 55,6 % НИЗ при обводненности продукции скважин 48,6 %, текущий КИН – 0,17 при проектном 0,202;

- на Ерсубайкинском месторождении реализуется треугольная сетка, сформирована частично семиточечная система заводнения, ведется циклическая закачка, соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин составило 3:1;

- степень выработки запасов – 89,7 % НИЗ (на начало 2018 г.) при обводненности добываемой продукции 45,9 %, текущий КИН – 0,307 при проектном 0,342.

С учетом вышесказанного видно, что в пределах рассматриваемых геолого-физических условий залегания продуктивных пластов при условии наличия достаточных запасов нефти и организации интенсивной системы заводнения уплотнение сетки скважин приводит к положительным результатам. Действительно, объем запасов нефти играет важнейшую роль при реализации оптимальной ПСС и достижении максимально возможных КИН.

При изучении взаимосвязи между запасами жидких углеводородов и влиянием ПСС на КИН возникает закономерный вопрос: как влияет фактор многопластовости месторождений на степень и характер взаимосвязи между двумя фундаментальными параметрами разработки месторождений? Особую роль он приобретает исходя из следующего: в пределах Российской Федерации крупные месторождения в основном являются многопластовыми и реализация для каждого из объектов собственной сетки скважин является нерентабельной и, как правило, неэффективной. Необоснованное объединение пластов в единый эксплуатационный объект чревато снижением КИН и отбором лишь малой части подвижных запасов нефти [210].

Данная проблема характерна и для однопластовых месторождений в силу того, что они сформированы хаотичным переслаиванием песчаных и глинистых пропластков с различными фильтрационно-емкостными характеристиками. При наличии возможности детального изучения продуктивного пласта в его пределах

прослеживались бы участки, которые можно было бы выделить как отдельный эксплуатационный объект, но с учетом отсутствия технической возможности реализации этого и в большинстве случаев экономической нерентабельности, задача эффективной реализации системы разработки на различных месторождениях остается открытой.

В работе [211] авторами на примере пласта ЮВ₁¹ Северо-Варьеганского месторождения проведен комплексный анализ текущей системы разработки с учетом фациальной неоднородности коллекторов. С учетом обобщения геолого-геофизических характеристик пластов и накопленного опыта эксплуатации скважин в пределах выделенного объекта произведено разделение площади исследуемого участка на четыре фациальные обстановки: потоковые фации с монолитным строением разреза, максимальными эффективными толщинами и повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС); устьевые и вдольбереговые бары, обладающие высокими ФЕС и по разрезу которых отмечается три цикла осадконакопления; межпотоковые фации, расположенные между рукавами дельт, в которых накапливались отложения заиливающихся каналов, образование которых связано с уменьшением гидродинамической активности и осаждением мелких обломочных фаций; глинистые прибрежные отложения, для которых характерны минимальные эффективные толщины и низкие ФЕС.

Для каждой из выделенных фациальных обстановок определены особенности формирования продуктивных образований Северо-Варьеганского месторождения, которые обусловили характерные черты их геологического строения. При оценке влияния ПСС на КИН использовался коэффициент охвата пласта вытеснением $K_{\text{охв}}$, анализ которого позволил сделать следующее заключение: в условиях литолого-фациальной неоднородности основным параметром, влияющим на охват, является расчлененность (охват по разрезу) и плотность сетки скважин (охват по площади). Для более плотной сетки скважин (17,4 га/скв.) в пределах фациальной зоны устьевых и вдоль береговых бар $K_{\text{охв}}$ составляет 0,865, для более редкой сетки скважин (30,2 га/скв.) аналогичный

показатель равен 0,481 в условиях глинистых прибрежных отложений. Особого внимания заслуживает тот факт, что КИН для рассматриваемых участков выше при более плотной сетке скважин за исключением зоны 3 и зоны 7 в фациальной зоне устьевых и вдольбереговых бар, для которых при ПСС 23,1 га/скв. КИН почти на 18 % меньше по сравнению с участком, на котором ПСС составляет 25,3 га/скв. Разница в показателях обусловлена различием в коэффициенте охвата, который, как показывает практика, играет существенную роль при разработке нефтяных месторождений.

В работе [212] авторами для бобриковских отложений Тат-Кандзыского нефтяного месторождения рассмотрен вопрос влияния фактора проявления неньютоновских свойств нефти на КИН. Особое внимание было уделено ПСС, в частности, при проведении гидродинамических расчетов происходило разуплотнение сетки скважин без потери геолого-промысловой информации по отключаемым скважинам, что позволило:

- модифицировать формулу (3.2) для решения задач разработки с учетом особенностей Тат-Кандзыского месторождения, в частности определить коэффициент пропорциональности a :

$$\text{КИН} = A \cdot \exp(-a \cdot S^n); \quad (3.2)$$

- выявить ряд закономерностей изменения КИН в зависимости от ПСС и неньютоновских свойств добываемых нефтей;
- установить необходимость разработки месторождений с высоковязкой нефтью при повышенных значениях депрессий.

Более подробно фактор влияния предельных градиентов сдвига на эффективность нефтеизвлечения в условиях бобриковских отложений рассмотрен в работе [213], где проведен анализ зависимости коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин для различных значений градиента динамического давления сдвига (ГДДС).

В рамках исследования автором была создана однородная модель с расположением скважин по обращенной пятиточечной системе, в которой реализованы условия для наиболее точного определения влияния ПСС на КИН, а

именно, расположение скважин относительно друг друга одинаковое, компенсация добычи закачкой задана на одинаковом уровне, физико-химические свойства флюидов и коллекторские свойства пласта одинаковы. Основная идея работы основана на изменении показателя ГДДС в интервале от 0 (ньютоновская жидкость) до 0,007 МПа и расчете конечных зависимостей при учете следующего фактора: добывающие скважины выключались по мере их обводненности в 98 %, и когда в анализируемом участке выключались все скважины, расчет останавливался. Анализируя полученные кривые отметим, что с ростом параметров ГДДС повышаются и сильнее изменяются значения КИН в зависимости от ПСС. При помощи элементов математического анализа и применения классической формулы расчета КИН, автором получена следующая зависимость:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{зав}} + (457,14H^2 - 8,9H) \cdot \ln S, \quad (3.3)$$

где H – градиент динамического давления сдвига; S – плотность сетки скважин.

Данная формула справедлива для области значений $S > 1$ га/скв. и при $H < 0,007$ МПа/м. В этой области зависимость КИН от ряда параметров имеет физическое толкование. Как видно из представленных результатов, для случая фильтрации пластичных нефтей даже незначительные значения ГДДС могут существенно повлиять на величину нефтеотдачи и выбор оптимального значения ПСС.

В работе [214] на примере поднятия Ивинского месторождения рассмотрены и решены две важнейшие задачи: выбор наиболее оптимального участка для бурения скважин с целью уплотнения сетки на разрабатываемом участке и определение перечня важнейших экономических показателей, необходимых для учета при подборе рациональной системы разработки залежи с неоднородным по площади распределением запасов нефти. Авторами утверждается, что достижение высоких показателей КИН при использовании оптимальной сетки скважин возможно только при наличии в достаточном объеме накопленной информации о геологическом объекте, полученной в ходе разбуривания основной сеткой скважин. В данном случае высокая нефтеотдача

будет обеспечена за относительно короткий срок разработки при минимальной добыче попутной воды (низком водонефтяном факторе) и с лучшими технико-экономическими показателями.

На примере моделирования по залежам башкирского яруса Южно-Ржавецкого поднятия получены следующие выводы:

- оптимальная плотность сетки, при которой достигается максимальный прирост нефтеотдачи на единицу площади, получается при уплотнении сетки от более редкой к заданной;
- при выборе оптимальной плотности сетки скважин необходимо учитывать и зависимости КИН и чистого дисконтированного дохода (NPV) от плотности сетки скважин, выражающие, соответственно, технологическую и экономическую эффективности разработки.

Еще одной не менее интересной «подзадачей» при исследовании вопроса влияния ПСС на КИН является количественно-качественная характеристика связи между данными параметрами в условиях разработки месторождений многоствольными скважинами. В исследованиях Хамитова, Щекатурова и Федоренко [215] проведены численные расчеты по определению наиболее оптимальной ПСС при бурении скважин с двумя горизонтальными стволами в пределах Западно-Усть-Балыкского месторождения Западной Сибири. Достоверность полученных авторами результатов определялась следующими аспектами:

- работа была выполнена по известной методике, отраженной в работах [216, 217] с учетом поправочного коэффициента, учитывающего дополнительное влияние горизонтальных скважин на процесс выработки запасов нефти;
- рассматривалось четыре варианта исходных данных при различном количестве вертикальных, горизонтальных и многоствольных скважин.

Произведем интерпретацию полученных результатов, опираясь на выводы авторов: горизонтальная скважина с одним стволом эквивалента 1,33 вертикальных добывающих скважин по величине выработки запасов и достижения проектного КИН; наибольшее уплотнение сетки скважин, которое

приводит к получению максимального КИН, осуществляется при появлении трехствольной скважины. С увеличением числа горизонтальных стволов часть добычи, эквивалентная добыче вертикальной скважины, снижается по нелинейному закону. В случае бурения вертикальной скважины добыча нефти составляет 75 % от общей добычи скважины с одним горизонтальным стволом, 52,5 % от добычи скважины с двумя горизонтальными стволами и 45,8 % от добычи скважины с тремя горизонтальными стволами.

Исходя из вышесказанного, отметим, что полученные тезисы косвенно подтверждают мысли о том, что ПСС влияет на КИН только до определенных пределов уплотнения и в условиях различных залежей нефти характер взаимосвязи обладает специфическим характером. Это также и отражается в результатах, представленных в работе [218], где для верей-башкирских отложений Якушинского месторождения вклад в процесс выработки запасов горизонтальной скважиной эквивалентен вкладу 1,6 вертикальных скважин. Представленное исследование интересно и тем, что в нем рассматриваются различные подходы ученых к вопросу оценки КИН через построение универсальных для рассматриваемых геологических условий зависимостей.

Оперируя упрощенной формулой (3.4) для определения зависимости между КИН и ПСС, автор приводит несколько различных вариаций формул как для целых месторождений, так и для некоторых их участков, особое внимание уделяя следующему фактору: каждая из полученных зависимостей успешно может быть использована для решения задач разработки с учетом наличия ограничений их использования в связи с тем, что эффективность изменения сетки скважин напрямую зависит от стадии разработки месторождения (данный факт косвенно был подтвержден в ходе Бавлинского и Покровского экспериментов):

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot e^{-\alpha S}, \quad (3.4)$$

где $K_{\text{выт}}$ — коэффициент вытеснения, определенный в лабораторных условиях.

На основании вышепредставленной формулы в работе [219] получены следующие результаты на примере заводненной Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения: при уплотнении сетки скважин с 38 га/скв. до

6,2 га/скв. потенциальный КИН может увеличиться в 1,3 раза. Схожие, но более конкретные результаты получены в исследовании [220], где отмечено, что уплотнение сетки скважин до 5–15 га/скв. позволяет в условиях второй и третьей стадии разработки месторождения получить наибольшие приросты КИН. Для заключительной стадии эксплуатации месторождения в связи с отбором наибольшей части запасов многими исследователями (в том числе и авторами) предлагается реализация комплексного подхода к тому или иному участку залежи: в частности, активное использование методов повышения производительности скважин и нефтеотдачи пластов для эффективного извлечения остаточных запасов жидких углеводородов.

В работе [221] при помощи комплексного математического моделирования и применения параметра удельных запасов, который линейно связан с ПСС, произведена оценка динамики плотности сетки скважин. Основной задачей исследования являлось доказательство следующего суждения: равномерная сетка скважин в пределах месторождения не позволяет равномерно отобрать запасы жидких углеводородов. В ходе исследования на примере одного из крупных объектов нефтедобычи установлено, что большая часть запасов отбирается малым числом высокодебитных скважин и дальнейшее уплотнение сетки скважины в пределах залежи с остаточными запасами нефти в зависимости от стадии разработки может привести к различным последствиям и, следовательно, к разным величинам прироста степени выработки запасов. Данная мысль косвенно подтверждается и в работе [222], в которой не менее важный вывод состоит из следующих аспектов:

- при различных ПСС дебиты скважин в залежах, представленных упругой и ползучей средой, в начальный период разработки идентичны, поэтому работы по ее уплотнению в большинстве случаев положительно сказываются на КИН; это может быть обусловлено незначительным снижением пластового давления и, следовательно, небольшим воздействием на скелет горных пород;

- дальнейшее разбуривание месторождений способствует более существенному влиянию различных процессов на горные породы, что приводит в

случае с более плотными сетками скважин к резкому снижению дебитов; для залежей с ползучей средой темп снижения производительности скважин несколько выше, чем для упругой среды;

- в залежах с ползучей средой плотность сетки скважин оказывает наименьшее влияние на текущий и конечный КИН по сравнению с залежами с упругой средой;

- текущий КИН в плотных сетках скважин больше по сравнению с редкими сетками скважин, что, в целом, сопоставляется с имеющимися тенденциями касательно данного вопроса;

- при увеличении ПСС от 12 до 4 га/скв. время достижения одного и того же КИН уменьшается;

- в залежах с ползучей и упругой средой при треугольной сетке скважин время достижения конечного КИН меньше, чем при квадратной сетке.

Проведенные численные эксперименты по оценке степени влияния плотности сетки скважин на КИН с использованием различных статистических моделей, полученных в результате обобщения длительно разрабатываемых залежей различных нефтедобывающих регионов и стран достаточно подробно отражены в рядах работ прошлого и нынешнего века [223–227].

Изучение опыта построения статистических моделей для прогнозирования основных технологических показателей демонстрирует возможность достоверной идентификации на различном уровне скрытых закономерностей между геолого-промысловыми параметрами, что подтверждает широкое применение данного типа зависимостей в решение задач подбора оптимальной величины ПСС для достижения максимального КИН [228].

На Рисунке 3.1 представлены зависимости КИН от ПСС для различных объектов. Для залежей, представленных высокопроницаемыми терригенными коллекторами с малой вязкостью пластовой нефти и разрабатываемых в условиях водонапорного режима Волго-Уральской области (модель 1) и Урало-Поволжья (модель 2), получены идентичные закономерности влияния ППС на КИН. При этом в диапазоне изменения ПСС от 100 до 10 га /скв., на каждое увеличение его

величины на 10 га/скв. приходится рост КИН на 0,8–0,9 %. Для объектов, рассмотренных в статистических моделях 1 и 2, установлено относительно слабое влияние ПСС на КИН [229].

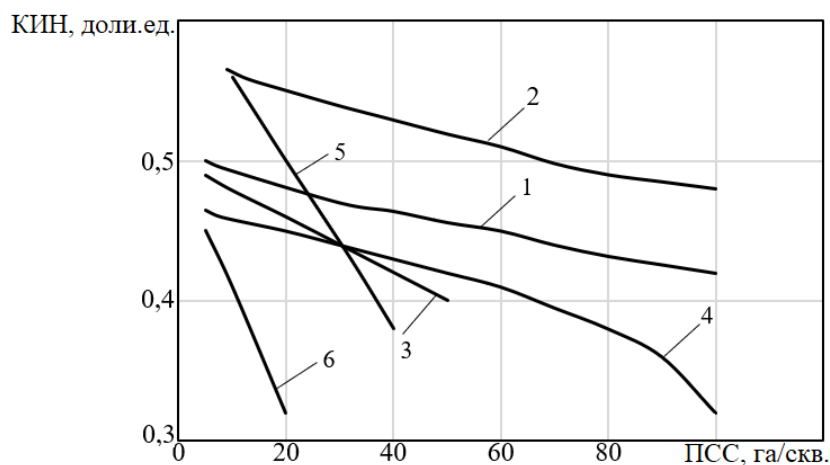


Рисунок 3.1 – Обобщенные зависимости КИН от ПСС

На аналогичных объектах увеличение ПСС в 10 раз (от 100 до 10 га/скв.) приводит к увеличению КИН – на 7,7%, а увеличение в 20 раз (от 100 до 5 га/скв.) – на 8,2 %. Естественно, что при разработке таких объектов могут применяться редкие сетки скважин (40–60 га/скв.), при этом достигаются относительно высокие значения КИН – до 48-52 %.

Для объектов, представленных карбонатными коллекторами с малой вязкостью пластовой нефти и разрабатываемых при условиях водонапорного режима залежей Урало-Поволжья (модели 3 и 4) установлено более значительное влияние ПСС на КИН по сравнению с объектами, представленными терригенными коллекторами. Увеличение ПСС на этих объектах в 10 раз (от 100 до 10 га /скв.) приводит к росту КИН на 12 %, а в 20 раз (от 100 до 5 га/скв.) – на 13 %. На объектах, представленных карбонатными коллекторами, эффект от уплотнения в диапазоне изменения ПСС от 100 до 60 га/скв. более, чем в 2 раза выше, чем на объектах с терригенными коллекторами. Применение плотных сеток скважин на этих объектах должно быть обосновано с экономической точки зрения, т. к. из зависимости (3.4) видно, что по мере уплотнения ПСС темпы роста КИН постепенно снижаются.

Для объектов, представленных терригенными коллекторами с подошвенной водой Башкортостана и Самарской области (модель 5), по сравнению с объектами, рассмотренными в моделях 1 и 2, установлено более существенное влияние ПСС на КИН.

Для объектов Афгано-Таджикского газонефтяного бассейна, представленного карбонатными коллекторами с высоковязкой нефтью и разрабатываемыми при упруговодонапорном режиме (модель 6), установлена наиболее высокая степень влияния ПСС на КИН. Например, при уплотнении ПСС от 20 до 10 га/скв. прирост КИН для карбонатных коллекторов с маловязкими нефтями – 7,2 %. Сопоставление величин КИН для залежей с высоко (более 30 мПа·с) и маловязкими нефтями (менее 10 мПа·с) показывает, что по мере разрежения ПСС расхождение между ними растет. Например, при ПСС, равной 5 га/скв. отличие в величинах КИН составляет 10 %, а при 20 га/скв. – 14 %. Естественно, эта разница увеличивается за счет снижения КИН на объектах с высоковязкими нефтями.

В различных геолого-физических условиях продуктивных пластов при разработке их как на естественном режиме, так и с использованием различных систем заводнения, получены неоднозначные результаты [230–233], суть которых сводится к тому, что плотность сетки скважин:

- влияет на степень выработки запасов;
- не влияет на величину выработки запасов;
- влияет до определенных пределов уплотнения сетки;
- в различных интервалах изменения её значений по-разному влияет на конечный коэффициент извлечения нефти;
- в зависимости от геолого-физических условий залегания объектов характеризуется нелинейным характером влияния на величину освоения активов недропользователей [189].

Помимо этого отмечается, что уровень влияния ПСС на КИН в пределах участков одного и того же месторождения может быть различен.

Иначе говоря, характер и степень влияния плотности сетки скважин на КИН определяется особенностями геологического строения залежей нефти, что требует изучения этого влияния в условиях различных групп месторождений, выделенных по тем или иным критериям.

Мелкие и средние по размерам залежи нефти в карбонатных коллекторах Урало-Поволжья являются существенным резервом добычи нефти. Многие месторождения введены в разработку, однако, ввиду эксплуатации их в начальный период на естественных режимах, степень выработки запасов этих объектов недостаточно высока. При этом значительное количество залежей не введено в эксплуатацию из-за низкой рентабельности разработки.

В этой связи установление зависимостей коэффициента нефтеизвлечения от плотности сетки скважин при разработке залежей на естественных режимах является крайне актуальным, поскольку позволяет решить целый комплекс задач повышения эффективности эксплуатации и темпов ввода в разработку этих объектов.

3.1.2 Оценка конечного коэффициента извлечения нефти по геолого-промысловым данным

Прогноз конечного коэффициента извлечения нефти (КИН_к) проводился до организации закачки в пласт воды отдельно более чем по 500-м объектам, приуроченным к: турнейскому ярусу Бирской седловины (группа 2.4.10.10), Южно-Татарского свода (группа 2.4.18.18), Благовещенской впадины (группа 2.4.13.13); фаменскому ярусу Южно-Татарского свода (группа 2.3.5.7); верейскому горизонту (группа 2.4.5.5.) и башкирскому (группа 2.4.6.6) ярусу Башкирского свода, каширскому горизонту Бирской седловины (группа 2.4.12.12), Верхне-Камской впадины (группа 2.4.3.3) и Башкирского свода (2.4.7.7) (согласно схеме на Рисунках 1.17–1.26) по формуле, предложенной для этих объектов в работе [16]:

$$КИН_K = \frac{\frac{n'}{n} \left(\sum_{i=1}^k Q_{извл.i}^I + \sum_k Q_{извл.i}^{II} + \sum_l Q_{извл.i}^{III} + \sum_m Q_{извл.i}^{IV} + \right)}{Q_{бал}} \cdot 100, \quad (3.5)$$

где $Q_{извл.i}^I$ – фактические извлекаемые запасы i -й скважины при эксплуатации ее до предела экономической рентабельности ($Q_H^{min} = 0,2$ т/сут);

$Q_{извл.i}^{II}$ – извлекаемые запасы i -й скважины, определяемые путем экстраполяции фактических данных в координатах $Q_H - \ln t$ и $\ln Q_H - t$ (в зависимости от принадлежности к какой-либо группе), при наличии данных по добыче нефти за первые 5–7 лет и более;

$Q_{извл.i}^{III}$ – извлекаемые запасы i -й скважины, определяемые по уравнениям (4.22) – (4.33) [16], при отсутствии данных по добыче нефти за первые 5–7 лет и при наличии значений коэффициента продуктивности;

$Q_{извл.i}^{IV}$ – извлекаемые запасы i -й скважины, определяемые по эмпирическим зависимостям ([16], (7.2) – (7.13)) при отсутствии данных по добыче нефти за первые 5–7 лет и отсутствии значений начальной продуктивности;

$Q_{бал}$ – балансовые запасы объекта разработки;

n' – общее количество скважин, пребывающих в эксплуатации на момент проведения расчетов;

n – количество скважин, по которым производилось определение извлекаемых запасов;

k – количество скважин, по которым определялась величина $Q_{извл.i}^I$;

$l-k$ – количество скважин, по которым определялась величина $Q_{извл.i}^{II}$;

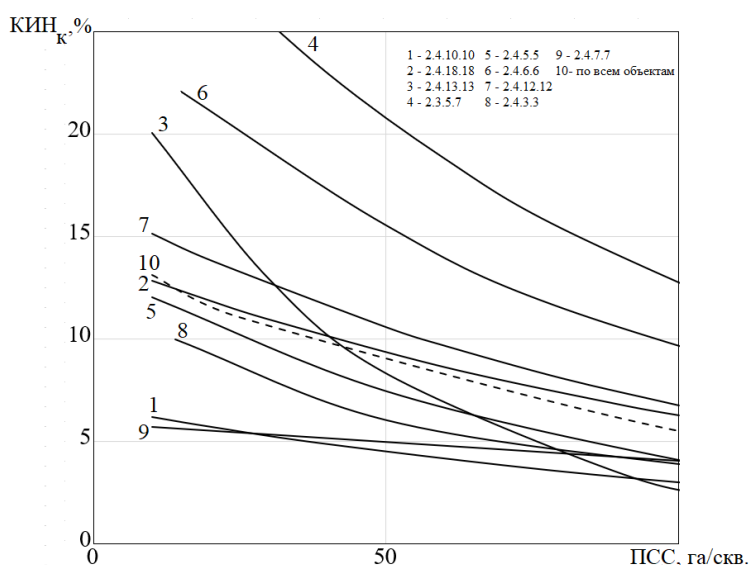
$m-l$ – количество скважин, по которым определялась величина $Q_{извл.i}^{III}$;

$n-m$ – количество скважин, по которым определялась величина $Q_{извл.i}^{IV}$.

3.1.3 Влияние плотности сетки скважин на конечный коэффициент нефтеизвлечения в условиях различных тектонико-стратиграфических элементов

На Рисунке 3.2 и в Таблице 3.2 представлены зависимости, уравнения регрессии, значения коэффициентов детерминации (D) по группам объектов, разделенных по тектонико-стратиграфическому принципу, характеризующие связь конечного коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин при разработке залежей на естественных режимах.

Видно, что каждая группа объектов имеет свои зависимости (получены путем перебора функций различного вида и отбора по наибольшим значениям D), которые указывают на различие в степени и характере влияния плотности сетки скважин на степень выработки запасов. Наблюдается значительный разброс кривых (Рисунок 3.2) относительно общей зависимости, построенной по всем объектам. Высокие значения коэффициентов детерминации (Таблицу 3.2 – уравнения (3.6) – (3.15)) позволяют использовать полученные зависимости в практике для решения широкого круга задач разработки.



Шифр кривых – номер группы объектов (рисунки 1.17 – 1.26)

Рисунок 3.2 – Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти от
плотности сетки скважин

Таблица 3.2 – Зависимости, описывающие наилучшим образом влияние ПСС на KIN_K

Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации (D)	Номер уравнения
2.4.10.10	$KIN_K = 6,6945e^{-0,008ПСС}$	0,085	(3.6)
2.4.18.18	$KIN_K = 13,935 e^{-0,008ПСС}$	0,546	(3.7)
2.4.13.13	$KIN_K = 25,653 e^{-0,01ПСС}$	0,809	(3.8)
2.3.5.7	$KIN_K = 34,269 e^{-0,01ПСС}$	0,352	(3.9)
2.4.5.5	$KIN_K = 13,584 e^{-0,012ПСС}$	0,620	(3.10)
2.4.6.6	$KIN_K = 16,583 e^{-0,009ПСС}$	0,517	(3.11)
2.4.12.12	$KIN_K = 25,018 e^{-0,022ПСС}$	0,789	(3.12)
2.4.3.3	$KIN_K = -3,098 \ln (ПСС) + 18,171$	0,504	(3.13)
2.4.7.7	$KIN_K = 5,9931 e^{-0,005ПСС}$	0,835	(3.14)
Все объекты	$KIN_K = 13,343e^{-0,008ПСС}$	0,243	(3.15)

Необходимо отметить, что зависимость, построенная по всем объектам, характеризуется наименьшим коэффициентом детерминации, за исключением объектов группы 2.4.10.10. Его значение ($D = 0,243$) в 2 раза ниже, чем в среднем по объектам выделенных групп ($D_{CP} = 0,584$) и говорит о необходимости дифференцированного подхода к принятию управляющих решений.

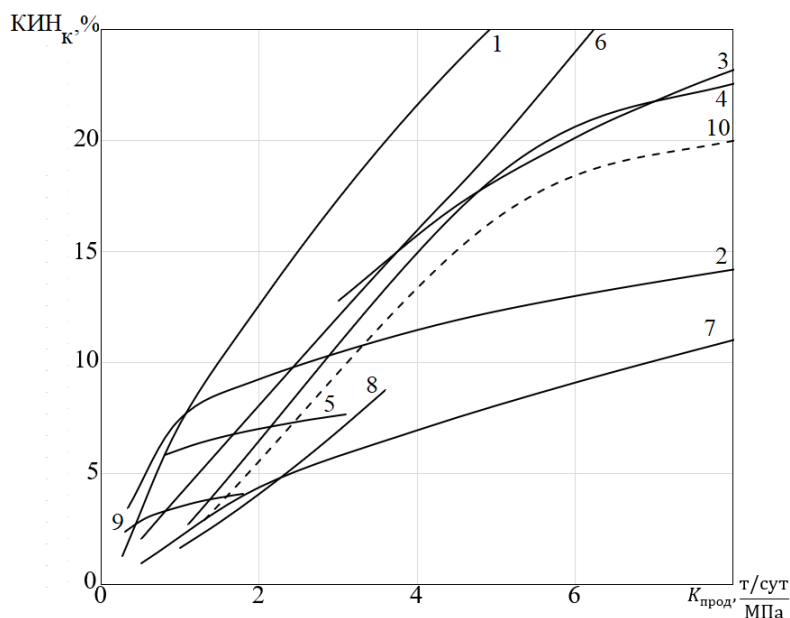
Из Рисунка 3.2 также видно, что степень выработки запасов залежей наиболее трещиноватых известняков фаменского яруса Южно-Татарского свода при $ПСС = 25$ га/скв. в четыре раза выше, чем в условиях низкопроницаемых известняков каширского горизонта Башкирского свода, характеризующихся её отсутствием. Также относительно высокими значениями KIN_K характеризуются трещиноватые известняки башкирского яруса Башкирского свода и обладающие наибольшей трещиноватостью пород-коллекторов среди залежей турнейского яруса известняки Благовещенской впадины. Бóльшую степень выработки запасов залежей фаменского и турнейского яруса по сравнению с объектами каширского горизонта также можно объяснить и меньшей вязкостью добываемой нефти.

3.1.4 Дифференцированное моделирование с использованием комплексных параметров

Известно, что коэффициенты продуктивности ($K_{\text{прод}}$) и удельной продуктивности ($K_{\text{прод}}^{\text{уд}}$) являются параметрами, в комплексе отражающими геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов и во многом определяющие степень выработки запасов нефти.

Анализ показал, что и в пределах выделенных групп объектов кроме ПСС на величину КИН_K также оказывают существенное влияние $K_{\text{прод}}$ и $K_{\text{прод}}^{\text{уд}}$, определенные в период от момента выхода скважин на максимальный оптимальный дебит и до момента его снижения на 10–15 %, т. е. в период, когда они в наибольшей мере отражают реальные свойства пласта в точке вскрытия его скважиной.

Представленные на Рисунке 3.3 зависимости и результаты расчетов в Таблице 3.3 говорят о том, что низкое значение D в отдельных уравнениях объясняется влиянием ПСС на КИН_K .



Шифр кривых аналогичен шифру на рисунке 3.2

Рисунок 3.3 – Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти от коэффициента продуктивности

Таблица 3.3 – Зависимости, описывающие наилучшим образом влияние $K_{\text{прод}}$ на $K_{\text{ИНК}}$

Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации (D)	Номер уравнения
2.4.10.10	$K_{\text{ИНК}} = -0,2749 K_{\text{прод}}^2 + 6,16 K_{\text{прод}} + 1,3891$	0,644	(3.16)
2.4.18.18	$K_{\text{ИНК}} = 7,4705 K_{\text{прод}}^{0,3091}$	0,145	(3.17)
2.4.13.13	$K_{\text{ИНК}} = 10,578 \ln(K_{\text{прод}}) + 1,1832$	0,369	(3.18)
2.3.5.7	$K_{\text{ИНК}} = 15,023 K_{\text{прод}}^{0,1958}$	0,184	(3.19)
2.4.5.5	$K_{\text{ИНК}} = 6,1206 K_{\text{прод}}^{0,2903}$	0,054	(3.20)
2.4.6.6	$K_{\text{ИНК}} = -0,0355 K_{\text{прод}}^2 + 4,1458 K_{\text{прод}} - 0,02$	0,671	(3.21)
2.4.12.12	$K_{\text{ИНК}} = 2,7753 K_{\text{прод}}^{0,6638}$	0,424	(3.22)
2.4.3.3	$K_{\text{ИНК}} = 1,6601 K_{\text{прод}}^{1,3356}$	0,178	(3.23)
2.4.7.7	$K_{\text{ИНК}} = 0,9533 \ln(K_{\text{прод}}) + 3,5452$	0,032	(3.24)
Все объекты	$K_{\text{ИНК}} = 5,1093 \ln(K_{\text{прод}}) + 8,6261$	0,107	(3.25)

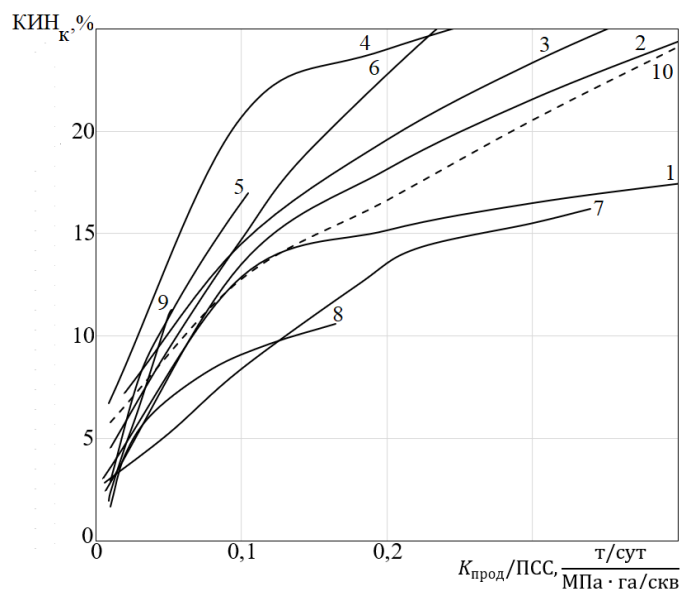
Наиболее сильно коэффициент продуктивности влияет на конечный коэффициент извлечения нефти в условиях объектов турнейского яруса Бирской седловины и Благовещенской впадины, а также башкирского яруса Башкирского свода и каширского горизонта Бирской седловины ($D = 0,369 \dots 0,671$). Причем, как и в случае с ПСС, коэффициент детерминации зависимости по всем объектам ($D = 0,107$) почти в три раза ниже, чем в среднем по выделенным группам объектов ($D_{\text{ср}} = 0,301$).

При совместном использовании значений плотности сетки скважин и продуктивности, как видно из Таблицы 3.4, значения коэффициентов детерминации полученных зависимостей увеличиваются по сравнению с их отдельным учетом как по группам объектов, так и в целом по всем месторождениям, однако почти двукратное снижение D в условиях всех групп объектов (уравнения (3.35), (3.45)) сохраняются. Необходимо отметить, что использование моделей, включающих либо $K_{\text{прод}}$, либо $K_{\text{прод}}^{\text{уд}}$ практически равнозначно. В среднем коэффициенты детерминации равны соответственно 0,640 и 0,649, однако в отдельных случаях, при выборе плотности сетки скважин необходимо использовать модели, имеющие более высокие значения D . Так, например, по залежам ТБИС и ФЮТС предпочтительнее использовать зависимости (3.36) и (3.39), включающие в себя $K_{\text{прод}}$, а по залежам ТЮТС, БШБС, КВКВ – (3.27), (3.31), (3.33), включающие в себя $K_{\text{прод}}^{\text{уд}}$.

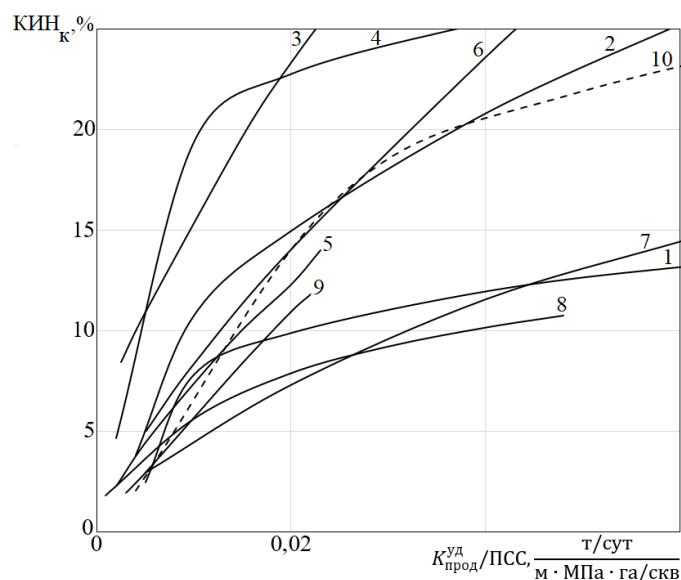
Таблица 3.4 – Зависимости, описывающие наилучшим образом влияние $K_{\text{прод}}/\text{ПСС}$ на КИН_K

Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации (D)	Номер уравнения
2.4.10.10	$\text{КИН}_K = 2,9716 \ln (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}) + 21,518$	0,353	(3.26)
2.4.18.18	$\text{КИН}_K = 96,256 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,4759}$	0,539	(3.27)
2.4.13.13	$\text{КИН}_K = -9332,9(K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^2 + 1061,3(K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}) + 5,8291$	0,792	(3.28)
2.3.5.7	$\text{КИН}_K = 47,255 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,1937}$	0,207	(3.29)
2.4.5.5	$\text{КИН}_K = 221,02 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,7382}$	0,758	(3.30)
2.4.6.6	$\text{КИН}_K = 261,76 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,7478}$	0,911	(3.31)
2.4.12.12	$\text{КИН}_K = 77,966 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,686}$	0,741	(3.32)
2.4.3.3	$\text{КИН}_K = 3,2713 \ln (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}) + 20,681$	0,622	(3.33)
2.4.7.7	$\text{КИН}_K = 442,61 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,9457}$	0,834	(3.34)
Все объекты	$\text{КИН}_K = 4,5955 \ln (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}) + 36,5025$	0,317	(3.35)
2.4.10.10	$\text{КИН}_K = 3,2837 \ln (K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 20,463$	0,494	(3.36)
2.4.18.18	$\text{КИН}_K = 36,055 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,4267}$	0,498	(3.37)
2.4.13.13	$\text{КИН}_K = 39,35 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,4341}$	0,787	(3.38)
2.3.5.7	$\text{КИН}_K = 33,911 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,2151}$	0,329	(3.39)
2.4.5.5	$\text{КИН}_K = 65,667 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,6763}$	0,754	(3.40)
2.4.6.6	$\text{КИН}_K = -152,2 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^2 + 129,72 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 3,2767$	0,852	(3.41)
2.4.12.12	$\text{КИН}_K = 31,816 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,6012}$	0,713	(3.42)
2.4.3.3	$\text{КИН}_K = 3,0441 \ln (K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 16,091$	0,580	(3.43)
2.4.7.7	$\text{КИН}_K = 196,09 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,9603}$	0,838	(3.44)
Все объекты	$\text{КИН}_K = 37,6842 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,4834}$	0,306	(3.45)

Зависимости, представленные на рисунках 3.4 и 3.5 показывают, что в среднем при значениях $K_{\text{прод}}/\text{ПСС} > 0,1$ т/сут/МПа·га/скв. и $K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС} > 0,02$ т/сут/м·МПа·га/скв. влияние плотности сетки скважин на выработку запасов снижается, однако индивидуальная граница в условиях выделенных групп объектов имеет свои значения, что говорит о необходимости дифференцированного подхода при принятии тех или иных решений при оптимизации сеток скважин.



Шифр кривых аналогичен шифру на Рисунке 3.2
 Рисунок 3.4 – Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти от соотношения коэффициента продуктивности и плотности сетки скважин



Шифр кривых аналогичен шифру на Рисунке 3.2
 Рисунок 3.5 – Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти от соотношения удельного коэффициента продуктивности и плотности сетки скважин

Так, например, в условиях залежей фаменского яруса ЮТС граница снижения степени влияния ПСС на $КИН_k$ по $K_{прод}^{уд}$ на уровне

0,01 т/сут/м·МПа·га/скв., а в целом по всем объектам на уровне 0,025 т/сут/м·МПа·га/скв.

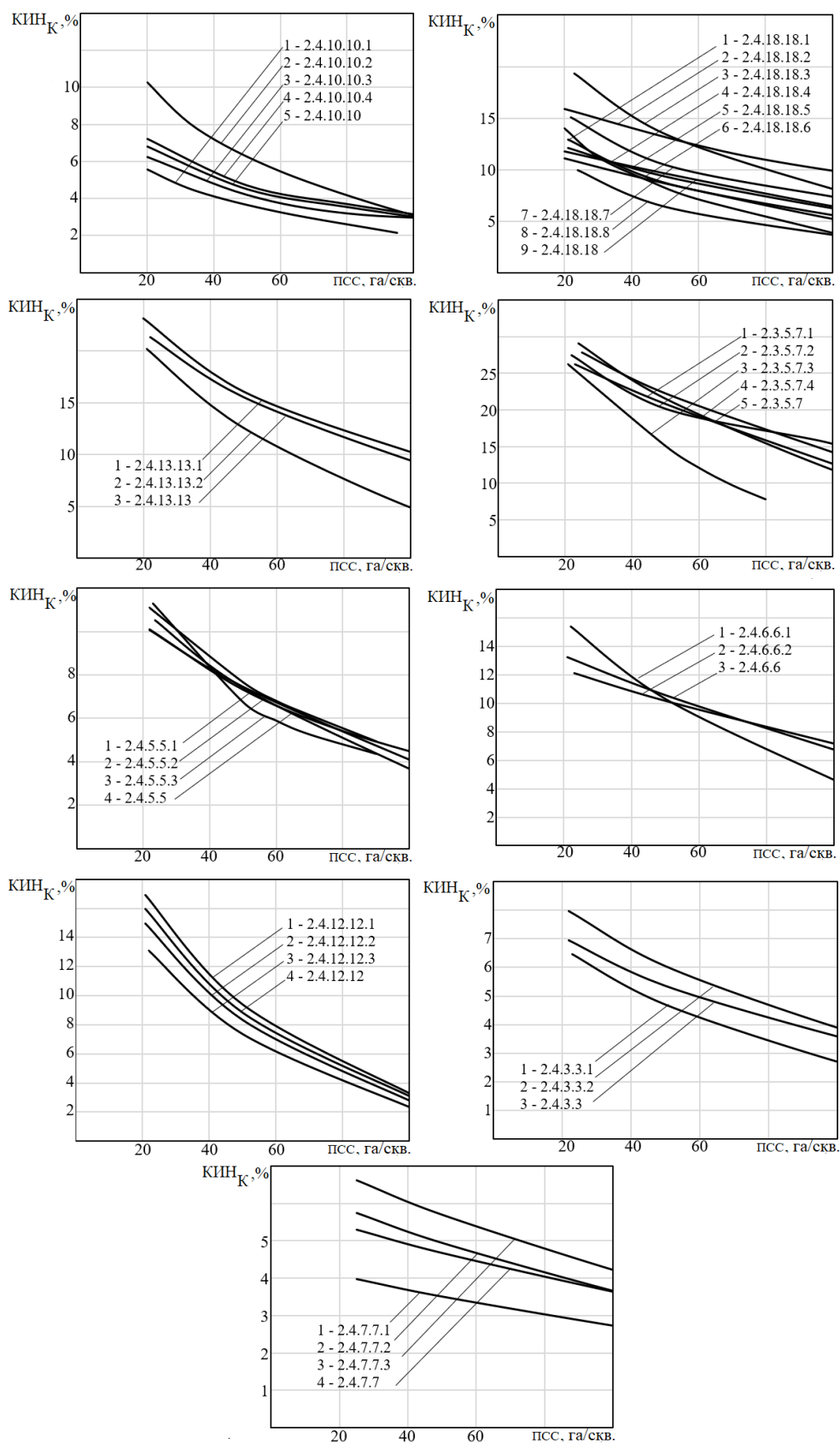
Этот факт ещё раз подтверждает вывод о том, что в трещиноватых коллекторах влияние ПСС на $K_{ИН}$ менее значимо по сравнению с коллекторами порового типа. В то же время из Рисунков 3.4 и 3.5 видно, что с увеличением продуктивности залежей роль и значимость плотности сетки скважин в интервале от 100 до 25 га/скв. и менее – также снижается.

3.1.5 Оценка необходимости глубокой идентификации залежей

На Рисунках 1.17–1.26 представлены схемы, которые отражают результаты проведения глубокой идентификации объектов разработки в пределах выделенных тектонико-стратиграфических элементов. Возникает вопрос, насколько модели, построенные по группам объектов, выделенных при этой идентификации, отличаются от моделей, построенных в целом по этим элементам, и какова теснота связи между параметрами, входящими в модели.

Анализ зависимостей, представленных на Рисунке 3.6, показал, что в условиях залежей каширского горизонта Бирской седловины кривые по объектам, выделенным в результате глубокой идентификации, располагаются достаточно близко к кривой, построенной в целом для этой тектонико-стратиграфической единицы (группа 2.4.12.12) и имеют с ней идентичный характер изменения конечного коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин.

Аналогичная картина наблюдается в условиях залежей верейского горизонта Башкирского свода (группа 2.4.5.5). Во всех остальных случаях имеет место либо значительный разброс кривых относительно общей кривой в координатах $K_{ИН}$ –ПСС, либо эти кривые имеют иной характер изменения конечного коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин. Этот факт указывает на важность процедуры глубокой идентификации и необходимость использования зависимостей, построенных именно для вновь выделенных групп, что позволяет решать задачи, связанные с плотностью сетки скважин с меньшими погрешностями.



Шифр кривых – номер группы объектов

Рисунок 3.6 – Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин

Анализ значений коэффициентов детерминации полученных моделей, представленных в Таблице 3.5, показывает, что среднее его значение по вновь выделенным группам выше, чем у модели, построенной в целом по тектонико-стратиграфическому элементу. Практически все они могут быть использованы при принятии решений, за исключением моделей, построенных в условиях залежей турнейского яруса Бирской седловины (группа 2.4.10.10), в условиях которой более сильное влияние оказывает продуктивность залежей. Совместное использование $K_{\text{прод}}$ и ПСС, как будет показано далее, позволяет получить истинную картину влияния ПСС на КИН_K .

Таблица 3.5 – Зависимости, описывающие наилучшим образом влияние ПСС на КИН_K

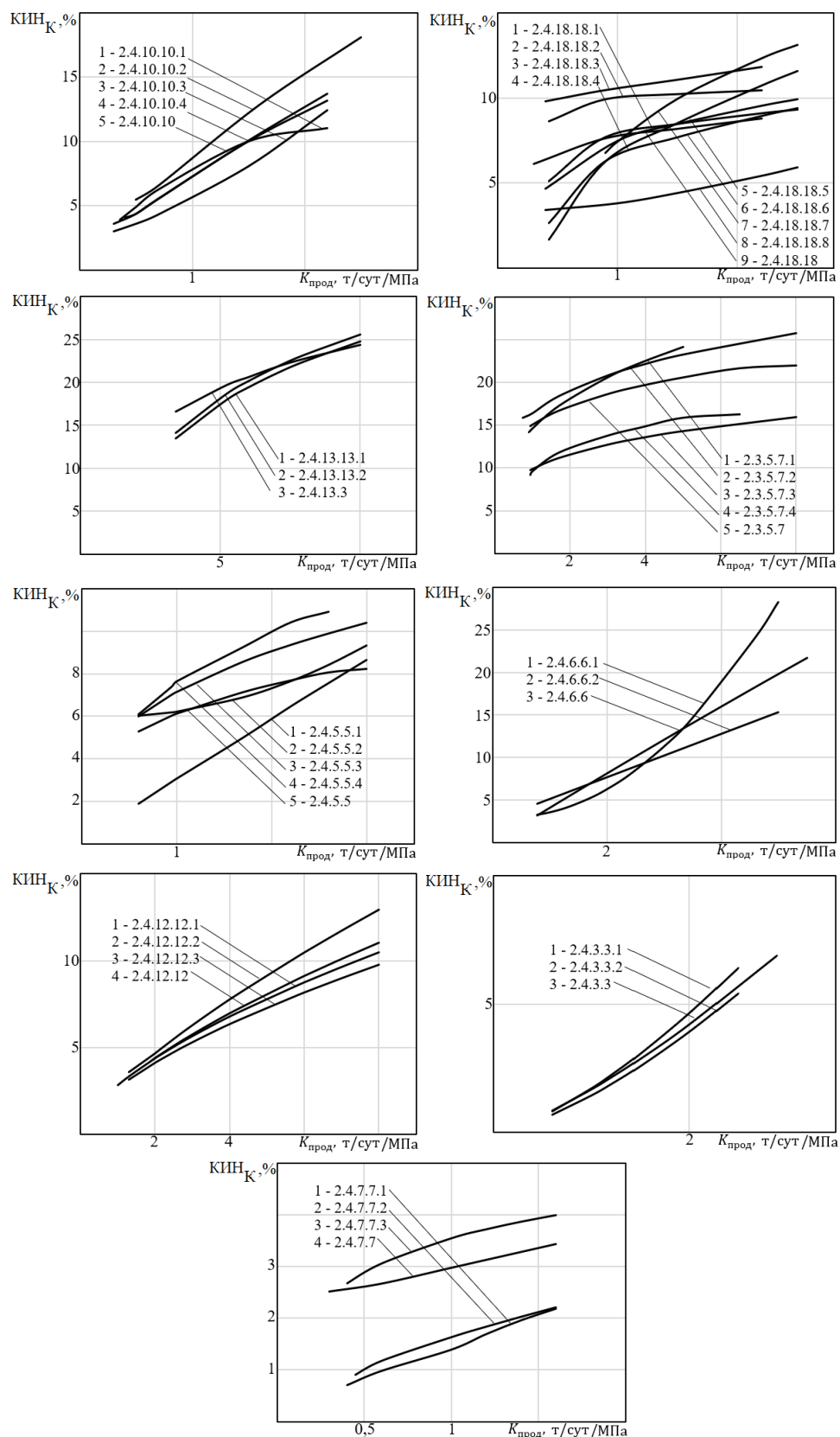
Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации	Номер уравнения
2.4.10.10.1	$\text{КИН}_K = 6,6522 e^{-0,012\text{ПСС}}$	0,145	(3.46)
2.4.10.10.2	$\text{КИН}_K = 12,629 e^{-0,014\text{ПСС}}$	0,263	(3.47)
2.4.10.10.3	$\text{КИН}_K = 4,0534 e^{-0,003\text{ПСС}}$	0,011	(3.48)
2.4.10.10.4	$\text{КИН}_K = 7,0134 e^{-0,008\text{ПСС}}$	0,087	(3.49)
2.4.10.10	$\text{КИН}_K = 6,6945 e^{-0,008\text{ПСС}}$	0,085	(3.50)
2.4.18.18.1	$\text{КИН}_K = 15,276 e^{-0,011\text{ПСС}}$	0,660	(3.51)
2.4.18.18.2	$\text{КИН}_K = 16,387 e^{-0,005\text{ПСС}}$	0,620	(3.52)
2.4.18.18.3	$\text{КИН}_K = 22,236 e^{-0,01\text{ПСС}}$	0,435	(3.53)
2.4.18.18.4	$\text{КИН}_K = 14,908 e^{-0,007\text{ПСС}}$	0,690	(3.54)
2.4.18.18.5	$\text{КИН}_K = 14,352 e^{-0,008\text{ПСС}}$	0,514	(3.55)
2.4.18.18.6	$\text{КИН}_K = 14,314 e^{-0,01\text{ПСС}}$	0,368	(3.56)
2.4.18.18.7	$\text{КИН}_K = 17,577 e^{-0,015\text{ПСС}}$	0,278	(3.57)
2.4.18.18.8	$\text{КИН}_K = 11,164 e^{-0,01\text{ПСС}}$	0,915	(3.58)
2.4.18.18	$\text{КИН}_K = 13,935 e^{-0,008\text{ПСС}}$	0,546	(3.59)
2.4.13.13.1	$\text{КИН}_K = 25,216 e^{-0,009\text{ПСС}}$	0,858	(3.60)
2.4.13.13.2	$\text{КИН}_K = 32,533 e^{-0,019\text{ПСС}}$	0,568	(3.61)
2.4.13.13	$\text{КИН}_K = 25,653 e^{-0,01\text{ПСС}}$	0,809	(3.62)
2.3.5.7.1	$\text{КИН}_K = 39,24 e^{-0,012\text{ПСС}}$	0,736	(3.63)
2.3.5.7.2	$\text{КИН}_K = 34,905 e^{-0,009\text{ПСС}}$	0,218	(3.64)
2.3.5.7.3	$\text{КИН}_K = 45,411 e^{-0,022\text{ПСС}}$	0,497	(3.65)
2.3.5.7.4	$\text{КИН}_K = 93,842 \text{ ПСС}^{-0,393}$	0,339	(3.66)
2.3.5.7	$\text{КИН}_K = 34,269 e^{-0,011\text{ПСС}}$	0,352	(3.67)
2.4.5.5.1	$\text{КИН}_K = 14,898 e^{-0,014\text{ПСС}}$	0,736	(3.68)
2.4.5.5.2	$\text{КИН}_K = 13,293 e^{-0,011\text{ПСС}}$	0,699	(3.69)
2.4.5.5.3	$\text{КИН}_K = 122,37 \text{ ПСС}^{-0,741}$	0,580	(3.70)
2.4.5.5.4	$\text{КИН}_K = 12,079 e^{-0,01\text{ПСС}}$	0,612	(3.71)

Продолжение табл. 3.5

Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации	Номер уравнения
2.4.5.5	$K_{ИНК} = 13,584 e^{-0,012ПСС}$	0,620	(3.72)
2.4.6.6.1	$K_{ИНК} = 22,982 e^{-0,016ПСС}$	0,717	(3.73)
2.4.6.6.2	$K_{ИНК} = 14,41 e^{-0,07ПСС}$	0,479	(3.74)
2.4.6.6	$K_{ИНК} = 16,583 e^{-0,009ПСС}$	0,517	(3.75)
2.4.12.12.1	$K_{ИНК} = 26,918 e^{-0,021ПСС}$	0,806	(3.76)
2.4.12.12.2	$K_{ИНК} = 25,295 e^{-0,021ПСС}$	0,777	(3.77)
2.4.12.12.3	$K_{ИНК} = 23,252 e^{-0,023ПСС}$	0,804	(3.78)
2.4.12.12	$K_{ИНК} = 25,018 e^{-0,022ПСС}$	0,789	(3.79)
2.4.3.3.1	$K_{ИНК} = 8,1655 e^{-0,011ПСС}$	0,497	(3.80)
2.4.3.3.2	$K_{ИНК} = 7,9875 e^{-0,008ПСС}$	0,260	(3.81)
2.4.3.3	$K_{ИНК} = -3,098 \ln(ПСС) + 18,171$	0,504	(3.82)
2.4.7.7.1	$K_{ИНК} = 4,513 e^{-0,005ПСС}$	0,747	(3.83)
2.4.7.7.2	$K_{ИНК} = 6,6781 e^{-0,006ПСС}$	0,845	(3.84)
2.4.7.7.3	$K_{ИНК} = 7,6859 e^{-0,006ПСС}$	0,966	(3.85)
2.4.7.7	$K_{ИНК} = 5,9931 e^{-0,005ПСС}$	0,835	(3.86)

На Рисунке 3.7 представлены зависимости конечного коэффициента извлечения нефти от коэффициента продуктивности. Видно, что закономерно с ростом $K_{прод}$ степень извлечения запасов увеличивается. Однако, степень этого увеличения различна в условиях групп объектов, выделенных в пределах тектонико-стратиграфических элементов, что является следствием как различной плотности сетки скважин, так и геологических особенностей объектов, не учитываемых коэффициентом продуктивности. Необходимо отметить также значительный разброс кривых, построенных по группам объектов, выделенным в результате глубокой идентификации относительно кривых, построенных по объектам, выделенным по тектонико-стратиграфическому принципу.

Исключением являются объекты турнейского яруса Благовещенской впадины (группа 2.4.13.13), хотя по ним разброс кривых в координатах $K_{ИНК}$ –ПСС (Рисунок 3.5) весьма значителен, что указывает на необходимость совместного использования $K_{прод}$ и ПСС при определении $K_{ИНК}$. Аналогичная картина наблюдается по объектам каширского горизонта Верхне-Камской впадины (группа 2.4.3.3).



Шифр кривых – номер группы объектов

Рисунок 3.7 – Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти от коэффициента продуктивности

Анализ зависимостей, представленных в Таблице 3.6, показывает, что среднее значение коэффициентов детерминации моделей по группам, выделенным в пределах тектоники-стратиграфических элементов выше почти на 15 % по сравнению со значениями D моделей, построенных по этим элементам в целом, что говорит о необходимости решения задач разработки дифференцированно по группам объектов после проведения глубокой идентификации. Низкие значения коэффициентов детерминаций как в целом (уравнение (3.113)), так и отдельно по группам (уравнения (3.109)–(3.112)) залежей верейского горизонта Башкирского свода (группа 2.4.5.5) объясняется влиянием ПСС, как и в условиях отдельных групп объектов турнейского яруса Южно-Татарского свода (группы 2.4.18.18.1–2.4.18.18.3; 2.4.18.18.5–2.4.18.18.8; 2.4.18.18) и Благовещенской впадины (группа 2.4.13.13.2), а также всех групп объектов каширского горизонта Башкирского свода (группы 2.4.7.7; 2.4.7.7.1–2.4.7.7.3) (Таблица 3.6).

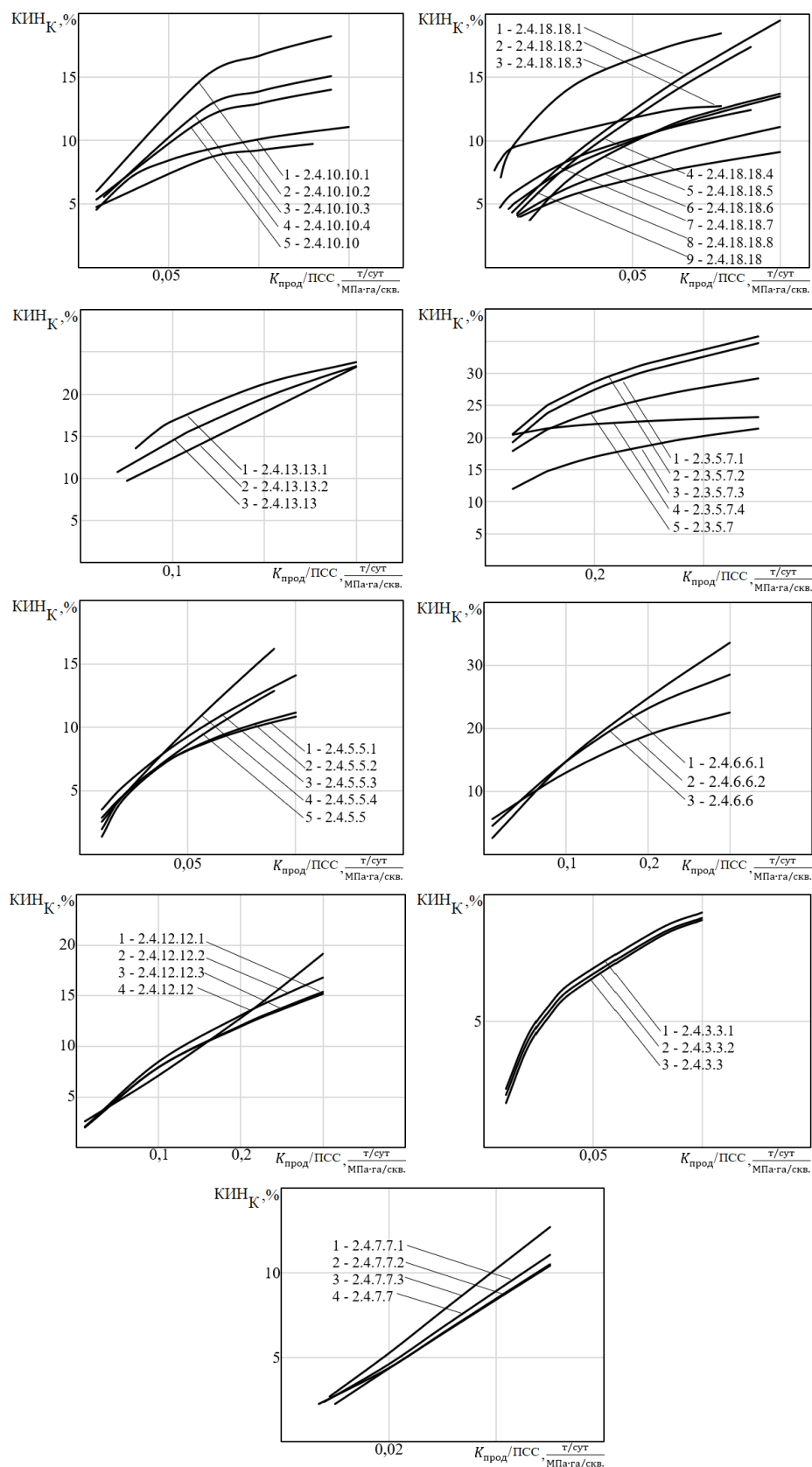
Таблица 3.6 – Зависимости, описывающие наилучшим образом влияние $K_{\text{прод}}$ на КИН_K

Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации (D)	Номер уравнения
2.4.10.10.1	$\text{КИН}_K = -2,1534K_{\text{прод}}^2 + 9,4484K_{\text{прод}} + 0,6886$	0,344	(3.87)
2.4.10.10.2	$\text{КИН}_K = -0,6532K_{\text{прод}}^2 + 8,4786K_{\text{прод}} + 0,9616$	0,820	(3.88)
2.4.10.10.3	$\text{КИН}_K = 1,0308K_{\text{прод}}^2 + 2,4194K_{\text{прод}} + 2,2171$	0,484	(3.89)
2.4.10.10.4	$\text{КИН}_K = -0,2912K_{\text{прод}}^2 + 6,29K_{\text{прод}} + 1,2979$	0,714	(3.90)
2.4.10.10	$\text{КИН}_K = -0,2749K_{\text{прод}}^2 + 6,16K_{\text{прод}} + 1,3891$	0,644	(3.91)
2.4.18.18.1	$\text{КИН}_K = 7,7576K_{\text{прод}}^{0,158}$	0,017	(3.92)
2.4.18.18.2	$\text{КИН}_K = 0,5881 \ln(K_{\text{прод}}) + 9,9801$	0,019	(3.93)
2.4.18.18.3	$\text{КИН}_K = 9,6081e^{0,0945K_{\text{прод}}}$	0,052	(3.94)
2.4.18.18.4	$\text{КИН}_K = 6,6713K_{\text{прод}}^{0,603}$	0,255	(3.95)
2.4.18.18.5	$\text{КИН}_K = 7,85K_{\text{прод}}^{0,1874}$	0,089	(3.96)
2.4.18.18.6	$\text{КИН}_K = 6,5471K_{\text{прод}}^{0,3934}$	0,136	(3.97)
2.4.18.18.7	$\text{КИН}_K = 6,2102 \ln(K_{\text{прод}}) + 7,421$	0,624	(3.98)
2.4.18.18.8	$\text{КИН}_K = 2,8349 e^{0,295K_{\text{прод}}}$	0,147	(3.99)
2.4.18.18	$\text{КИН}_K = 7,4705K_{\text{прод}}^{0,3091}$	0,145	(3.100)
2.4.13.13.1	$\text{КИН}_K = 10,48 \ln(K_{\text{прод}}) + 0,639$	0,387	(3.101)
2.4.13.13.2	$\text{КИН}_K = 7,2233 \ln(K_{\text{прод}}) + 7,7341$	0,120	(3.102)
2.4.13.13	$\text{КИН}_K = 10,578 \ln(K_{\text{прод}}) + 1,1832$	0,369	(3.103)
2.3.5.7.1	$\text{КИН}_K = 14,622K_{\text{прод}}^{0,3114}$	0,468	(3.104)

Продолжение табл. 3.6

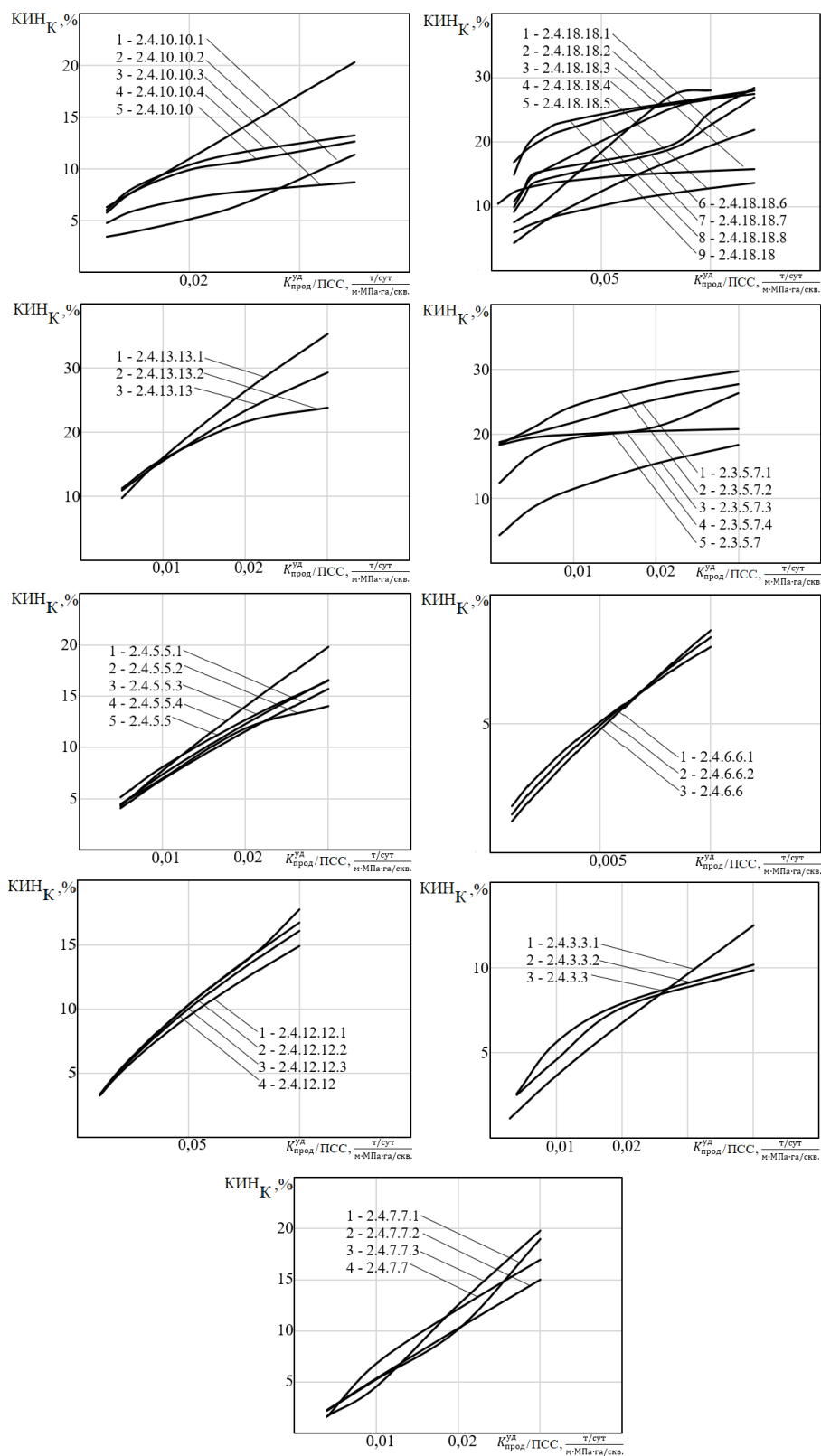
Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации (D)	Номер уравнения
2.3.5.7.2	$K_{ИНК} = 16,403 K_{\text{прод}}^{0,2169}$	0,194	(3.105)
2.3.5.7.3	$K_{ИНК} = 9,8926 K_{\text{прод}}^{0,2292}$	0,328	(3.106)
2.3.5.7.4	$K_{ИНК} = 22,168 e^{-0,022 K_{\text{прод}}}$	0,154	(3.107)
2.3.5.7	$K_{ИНК} = 15,023 K_{\text{прод}}^{0,1958}$	0,184	(3.108)
2.4.5.5.1	$K_{ИНК} = 3,0856 K_{\text{прод}}^{0,9379}$	0,522	(3.109)
2.4.5.5.2	$K_{ИНК} = 0,4491 K_{\text{прод}}^2 - 0,2563 K_{\text{прод}} + 6,0389$	0,191	(3.110)
2.4.5.5.3	$K_{ИНК} = 7,1471 K_{\text{прод}}^{0,3398}$	0,089	(3.111)
2.4.5.5.4	$K_{ИНК} = -2,2963 K_{\text{прод}} + 11,542$	0,030	(3.112)
2.4.5.5	$K_{ИНК} = 6,1206 K_{\text{прод}}^{0,2903}$	0,054	(3.113)
2.4.6.6.1	$K_{ИНК} = 1,1543 K_{\text{прод}}^2 - 0,751 K_{\text{прод}} + 3,1794$	0,909	(3.114)
2.4.6.6.2	$K_{ИНК} = 2,5492 K_{\text{прод}} + 2,5743$	0,860	(3.115)
2.4.6.6	$K_{ИНК} = -0,0355 K_{\text{прод}}^2 + 4,1458 K_{\text{прод}} - 0,02$	0,671	(3.116)
2.4.12.12.1	$K_{ИНК} = 2,8466 K_{\text{прод}}^{0,6265}$	0,420	(3.117)
2.4.12.12.2	$K_{ИНК} = 2,7918 K_{\text{прод}}^{0,7369}$	0,480	(3.118)
2.4.12.12.3	$K_{ИНК} = 2,6745 K_{\text{прод}}^{0,6232}$	0,371	(3.119)
2.4.12.12	$K_{ИНК} = 2,7753 K_{\text{прод}}^{0,6638}$	0,424	(3.120)
2.4.3.3.1	$K_{ИНК} = 1,7055 K_{\text{прод}}^{1,4446}$	0,112	(3.121)
2.4.3.3.2	$K_{ИНК} = 1,4319 K_{\text{прод}}^{1,4529}$	0,241	(3.122)
2.4.3.3	$K_{ИНК} = 1,6601 K_{\text{прод}}^{1,3356}$	0,178	(3.123)
2.4.7.7.1	$K_{ИНК} = 1,4973 K_{\text{прод}}^{0,8093}$	0,093	(3.124)
2.4.7.7.2	$K_{ИНК} = 1,6351 K_{\text{прод}}^{0,6477}$	0,071	(3.125)
2.4.7.7.3	$K_{ИНК} = 0,7564 K_{\text{прод}} + 2,2186$	0,030	(3.126)
2.4.7.7	$K_{ИНК} = 0,9533 \ln(K_{\text{прод}}) + 3,5452$	0,032	(3.127)

Анализ совместного влияния коэффициентов продуктивности, удельной продуктивности и плотности сетки скважин на конечный коэффициент извлечения нефти показывает, что разброс кривых в координатах $K_{ИНК} - K_{\text{прод}}/\text{ПСС}$ и $K_{ИНК} - K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}$ групп объектов при глубокой идентификации относительно кривой в целом по тектонико-стратиграфическому элементу также весьма значителен. В то же время в условиях залежей каширского горизонта Верхне-Камской впадины (группы 2.4.3.3), Бирской седловины (группа 2.4.12.12), Башкирского свода (группа 2.4.7.7) этот разброс минимален, что позволяет использовать общие кривые для решения различных задач по объектам этих тектонико-стратиграфических элементов, не входящим ни в одну из выделенных групп, полученных при проведении глубокой идентификации (Рисунки 3.8, 3.9).



Шифр кривых – номер группы объектов

Рисунок 3.8 – Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти от соотношения коэффициента продуктивности и плотности сетки скважин



Шифр кривых – номер группы объектов

Рисунок 3.9 – Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти от соотношения удельного коэффициента продуктивности и плотности сетки скважин

Анализ значений коэффициентов детерминации моделей, представленных в Таблицах 3.4–3.7, показывает, что при совместном использовании продуктивности залежей и плотности сетки скважин значения D увеличиваются по сравнению с использованием только ПСС приблизительно на 20 %, а только $K_{\text{прод}}$ – на 50 %, что весьма значимо.

Средние значения коэффициентов детерминации моделей, представленных в Таблице 3.7, составляют: по группам – 0,680; по тектонико-стратиграфическим элементам – 0,650, а в Таблице 3.8 – соответственно 0,640 и 0,625, что позволяет использовать зависимости (3.127)–(3.208) в практике. Предпочтение должно отдаваться моделям с более высокими значениями коэффициента детерминации. При низких значениях D , например, по группе объектов 2.4.5.5.4, приуроченных к верейскому горизонту Башкирского свода ($D = 0,035$) можно использовать уравнение (3.148) исходя из распределения кривых на Рисунке 3.8.

В целом необходимо сказать, что глубокая идентификация залежей позволяет существенно снизить вероятность принятия ошибочных решений, направленных на оптимизацию плотности сетки добывающих скважин.

Таблица 3.7 – Зависимости, описывающие наилучшим образом влияние $K_{\text{прод}}/\text{ПСС}$ на КИН_K

Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации	Номер уравнения
2.4.10.10.1	$\text{КИН}_K = 2,4045 \ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 15,644$	0,324	(3.128)
2.4.10.10.2	$\text{КИН}_K = 4,6393 \ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 27,331$	0,735	(3.129)
2.4.10.10.3	$\text{КИН}_K = 1,9351 \ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 13,677$	0,285	(3.130)
2.4.10.10.4	$\text{КИН}_K = 3,605 \ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 22,171$	0,559	(3.131)
2.4.10.10	$\text{КИН}_K = 3,2837 \ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 20,463$	0,494	(3.132)
2.4.18.18.1	$\text{КИН}_K = 86,649 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,6482}$	0,646	(3.133)
2.4.18.18.2	$\text{КИН}_K = 1,5373 \ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 16,591$	0,200	(3.134)
2.4.18.18.3	$\text{КИН}_K = 4,1686 \ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 28,957$	0,290	(3.135)
2.4.18.18.4	$\text{КИН}_K = 85,655 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,6617}$	0,747	(3.136)
2.4.18.18.5	$\text{КИН}_K = 27,789 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,3341}$	0,377	(3.137)
2.4.18.18.6	$\text{КИН}_K = 31,064 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,4474}$	0,405	(3.138)
2.4.18.18.7	$\text{КИН}_K = 5,3515 \ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 26,008$	0,770	(3.139)
2.4.18.18.8	$\text{КИН}_K = 21,968 (K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,3821}$	0,518	(3.140)

Продолжение табл. 3.7

Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации	Номер уравнения
2.4.18.18	$КИН_K = 36,055(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,4267}$	0,498	(3.141)
2.4.13.13.1	$КИН_K = 6,3612\ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})+31,483$	0,785	(3.142)
2.4.13.13.2	$КИН_K = 53,91(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 7,0327$	0,908	(3.143)
2.4.13.13	$КИН_K = 39,35(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,4341}$	0,787	(3.144)
2.3.5.7.1	$КИН_K = 41,445(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,2554}$	0,624	(3.145)
2.3.5.7.2	$КИН_K = 41,316(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,2491}$	0,339	(3.146)
2.3.5.7.3	$КИН_K = 25,389(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,2491}$	0,472	(3.147)
2.3.5.7.4	$КИН_K = 1,1755\ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})+23,98$	0,034	(3.148)
2.3.5.7	$КИН_K = 33,911(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,2151}$	0,329	(3.149)
2.4.5.5.1	$КИН_K = 3,8475\ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})+19,701$	0,925	(3.150)
2.4.5.5.2	$КИН_K = 4,2294\ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})+20,921$	0,900	(3.151)
2.4.5.5.3	$КИН_K = 56,188(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,6}$	0,627	(3.152)
2.4.5.5.4	$КИН_K = 119,74(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,831}$	0,801	(3.153)
2.4.5.5	$КИН_K = 65,667(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,6763}$	0,754	(3.154)
2.4.6.6.1	$КИН_K = 82,308(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,7452}$	0,916	(3.155)
2.4.6.6.2	$КИН_K = -118,44(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^2 + 94,79(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 4,69$	0,908	(3.156)
2.4.6.6	$КИН_K = -152,2(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^2 + 129,72(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 3,276$	0,852	(3.157)
2.4.12.12.1	$КИН_K = 30,88K_{\text{прод}}/\text{ПСС}^{0,5891}$	0,722	(3.158)
2.4.12.12.2	$КИН_K = 35,486K_{\text{прод}}/\text{ПСС}^{0,6208}$	0,751	(3.159)
2.4.12.12.3	$КИН_K = 33,092(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^2 + 46,878(K_{\text{прод}}/\text{ПСС}) + 2,117$	0,757	(3.160)
2.4.12.12	$КИН_K = 31,816(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,6012}$	0,713	(3.161)
2.4.3.3.1	$КИН_K = 3,0282\ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})+16,271$	0,605	(3.162)
2.4.3.3.2	$КИН_K = 3,1468\ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})+16,242$	0,557	(3.163)
2.4.3.3	$КИН_K = 3,0441\ln(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})+16,091$	0,580	(3.164)
2.4.7.7.1	$КИН_K = 185,45(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,9606}$	0,849	(3.165)
2.4.7.7.2	$КИН_K = 186,83(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,9606}$	0,831	(3.166)
2.4.7.7.3	$КИН_K = 231,91(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,998}$	0,842	(3.167)
2.4.7.7	$КИН_K = 196,09(K_{\text{прод}}/\text{ПСС})^{0,9603}$	0,838	(3.168)

Таблица 3.8 – Зависимости, описывающие наилучшим образом влияние $K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}$ на $КИН_K$

Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации	Номер уравнения
2.4.10.10.1	$КИН_K = 3,0088e^{26,585K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}}$	0,218	(3.169)
2.4.10.10.2	$КИН_K = 310,89K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС} + 4,7203$	0,570	(3.170)
2.4.10.10.3	$КИН_K = 1,6945\ln(K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})+13,74$	0,264	(3.171)

Продолжение табл. 3.8

Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации	Номер уравнения
2.4.10.10.4	$КИН_K = 3,145 \ln (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}) + 22,658$	0,391	(3.172)
2.4.10.10	$КИН_K = 2,9716 \ln (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}) + 21,518$	0,353	(3.173)
2.4.18.18.1	$КИН_K = 86,649 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,6482}$	0,646	(3.174)
2.4.18.18.2	$КИН_K = 1,4408 \ln (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}) + 18,881$	0,198	(3.175)
2.4.18.18.3	$КИН_K = 4,2732 \ln (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}) + 36,589$	0,338	(3.176)
2.4.18.18.4	$КИН_K = 370,84 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,7497}$	0,801	(3.177)
2.4.18.18.5	$КИН_K = 58,098 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,3659}$	0,410	(3.178)
2.4.18.18.6	$КИН_K = 140,8 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,5926}$	0,586	(3.179)
2.4.18.18.7	$КИН_K = 7,2893 \ln (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}) + 43,506$	0,724	(3.180)
2.4.18.18.8	$КИН_K = 94,479 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,4975}$	0,593	(3.181)
2.4.18.18	$КИН_K = 96,256 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,4759}$	0,539	(3.182)
2.4.13.13.1	$КИН_K = 437,38 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,7179}$	0,834	(3.183)
2.4.13.13.2	$КИН_K = 150,46 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,4887}$	0,651	(3.184)
2.4.13.13	$КИН_K = -9332,9 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^2 + 1061,3 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}) + 5,829$	0,792	(3.185)
2.3.5.7.1	$КИН_K = 59,799 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,2193}$	0,655	(3.186)
2.3.5.7.2	$КИН_K = 4,939 \ln (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}) + 47,091$	0,135	(3.187)
2.3.5.7.3	$КИН_K = 80,261 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,4217}$	0,369	(3.188)
2.3.5.7.4	$КИН_K = 23,693 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,0373}$	0,008	(3.189)
2.3.5.7	$КИН_K = 47,255 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,1937}$	0,207	(3.190)
2.4.5.5.1	$КИН_K = 220,54 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,7532}$	0,906	(3.191)
2.4.5.5.2	$КИН_K = 129,94 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,6341}$	0,857	(3.192)
2.4.5.5.3	$КИН_K = 159,76 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,6475}$	0,632	(3.193)
2.4.5.5.4	$КИН_K = 399,62 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,857}$	0,791	(3.194)
2.4.5.5	$КИН_K = 221,02 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,7382}$	0,758	(3.195)
2.4.6.6.1	$КИН_K = 423,9 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,8453}$	0,942	(3.196)
2.4.6.6.2	$КИН_K = 153,59 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,6421}$	0,907	(3.197)
2.4.6.6	$КИН_K = 261,76 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,7478}$	0,911	(3.198)
2.4.12.12.1	$КИН_K = 68,724 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,662}$	0,736	(3.199)
2.4.12.12.2	$КИН_K = 83,252 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,6976}$	0,766	(3.200)
2.4.12.12.3	$КИН_K = 84,301 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,7024}$	0,713	(3.201)
2.4.12.12	$КИН_K = 77,966 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,686}$	0,741	(3.202)
2.4.3.3.1	$КИН_K = 214,68 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,8846}$	0,503	(3.203)
2.4.3.3.2	$КИН_K = 3,1694 \ln (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}) + 20,04$	0,560	(3.204)
2.4.3.3	$КИН_K = 3,2713 \ln (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС}) + 20,681$	0,622	(3.205)
2.4.7.7.1	$КИН_K = 412,09 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,9467}$	0,846	(3.206)
2.4.7.7.2	$КИН_K = 406,25 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,9404}$	0,824	(3.207)
2.4.7.7.3	$КИН_K = 79,9 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,9658}$	0,846	(3.208)
2.4.7.7	$КИН_K = 442,61 (K_{\text{прод}}^{\text{уд}}/\text{ПСС})^{0,9457}$	0,834	(3.209)

3.2 Комплексное геолого-статистическое моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием различных объемов информации

Важным инструментом эффективного управления разработкой залежей нефти с широким использованием искусственного интеллекта является геолого-статистическое моделирование процесса нефтеизвлечения на основе анализа и обобщения опыта разработки залежей, находящихся длительное время в эксплуатации.

Модели, созданные при этом, позволяют:

- проводить прогноз показателей нефтеизвлечения на стадии выхода месторождений из разведки;
- проводить мониторинг процесса нефтеизвлечения в различных стадиях разработки;
- определять комплекс мероприятий по регулированию процесса нефтеизвлечения с целью повышения его эффективности;
- оценивать эффективность использования различных систем заводнения и применения методов увеличения нефтеотдачи пластов;
- проводить анализ эффективности применения различных систем разработки;
- проводить анализ и на его основе регулирование процесса нефтеизвлечения с целью достижения высоких технико-экономических показателей;
- определить направления изучения процесса нефтеизвлечения в условиях неопределенности;
- задавать тренды эффективной разработки месторождений;
- вскрыть причины несоответствия текущих показателей разработки проектным;
- и, наконец, позволяют эффективно использовать искусственный интеллект для решения важнейших задач разработки нефтяных залежей в условиях не

только различного рода неопределенности информации, но и в условиях значительного объема данных, зачастую неоднородного и противоречивого.

Это далеко не полный перечень задач, который позволяет решить геолого-статистическое моделирование и получаемые при этом модели.

Анализ созданных моделей различными исследователями и научными, и производственными организациями по месторождениям различных нефтегазоносных регионов показывает, что их использование требует необходимого обоснования, поскольку всем им присущи недостатки, которые сдерживают их эффективное применение. Среди них:

- отсутствие предпосылок для использования их в режиме реального времени;
- низкий уровень информации касательно вопросов их внедрения в производственный процесс;
- отсутствие систематичности применения моделей для прогнозирования параметров в различных геолого-физических условиях разработки;
- высокий уровень сложности актуализации моделей в связи с асинхронностью процессов получения и интерпретации данных;
- необходимость пошаговой адаптации моделей исходя из начальных условий разработки объектов;
- трудности выбора той или иной модели в связи с отсутствием установленных критериев и использования неполного объема данных;
- комплексное влияние геолого-технологических и экономических факторов на возможность своевременного обновления данных;
- невысокая точность моделей ввиду отсутствия процедур идентификации групп объектов и построения моделей в пределах объектов дифференциации;
- отсутствие возможностей проведения исследований по определению параметров, входящих в модели в условиях конкретных залежей ввиду наличия причин как объективного, так и субъективного характеров;
- отсутствие возможности использования «незашумленной информации» или возможности её «очистки».

Именно эти причины явились основанием для проведения геолого-статистического моделирования в условиях выделенных групп объектов.

При моделировании основной задачей является выбор параметров, определяющих в той или иной мере изменение значений функции, т. е. необходимы предпосылки для их выбора, а также знание характера и степени влияния аргументов на функцию в различных условиях. В связи с этим был проведен обзор влияния геолого-технологических параметров на процесс нефтеизвлечения в условиях различных месторождений как у нас в стране, так и за рубежом.

3.2.1 Обзор работ, посвященных изучению влияния геолого-технологических факторов на нефтеотдачу продуктивных пластов

Как было сказано выше, определение степени и характера влияния геолого-технологических факторов (ГТФ) на коэффициент извлечения нефти является одной из актуальных задач современного рационального использования недр в условиях рыночной экономики, которая характеризуется повсеместной необходимостью максимального извлечения запасов при минимальных затратах путем опережающей выработки наиболее продуктивных пластов.

Несмотря на то, что формула для расчета КИН, предложенная еще в конце прошлого века, достаточно проста для использования, возникает закономерный вопрос: почему при наличии актуальных данных по всем параметрам итоговое значение КИН в большинстве случаев является завышенным и не отражает реально показателя, которого можно достичь с учетом разработки месторождений при текущих геолого-физических характеристиках продуктивных пластов и насыщающих их флюидов? Важно отметить, что при подсчете запасов и проектировании систем разработки применялись и применяются на текущий момент несколько вариантов расчета КИН. Используются методы аналогий, статистические, эмпирические, экстраполяционные, метод материального баланса, метод, основанный на использовании характеристик вытеснения.

Каждый из представленных способов обладает как преимуществами, так и недостатками, и при различных заданных начальных условиях достоверность получаемых зависимостей значительно варьируется.

Повышение КИН разрабатываемых и вновь вводимых в разработку месторождений в совокупности с увеличением достоверности его прогнозирования в различных геолого-физических условиях – фундамент ключевого вопроса развития нефтяной отрасли для рационального и экономически рентабельного использования природных активов, которым в свое время занимались многие отечественные ученые: Абдулмазитов Р. Г., Алиев З. С., Андреев В. Е., Байшев Б. Т., Басниев К. С., Батурин Ю. Е., Базив В. Ф., Боксерман А. А., Бриллиант Л. С., Вахитов Г. Г., Гавура В. Е., Газизов А. Ш., Галкин В. И., Галкин С. В., Гиматудинов Ш. К., Дияшев Р. Н., Дмитриевский А. Н., Ибатуллин Р. Р., Желтов Ю. В., Желтов Ю. П., Жданов С. А., Закиров С. Н., Игтисанов В. А., Иванова М. М., Казаков А. А., Котенев Ю. А., Крылов А. П., Курбанов А. К., Лобусев А. В., Лозин Е. В., Лысенко В. Д., Максимов М. И., Максимович Г. К., Мартос В. Н., Михайлов Н. Н., Мищенко И. Т., Мирзаджанзаде А. Х., Муслимов Р. Х., Мухаметшин В. Ш., Насыбуллин А. В., Непримеров Н. Н., Рогачев М. К., Сазонов Б. Ф., Саркисян С. Г., Саттаров М. М., Сонич В. П., Стрижов И. Н., Султанов Ш. Х., Сургучев М. Л., Токарев М. А., Федоров К. М., Халимов Э. М., Хакимзянов И. Н., Хисамов Р. С., Парный И. А., Чоловский И. П., Щелкачев В. Н. и др. С учетом широкого развития научно-методических основ проектирования и разработки месторождений и существенного расширения базы потенциально извлекаемых запасов за счет ввода в промышленную эксплуатацию низкопроницаемых коллекторов тюменской и ачимовской свит, сложных многопластовых объектов, добычи сверхвязкой нефти и битумов, расширения номенклатуры используемых техник и технологий воздействия, создания и внедрения мощных программно-аппаратных средств обработки информации и моделирования – необходимость достоверного определения влияния различных ГТФ на КИН не утратило актуальности, а наоборот, получила новую плоскость развития, ограниченную с различных сторон многочисленными факторами.

На начальном этапе разработка месторождений осуществляется на естественных режимах, то есть без воздействия на пласт. Отбор запасов нефти осуществляется за счет энергии пласта и различных процессов, способствующих созданию условий для движения флюида. КИН при естественном режиме разработки едва достигает 0,25 доли ед., что обусловлено отбором таких запасов нефти, которые аккумулированы преимущественно в пределах верхней части залежи. Исходя из анализа работ, посвященных определению степени влияния ГТФ на КИН при разработке месторождений на естественных режимах [234–236], достоверно установлено, что наибольший вклад в величину отбора запасов нефти вносят параметры, характеризующие геолого-физические свойства пластов и насыщающих их флюидов. То есть, на начальном этапе разработки месторождения достоверное и обоснованное выделение того или иного преобладающего фактора, который в большей мере оказывает влияние на КИН, невозможно за счет динамичности пластовых процессов и изменения различных параметров: например, коэффициент продуктивности по мере выноса продуктов бурения и очистки призабойной зоны может изменяться и стабилизироваться при меньших начальных дебитах.

В работе [237] авторы отмечают, что в механизмах формирования конечного КИН при разработке месторождений на естественных режимах и нефтяных оторочек существуют сходства, что и обусловлено низкими значениями нефтеотдачи в обоих случаях. Наиболее известной зависимостью нефтеотдачи от ряда геолого-технологических параметров при разработке на естественных режимах является формула, полученная С. В. Кожаким при обобщении результатов эксплуатации более 40 объектов нефтедобычи, расположенных в пределах Волго-Уральского нефтегазоносного региона:

$$\text{КИН} = 0,507 - 0,167 \lg \mu_0 + 0,0275 \lg K - 0,05 W_k + 0,0018 h + 0,071 k_{\pi} - 0,000855 S, \quad (3.210)$$

где μ_0 – отношение вязкости пластовой нефти μ_n к вязкости пластовой воды μ_v ; K – проницаемость; W_k – коэффициент вариации проницаемости; h – средняя

нефтенасыщенная толщина; k_{Π} – коэффициент песчанистости; S – плотность сетки скважин.

С учетом анализа свободного коэффициента, равного 0,507 и коэффициентов перед шестью параметрами, потенциальный расчетный КИН будет находиться в интервале от 0,5 и выше, что не всегда корректно согласуется с накопленным опытом разработки месторождений при данном режиме. Выделенные в различных источниках благоприятные условия для проявления водонапорного режима во многом идеализированы и не связаны с реальными свойствами продуктивных пластов и насыщающих их флюидов, и фактический КИН в большинстве случаев не соответствует установленным прогнозным величинам на уровне 0,6–0,8 доли ед.

Тезис о схожести механизмов вытеснения нефти при разработке на естественных режимах и нефтяных оторочек находит свое продолжение в работе [238], в которой объектом исследования выступает северный блок ботуобинского горизонта одного из месторождений Западной Сибири.

Зависимость В. К. Гомзикова и Н. А. Молотовой получена по 50 объектам Урало-Поволжья и имеет следующий вид:

$$\text{КИН} = 0,195 - 0,0078 \mu_0 + 0,082 \lg K + 0,0014t + 0,0039h + \\ + 0,0180k_{\Pi} - 0,054 Q_{\text{вн.з}} + 0,27\beta_{\text{н}} - 0,00086 S, \quad (3.211)$$

где t – пластовая температура; $Q_{\text{вн.з}}$ – отношение балансовых запасов водонефтяной зоны к запасам всей залежи; $\beta_{\text{н}}$ – нефтенасыщенность.

Помимо параметров, представленных в зависимости Кожаккина, в уравнение (3.211) входят показатели, характеризующие температурные и фильтрационно-емкостные условия залегания продуктивных пластов. Также введен геологический параметр, прямо отражающий степень освоения замещенных запасов нефти. Влияние температуры пласта на коэффициент извлечения нефти во многом может быть обусловлено изменением вязкости нефти и, следовательно, изменением скорости фильтрации в пористой среде. Согласно [239], формула (3.211) справедлива при изменении температуры в диапазоне 22–73 °С.

Статистическая модель М. Т. Абасова и З. А. Султанова, полученная по 36 залежам Азербайджана и Туркмении, объединяет в себе пять наиболее важных параметров:

$$\text{КИН} = 0,153 + 0,053T_{\text{н}} + 0,025\ln K - 0,0021(\text{КИН}_{\text{Б.Н}} - 19,9) \times \\ \times (T_{\text{н}} - 5,59) + 3,25 \cdot (1/S - 0,17)^2, \quad (3.212)$$

где $\text{КИН}_{\text{Б.Н}}$ – коэффициент нефтеотдачи в безводный период; $T_{\text{н}}$ – темп отбора нефти.

Обоснованное применение уравнения (3.212) для прогнозирования КИН нефтяных месторождений возможно при следующих условиях:

- после периода максимального годового отбора добычи нефти и начального этапа обводнения добываемой продукции (для средних и крупных месторождений Урало-Поволжья это эквивалентно середине второй или началу третьей стадии разработки месторождений);

- при вязкости нефти, колеблющейся в диапазонах от 2 до 6 мПа·с (маловязкая нефть) и при плотной сетке скважин, равной 3,3–16,6 га/скв.

Рассмотрим зависимость В. К. Гомзикова, полученную по данным исследования залежей Ставропольского края, которая охватывает довольно широкий диапазон изменения температуры и нефтенасыщенности (от 22 до 140 °С и от 0,55 до 0,95 доли ед. соответственно):

$$\text{КИН} = 0,333 - 0,0089\mu_0 + 0,013t + 0,121\lg K + 0,173\beta_{\text{н}} + \\ + 0,149k_{\text{п}} + 0,0038h - 0,085Q_{\text{вн.з}} - 0,00053S. \quad (3.213)$$

Зависимость (3.213) справедлива при разработке месторождений в терригенных коллекторах с использованием системы поддержания пластового давления.

В уравнении (3.214) отражена обобщенная модель оперативного расчета КИН при условии ограниченного объема геолого-промысловой информации на примере визейских терригенных коллекторов Пермского края [56, 57]:

$$\text{КИН} = -0,516 + 0,0045h + 1,86t + 0,0103P_{\text{н}} + 0,000037\Gamma + \\ + 0,0319\text{ПР} + 0,551K_{\text{выт}}, \quad (3.214)$$

где Γ – газовый фактор; ПР – содержание парафина; $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти водой.

Вхождение газового фактора и содержания парафина в конечную модель прогноза КИН обусловлено особенностями механики процессов, происходящих в пределах продуктивных пластов по мере отбора запасов нефти. Роль коэффициента вытеснения в формуле (3.214), как будет показано ниже, существенна и данное предположение обусловлено следующим тезисом: величина $K_{\text{выт}}$ отражает возможный коэффициент извлечения нефти с учетом особенностей геологического строения объекта при наличии в пределах оконтуренных участков залежей, связанных гидродинамически между собой и различных по проводимости трещин.

Обобщая результаты интерпретации зависимостей (3.210)–(3.214) для различных геолого-физических условий залегания исследуемых объектов, можно отметить следующее: на величину КИН при различных обстоятельствах и системах разработки влияет значительное количество показателей, но в большей мере они представлены как классическими, так и комбинированными параметрами, вклад которых в процент снижения или прироста нефтеотдачи может быть достоверно установлен при значительном объеме накопленной геолого-промысловой информации и применения на начальном этапе базовых моделей с системой поправочных коэффициентов, полученных эмпирическим методом. Особое внимание стоит уделить параметру плотности сетки скважин, который входит во все представленные модели и, учитывая исследования, проведенные выше, является важнейшим технологическим параметром, оказывающим влияние как на коэффициент вытеснения, так и на КИН в целом.

Анализируя формулу (3.215), наиболее часто используемую при проведении различных исследований, стоит отметить, что уровень достоверности определения каждого из параметров напрямую коррелирует и зависит от бесчисленного количества факторов, начиная от географического расположения объекта исследования (приуроченность к той или иной нефтегазоносной провинции) и заканчивая, например, такими показателями как начальная и

конечная скорость фильтрации жидкости. Иначе говоря, получение наиболее оптимальных величин КИН, рассчитываемых по зависимости (3.215), невозможно без применения алгоритма достоверного определения каждого из ниже представленных параметров:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}}, \quad (3.215)$$

где $K_{\text{охв}}$ — коэффициент охвата.

Исходя из представленного произведения коэффициентов, в первом приближении отметим, что величина КИН зависит от ряда параметров, отражающих степень геологической неоднородности не только продуктивного интервала, но и всей залежи в целом, причем в пределах различных ее участков степень и характер взаимосвязи между показателями различен. Это достаточно подробно показано в работе [240], где оконтуренные в пределах Уньвинского месторождения три зоны характеризуются различными значениями эффективной нефтенасыщенной толщины (от 0,6 до 18,8 м). Для детального изучения влияния данного параметра на основные технологические показатели разработки коллективом авторов построены и проанализированы многочисленные поля корреляции, в результате чего сделаны следующие выводы:

- дебит нефти в большинстве случаев напрямую зависит от значения эффективной нефтенасыщенной толщины, но, например, для некоторых скважин, обладающих низким дебитом и расположенным в пределах наиболее перспективных для освоения зон, данный факт не находит подтверждение; авторы объясняют данное несоответствие особенностями геологического строения изучаемого объекта и вскрытием скважинами участка залежи, расположенного вблизи контуров нефтеносности, на котором при различной интенсивности систем заводнения произошло вытеснение наиболее подвижных запасов за первые 6–18 месяцев эксплуатации;

- с увеличением нефтенасыщенной толщины происходит повышение дебита жидкости, но при существенном отклонении фактического значения данного технологического параметра от прогнозного это может быть обусловлено высокой степенью взаимовлияния с нагнетательной скважиной;

- текущее значение обводненности скважин не соответствует прогнозным показателям обводненности за счет наличия подошвенных вод и проводки стволов горизонтальных скважин в пределах наиболее активной части аквифера.

Вывод, сделанный в работе авторами, подтверждается классическими примерами разработки нефтяных месторождений в пределах других нефтегазоносных провинций и заключается в следующем: на участках с высокими остаточными запасами регулирование процессов отбора нефти и заводнения в совокупности с бурением уплотняющей сетки скважин способствует увеличению коэффициента извлечения нефти.

При изучении понятия КИН важное внимание стоит уделить его терминологической составляющей, которое было затронуто еще в работах [186, 192, 216]. Ниже представлены различные варианты формул расчета КИН, которые могут быть успешно использованы в зависимости от поставленных задач:

$$\text{КИН} = \frac{Q_n}{Q_{\text{зап}}}; \quad (3.216)$$

$$\text{КИН}_T = \frac{Q_T}{Q_{\text{зап}}}; \quad (3.217)$$

$$\text{КИН}_б = \frac{Q_б}{Q_{\text{зап}}}; \quad (3.218)$$

$$\text{КИН}_в = \frac{Q_в}{Q_{\text{зап}}}, \quad (3.219)$$

где Q_n — часть геологических запасов, которые можно извлечь при наиболее полном и рациональном применении технологий добычи нефти до момента превышения предела экономической рентабельности;

$Q_T, \text{КИН}_T$ — накопленное количество добытой нефти и коэффициент извлечения нефти на текущую дату;

$Q_б, \text{КИН}_б$ — накопленное количество добытой нефти и коэффициент извлечения нефти за безводный период;

$Q_в, \text{КИН}_в$ — накопленное количество добытой нефти и коэффициент извлечения нефти за водный период эксплуатации месторождений;

$Q_{\text{зап}}$ — начальные геологические балансовые запасы нефти.

В некоторых работах приводится следующая формула КИН, полученная на основе обобщения зависимостей (3.218) и (3.219) соответственно:

$$\text{КИН} = \text{КИН}_\text{г} + \text{КИН}_\text{в}. \quad (3.220)$$

Несмотря на большое количество точек зрения, во многих работах, посвященных всестороннему анализу проблемы достоверного определения КИН как на различных этапах геолого-разведочных работ, так и на этапах эксплуатации месторождений, наиболее часто используемой зависимостью является произведение двух коэффициентов (формула (3.215)). Рассмотрим их детальнее с учетом существующих представлений и выводов, полученных при проведении лабораторных и промысловых экспериментов.

В работе [190] дается следующая расшифровка термину «коэффициент вытеснения»: $K_{\text{выт}}$ характеризует степень вытеснения нефти водой или другим агентом или же среднюю по залежам степень эффективности замещения одной жидкости другой, являясь при этом макроскопическим показателем. Далее приводится формула (3.221), из которой мы можем отметить, что коэффициент вытеснения представляет собой отношение количества нефти, которое было извлечено из охваченного пласта заводнением ($Q_{\text{ох}}$) к геологическим запасам нефти $Q_{\text{зап-ох}}$:

$$K_{\text{выт}} = \frac{Q_{\text{ох}}}{Q_{\text{зап-ох}}}. \quad (3.221)$$

В более поздней работе другим автором [241] представляется не менее важное определение: это отношение объема нефти, полученной при ее вытеснении рабочим агентом-вытеснителем из керна при соблюдении пластовых условий к начальному объему нефти образца керна. Данное определение изобилует различными ограничениями, которые предъявляются к параметру $K_{\text{выт}}$.

Далее, тем же автором дается более расширенное понятие коэффициенту вытеснения, исходя из которого становится ясно следующее: данный параметр отражает фактор влияния микронеоднородности, присущей продуктивным пластам практически всех открытых месторождений, на эффективность вытеснения нефти закачиваемым агентом и в той или иной мере отражает

реальный КИН с учетом реализации той или иной технологии поддержания пластового давления. Особое внимание в данной работе уделяется понятию «скорость продвижения воды» как наиболее важного показателя, определяющего эффективность вытеснения.

На основании обобщения результатов разработки месторождений Западной Сибири автор говорит о высоком влиянии проницаемости горных пород и линейной скорости фильтрации на коэффициент вытеснения и, следовательно, КИН. В работе [242] представленные выше тезисы прямо и косвенно подтверждаются на примере различных по объему запасов месторождений Республики Татарстан, но, помимо этого, дается следующее определение параметру $K_{\text{выт}}$: коэффициент вытеснения является показателем, который характеризует максимально возможное значение конечного КИН, то есть рассматриваемый показатель в большей мере оказывает влияние на нефтеотдачу и для существенного повышения последнего необходимо повсеместное внедрение мероприятий по увеличению коэффициента вытеснения. Это подтверждается и результатами, полученными в работе [243] при решении задачи повышения эффективности полимерного заводнения.

С использованием созданных математических моделей установлено: в призабойной зоне вязкость полимерного раствора снижается, что улучшает его распространение и фильтруемость, а в межскважинном пространстве увеличивается, что позволяет значительным образом влиять на коэффициент извлечения нефти. Помимо этого, при реализации полимерного заводнения существенно повышается соотношение подвижностей вытесняющего и вытесняемого агента, что приводит к повышению не только коэффициента вытеснения, но и коэффициента охвата.

В работе [244], посвященной оценке коэффициента вытеснения на примере коллекторов с предельно низкими показателями начальной нефтенасыщенности, расширена область использования статистических методов прогнозирования коэффициента извлечения нефти за счет рассмотрения зависимости произведения коэффициентов остаточной нефтенасыщенности и коэффициента проницаемости

от произведения коэффициента начальной нефтенасыщенности ($K_{\text{нн}}$) и коэффициента проницаемости. Рассмотрение коэффициента остаточной нефтенасыщенности ($K_{\text{он}}$) при исследовании коэффициента вытеснения и в целом КИН обусловлено известным соотношением:

$$K_{\text{выт}} = \frac{1 - K_{\text{нн}} - K_{\text{он}}}{1 - K_{\text{нн}}}. \quad (3.222)$$

На основе учета зависимости (3.222) авторами предлагается использовать линейную зависимость при интерпретации данных, что позволит успешно обосновать коэффициент вытеснения нефти и, следовательно, КИН в условиях низкопроницаемых коллекторов.

Тезис о значительном влиянии на КИН параметров, отражающих фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов, подтверждается не только численными расчетами и моделированием [245–247], но и многолетними наблюдениями за трендом изменения параметров. Так, в работе [248] на примере различных по проницаемости залежей Приобского месторождения проведено комплексное обобщение и интерпретация результатов лабораторных исследований по определению коэффициента вытеснения нефти водой. Увеличение фонда исследуемых образцов керна почти в 9 раз позволило идентифицировать особенности изменения $K_{\text{выт}}$ в зависимости от проницаемости пластов:

- для кернов с низкой проницаемостью (от 1 до $10 \cdot 10^{-3}$ мкм²) наибольшее снижение коэффициента вытеснения (практически в двукратном размере) зафиксировано при проницаемости $0,85 \cdot 10^{-3}$ мкм²; наименьшее снижение данного параметра установлено на образцах керна с проницаемостью, равной $9,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² (снижение произошло с 0,542 до 0,433);

- по выборке кернов, состоящей более чем из 450 образцов, коэффициент вытеснения в среднем снизился в 1,36 раза;

- значение, обратное коэффициенту вытеснения, а именно, коэффициент остаточной нефтенасыщенности увеличился на 23 % для различных интервалов изменения проницаемости пластов;

- различное по количественной характеристике снижение коэффициентов вытеснения в зависимости от проницаемости обусловлено особенностями движения жидкости в пористой среде; для кернов, отнесенных к группе ультранизкой проницаемости, тренд снижения коэффициента вытеснения наиболее ярко выражен за счет, как указывается в работе, ограниченности пустотного пространства в совокупности с наличием в разрезе продуктивных пластов тонких каналов повышенной длины, в большинстве случаев несвязанных между собой гидродинамической системой;

- снижение коэффициента вытеснения приводит к потенциальному снижению вероятности достижения максимально возможного КИН, определяемого на начальной стадии освоения залежи, при наличии небольшого объема геолого-промысловых исследований; данный вывод подтверждается не только для месторождений Западной Сибири, но и для ряда давно разрабатываемых объектов Урало-Поволжья [249–251]; в частности, на основе обобщения результатов лабораторных и промысловых исследований для месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции успешно зарекомендовал себя метод построения многофакторных уравнений, на основе которых определены наиболее важные геолого-физические параметры, влияющие на КИН: начальная нефтенасыщенность, пористость, вязкость нефти в пластовых условиях [252].

Представленные выше результаты нашли свое отражение в других работах авторов [253], посвященных как изучению влияния различных геолого-физических свойств продуктивных пластов на КИН, так и при точечной оценке того или иного параметра. Например, в работе [254] произведена многокомпонентная характеристика параметра «пористости» на примере пластов группы АС₁₀ Биттемского нефтяного месторождения, в результате чего достоверно установлена и подтверждена геолого-промысловыми исследованиями неоднородная по степени и характеру связь между пористостью и КИН. Так, в пределах участков месторождения, при малых значениях глинистости

коэффициент вытеснения будет выше за счет высокого значения коэффициента пористости $K_{п}$, который может быть рассчитан по результатам ГИС:

$$K_{п} = 118\alpha_{пс} + 13,3, \quad (3.223)$$

где $\alpha_{пс}$ – двойной разностный параметр, рассчитываемый как отношение амплитуды в интерпретируемом пласте к максимальной амплитуде в исследуемом участке разреза, соответствующей наименее глинистым коллекторам.

С учетом того, что основным способом повышения эффективности разработки месторождений является активное применение методов увеличения нефтеотдачи пластов, вопрос определения влияния ГТФ на КИН выходит за рамки базовой парадигмы, созданной еще на этапах ввода в промышленную эксплуатацию первых крупных месторождений. Основной вектор вопроса современного рационального использования активов в условиях рыночной экономики характеризуется широкой направленностью и углубленностью, что требует детального рассмотрения его в различных условиях.

В работе [255] проведено исследование механизма отмыва нефти при закачке анионных и неионогенных поверхностно-активных веществ и рассмотрена его роль в достижении проектных КИН на примере высокотемпературных коллекторов неоконских отложений пластов группы БС Западной Сибири. Полученные результаты экспериментов позволили определить снижение межфазного натяжения на границе вода/нефть до сверхнизких значений ($5 \cdot 10^{-3}$ мН/м при 0,5 % ПАВ), что способствует формированию маловязкой средней фазы микроэмульсии III типа по классификации Винзора и эффективно солубилизировать нефть. Это позволит вовлечь в разработку не только пленочную нефть, которая, по мнению авторов, в основном извлекается на заключительной стадии разработки при высокой интенсивности заводнения, но и капиллярно-защемленную нефть, объемы которой в пределах промытых продуктивных пластов могут быть значительными.

Взаимосвязь между КИН и параметрами растворов ПАВ через коэффициент вытеснения представлена в работе [256], что вновь подтверждает тезис о высоком уровне взаимосвязи между механизмами протекания процессов в пласте при

реализации методов увеличения нефтеотдачи и важнейшими технико-экономическими показателями разработки месторождений. В ходе проведенных экспериментов авторами получена эмпирическая формула расчета потенциального коэффициента вытеснения через различные характеристики ПАВ:

$$K_{\text{выт}} = C \cdot (N_c \cdot W^{*n})^m, \quad (3.224)$$

где C, n, m — константы, получаемые по уравнению линейной линии тренда зависимости $\lg(K_{\text{выт}})$ от логарифма модифицированного капиллярного числа N_c^* ; W^{*n} — удельная адгезия (модифицированная).

Значительный вклад параметров, отражающих различные характеристики ПАВ-систем, в фактор повышения КИН при использовании МУН идентифицирован при изучении объектов терригенных залежей девона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [257]. С использованием метода диэлькометрии осуществлен подбор оптимальной композиции, применение которой позволяет увеличить коэффициент вытеснения и, следовательно, потенциальный КИН.

Одним из перспективных и в последнее время распространенных МУН является водогазовое воздействие (ВГВ) различных типов, основными из которых являются последовательное или попеременное нагнетание рабочих агентов в продуктивный пласт. Совмещенная закачка в пласт газа и воды в различных соотношениях приводит к повышению не только коэффициента вытеснения, но и коэффициента охвата, вклад которого в формирование конечного КИН будет рассмотрен ниже.

В работе [258] установлена высокая перспективность применения ВГВ на объектах Северного Кавказа за счет проведения серии лабораторных экспериментов по определению коэффициента вытеснения при различных технологиях и составах закачки. Объектом для внедрения полученных результатов выбраны коллекторы нижнемеловых отложений Северо-Губкинского месторождения (пласты БП-10, БП-11/1). Наибольший прирост коэффициента вытеснения установлен при проведении экспериментов на образцах,

характеризующихся низкой проницаемостью (менее $10 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Также не менее важные выводы получены при установлении взаимосвязи между изменением коэффициента вытеснения и, следовательно, потенциального КИН и вязкости пластовой нефти и воды: чем ниже значение последних параметров, тем выше коэффициент вытеснения при реализации ВГВ.

Для коллекторов, характеризующихся повышенной удельной поверхностью и гидрофильностью в совокупности с высокой подвижностью нефти и газа, авторами рекомендовано применение ВГВ как перспективной технологии повышения КИН, которая позволяет в пределах участков воздействия создать оптимальные условия для вытеснения нефти из тупиковых, застойных низкопроницаемых зон. Данный тезис подтвержден как практикой разработки месторождений, так и рядом экспериментальных исследований [259–261].

Не менее перспективным МУН и способом повышения конечного КИН при разработке старых нефтегазоносных районов Российской Федерации является применение различных вариантов тепловых методов. О необходимости внедрения эффективных технологий извлечения трудноизвлекаемых запасов с использованием методов, основанных на повышении температуры пласта и нефти, отражены во многих работах ученых прошлого и нынешнего века. Так, Муслимов Р. Х. в работе [262] отмечает высокие перспективы применения термических МУН при разработке пермских отложений в Республике Татарстан. Для объектов, активы которых представлены сверхвязкими жидкими углеводородами, конечная нефтеотдача на несколько пунктов ниже по сравнению с маловязкими нефтями, но при реализации эффективного подхода к процессам заводнения и воздействия КИН может увеличиться в 1,5–2 раза. Данное заключение подтверждает значительное влияние вязкости продукции как на параметры, определяющие величину коэффициента нефтеотдачи, так и на технологические показатели разработки месторождений (формула 3.215).

Несмотря на довольно простой математический аппарат, используемый при расчетах КИН, достоверное определение входящих в зависимости коэффициентов является, как мы видим, одним из важнейших компонентов получения

представительных результатов. Важно отметить, что помимо классического КИН, в литературных источниках встречается термин «технологический КИН», характеризующий показатель нефтеотдачи при условии максимально возможных временных и денежных ресурсов, то есть данный параметр описывает идеальный возможный КИН с учетом текущих особенностей геологического строения.

В работе [190] предлагается для более корректной оценки конечной нефтеотдачи использовать величину активных запасов $Q_{\text{акт.}}$, рассчитываемую по формуле:

$$Q_{\text{акт.}} = Q_{\text{зап}} \cdot K_{\text{выт.}} \quad (3.225)$$

Представленный параметр отражает объем извлекаемых запасов нефти, который можно получить в зависимости от коэффициента вытеснения, с использованием имеющегося арсенала техник и технологий повышения нефтеотдачи пластов, регулирования процессов разработки месторождений.

В работе многих исследователей в последние 10–15 лет упоминается о необходимости изменения формулировки параметра $K_{\text{выт}}$ в связи с тем, что при его использовании однозначно подразумевается коэффициент вытеснения нефти водой. Это обусловлено следующей причиной: для большинства месторождений Российской Федерации основным методом воздействия на продуктивные пласты выступает заводнение. При этом, с учетом текущего активного ввода в разработку низкопроницаемых коллекторов, для которых, как было показано выше, $K_{\text{выт}}$ имеет значение менее 0,5, использование данного параметра исключительно для описания эффективности вытеснения одним агентом является нецелесообразным.

Изучая параметр коэффициента охвата как одного из ключевых показателей, оказывающих влияние на КИН, учеными была отмечена его взаимосвязь с коэффициентом вытеснения. Так, в работе [263] установлено прямое влияние рассматриваемых параметров друг на друга в ходе интерпретации проведенных лабораторных и промысловых исследований при реализации на месторождении МУН с использованием пенных систем. Действительно, в различных геолого-физических условиях залегания продуктивных пластов коэффициент охвата пласта вытеснением может значительно варьироваться, как и

коэффициент вытеснения, что обусловлено их зависимостью от толщинных, коллекторских и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.

В работе [185] дается следующее определение коэффициенту охвата: это отношение объема охвата залежи процессом вытеснения к начальному нефтенасыщенному объему. Иное определение отражено автором в работе [241]. Так, коэффициент охвата представляет собой отношение объема части залежи, в которой происходит фильтрация пластовых флюидов к ее общему объему: он характеризует влияние прерывистости на показатели фильтрации.

О значительном влиянии коэффициента охвата на КИН указывает работа [264], в которой авторами проведен анализ эффективности уплотняющего бурения в условиях месторождения, разрабатываемого с использованием заводнения. На основании полученных результатов расчета изменения КИН установлено, что повышение коэффициента охвата пласта уплотняющим бурением позволило в зоне «ухудшенных» трудноизвлекаемых запасов (среднее значение проницаемости $0,2\text{--}1,0 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и «традиционных» ТРИЗ (среднее значение проницаемости $1\text{--}2 \cdot 10^{-3}$ мкм²) получить прирост нефтеотдачи 5 и 4 % соответственно, при этом снижение базовой добычи, вызванное интерференцией областей дренирования и переводом добывающих скважин под закачку, составило 33 и 42 % соответственно. Фактический прирост добычи нефти с учетом общих снижений составил 29 % (зона «ухудшенных» ТРИЗ) и 42 % (зона «традиционных» ТРИЗ).

Авторами также отмечено, что применение уплотняющего бурения с целью повышения коэффициента охвата необходимо реализовывать адресно и в зависимости от коэффициентов проницаемости: например, в зонах, характеризующихся низкими значениями проницаемости ($0,2\text{--}1,0 \cdot 10^{-3}$ мкм²), целесообразно применение рядной системы разработки с уплотняющими ГС с МГРП, по сравнению с другими вариантами, которые при наибольших экономических затратах обеспечивают низкий прирост коэффициента охвата и, следовательно, конечного КИН.

Схожие выводы, но для карбонатных коллекторов получены в комплексной работе [265], посвященной исследованию влияния ФЕС продуктивных пластов на основные параметры, численно и качественно влияющие на КИН. На примере более 150 объектов разработки произведена их двухуровневая дифференциация и группирование по следующим базовым критериям: интенсивность внутриконтурного заводнения и вязкость нефти. На следующем этапе для учета основных параметров, отражающих характер и степень фильтрации жидкости, был использован параметр гидропроводности, который объединяет в себе абсолютную проницаемость, эффективную нефтенасыщенную толщину и вязкость пластовой нефти. Данные параметры обладают следующими свойствами, которые необходимо учитывать при их использовании для решения различных задач разработки:

- могут быть достоверно определены на этапе ввода первых добывающих скважин в эксплуатацию;
- отражают в полной мере фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов и насыщающих их флюидов;
- обладают между собой различной по степени и характеру взаимосвязью, подтверждаемой как при промысловых исследованиях, так и при различных эмпирических расчетах;
- используются при составлении проектных документов;
- фигурируют в основных формулах по расчету различных технологических показателей;
- оказывают существенное влияние на темп и степень вовлечения запасов в разработку.

В зависимости от гидропроводности, объекты были разделены на различные группы. В первую группу вошли объекты, гидропроводность которых составила менее $10 \text{ Д} \cdot \text{м} / \text{Па} \cdot \text{с}$. Приведем ее качественную характеристику:

- интервалы варьирования абсолютной проницаемости составляют от 1,6 до $20 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ при эффективной нефтенасыщенной толщине, равной 0,5–4,5 м (включительно);

- вязкость нефти для выбранных объектов находится в диапазоне от 0,54 до 4,9 мПа·с, что характерно для многих месторождений, расположенных в пределах Республики Башкортостан;

- наибольшее значение расчетного КИН получено при сочетании проницаемости менее $5 \cdot 10^{-3}$ мкм², средней нефтенасыщенной толщине, равной 3,5 м и вязкости нефти менее 1 мПа·с; при незначительном повышении вязкости в 2,5 раза получен минимальный КИН, равный 0,098, что говорит о высоком влиянии вязкости продукции на коэффициенты вытеснения и охвата;

- в ходе дальнейшей интерпретации результатов установлен ряд несоответствий, а именно: расчетные значения КИН 0,397; 0,372 и 0,310, полученные для пластов с нефтенасыщенной толщиной от 2 до 5 м и вязкостью более 2,5 мПа·с, уменьшаются с ростом проницаемости пласта от 5 до $50 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответственно;

- в рамках сопоставления расчетных и фактических КИН процент их совпадения с учетом возможной погрешности составил менее 20 %, что говорит о необходимости детального изучения изменения каждого из параметров в пределах выделенной группы объектов.

С увеличением гидропроводности пласта (ϵ) с 2,5 до 7,2 Д·м/Па·с наблюдается и рост фактического КИН с 0,131 до 0,349. И только для пласта с величиной $\epsilon = 9,7$ Д·м/Па·с фактическое значение КИН оказалось меньшим и равным 0,222. Полученные выводы по объектам с низкими показателями ФЕС находят отражение в работах других ученых, посвященных преимущественно месторождениям Урало-Поволжья [111, 266].

Не менее значимые результаты представлены по объектам со средними и высокими значениями гидропроводности. При повышении данного показателя происходит систематическое увеличение и фильтрационно-емкостных характеристик пластов, что, в целом, прямо отражает базовая формула гидропроводности. При средних значениях вязкости, наиболее часто встречающихся на месторождениях Республик Башкортостана и Татарстана, а также по некоторым объектам Самарской области и Пермского края, вклад

данного параметра в конечный коэффициент охвата и КИН по мере увеличения гидропроводности снижается. Максимальное расхождение между расчетными и фактическими КИН наблюдается при его варьировании в пределах от 0,1 до 0,355.

Схожие результаты получены и при исследовании расчлененного терригенного коллектора в условиях Пронькинского месторождения, приуроченного к группам объектов нефтедобычи Оренбургского нефтегазоконденсатного комплекса [267]. С использованием обобщения результатов геолого-промысловых и лабораторных исследований выявлена прямая пропорциональная зависимость между коэффициентами охвата пласта по объему залежи с коэффициентами охвата по площади и по толщине продуктивного пласта. Помимо этого, успешно идентифицирован высокий вклад коэффициента перфорации в изменение коэффициента охвата для залежей терригенных коллекторов с высоким показателем послойной неоднородности.

Значительное влияние различных геолого-физических характеристик продуктивных пластов на коэффициент охвата и, соответственно, КИН характерно не только для терригенных коллекторов, но и для карбонатных, в которых при разработке на стационарном режиме заводнения фильтрация флюида осуществляется преимущественно по естественным трещинам и в меньшей части по блоковым матрицам. Это подтверждено в работе [268] на примере залежи нефти IV пачки задонского горизонта Речицкого месторождения: тип пустотного пространства – порово-каверново-трещинный; нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 до 29,4 м; значения коэффициента открытой пористости варьируют от 4,4 до 12,7 %. В течение года на опытном участке исследуемого объекта проводились работы по реализации циклического заводнения, основанного на проведении комплекса мероприятий по работе с системой «пласт – насосное оборудование – скважина».

Основным и наиболее продуктивным этапом внедрения данного метода стала оптимизация режимов работы глубинно-насосного оборудования, в результате чего дополнительная добыча нефти составила более 4000 тонн за период пробной эксплуатации системы циклического заводнения. Получение

прироста технологических показателей авторы обосновывают синергетическим эффектом от повышения коэффициентов вытеснения и охвата пласта воздействием.

Возможность применения различных видов заводнения для решения задачи повышения коэффициента охвата представлена и в исследовании [269], в котором рассмотрено одно из актуальных направлений в разработке месторождений: перспективы использования для вытеснения нефти агентов различной минерализации. На примере терригенных коллекторов кыновско-пашийских отложений Первомайского и основной залежи тульско-бобриковских отложений Бастрьковского месторождений проведено исследование эффективности применения закачки низкоминерализованной воды для поддержания пластового давления.

Лабораторные исследования показывают следующее: снижение относительных фазовых проницаемостей воды происходит при использовании в качестве агента заводнения низкоминерализованных вод, что позволяет повысить КИН в среднем на 8 % в зависимости от упаковки зерен горных пород.

Интересные результаты обзора работ по изучению влияния ГТФ на КИН представлены в работе [16], в которой отмечается, что изучение влияния геолого-технологических параметров на процесс нефтеизвлечения нефти имеет значительный теоретический и практический интерес.

В исследовании [16] говорится о том, что к основным геолого-физическим факторам, определяющим нефтеотдачу, необходимо отнести следующие:

- фактор, отражающий физико-химические свойства флюидов;
- фактор, отражающий толщинные свойства пласта;
- фактор, отражающий коллекторские свойства;
- фактор, отражающий условия залегания;
- фактор, характеризующий геологическую неоднородность.

Каждый из параметров, отражающих эти факторы, с достаточной степенью точности определяется по результатам гидродинамических, геофизических и лабораторных исследований и имеется практически по любой залежи,

находящейся в разработке. Влияние этих параметров на процесс извлечения нефти, как правило, описывается различными исследователями количественно.

Кроме этих факторов, на величину выработки запасов нефти оказывают влияние режим работы пласта, активность водонапорной системы, литолого-минералогический состав пород, вид пустотности пород-коллекторов, структура порового пространства, тип залежи, аномальные свойства нефти и т.д. Исследование влияния этой группы факторов на нефтеотдачу носит качественный характер (из сравнения средних величин по группам объектов), поскольку количественное определение их либо невозможно на современном этапе, либо связано с существенными затратами труда и времени.

Среди группы технологических параметров наиболее часто исследуется количественное влияние на процесс нефтеизвлечения плотности сетки скважин, удельных балансовых запасов, темпов отбора нефти и жидкости, отношения количества нагнетательных и добывающих скважин, отношения количества закачанной воды к количеству отобранной жидкости, давления нагнетания, скорости фильтрации, количества прокачанной через залежь воды. На качественном уровне оценивается влияние применения различных систем заводнения, методов увеличения нефтеотдачи пластов, форсированного отбора жидкости.

Проведенные на сегодняшний день исследования в промысловых условиях показывают, что в различных интервалах изменения геолого-физических и физико-химических свойств пластов и насыщающих их флюидов, при различных режимах работы пластов, различной технологии разработки объектов и т. д. связь нефтеотдачи с геолого-технологическими параметрами в различных условиях имеет свою специфику. При этом разные группы объектов характеризуются своим набором геолого-технологических параметров, которые в различной степени оказывают влияние на процесс извлечения нефти. В отдельных случаях имеет место противоположная направленность влияния того или иного параметра в пределах разных групп объектов, что является следствием специфических особенностей разработки. Существующие в настоящее время представления

о влиянии физико-химических свойств пластовых флюидов на процесс извлечения нефти позволяют считать, что во многих случаях это влияние является определяющим [270–272]. Увеличение вязкости нефти приводит к образованию «языков» обводнения, что снижает охват пласта вытеснением [273], росту толщины граничных слоев и, соответственно, снижению коэффициента вытеснения [274].

Многочисленные промысловые исследования, выполненные в работах [270, 275–284 и др.], однозначно подтверждают, что с увеличением вязкости, относительной вязкости и плотности пластовой нефти текущая и конечная нефтеотдача залежей снижается. Нефти, имеющие большую вязкость и плотность, как правило, характеризуются повышенным содержанием смол и асфальтенов, меньшими значениями давления насыщения, газового фактора и объемного коэффициента нефти. В соответствии с этим увеличение количества смол и асфальтенов [278, 285], уменьшение объемного коэффициента [280] и давления насыщения [286] приводит к снижению степени выработки запасов. Однако, несмотря на превалирующее влияние фактора физико-химических свойств на нефтеотдачу, при незначительных интервалах изменения параметров влияние это может и не сказываться [282, 287–293]. Довольно противоречивые результаты представлены в работах Гутри и Гринбергера, Арпса и Эвердингена [286, 294]. Согласно моделям, построенным ими, первые получили увеличение нефтеотдачи с ростом вязкости нефти, вторые – уменьшение с ростом объемного коэффициента нефти. Такие результаты можно объяснить, видимо, значительной корреляцией этих параметров с другими, что и привело к искажению реальной физической картины процесса извлечения нефти.

Коллекторские свойства пластов двояко влияют на нефтеотдачу. Так, например, лабораторные [295–297] и многочисленные промысловые исследования [275, 276, 278, 280–282, 288, 298–300 и др.] однозначно указывают на увеличение нефтеотдачи с ростом проницаемости залежей. В то же время увеличение коэффициентов пористости и нефтенасыщенности может приводить как к росту нефтеотдачи [280, 286, 301–303], так и к ее снижению [275, 276, 304].

В большинстве случаев однозначно оценивается влияние эффективной нефтенасыщенной толщины, толщины нефтенасыщенных пропластков и общей толщины пласта на нефтеотдачу. Повышенные толщины, как правило, приурочены к сводовым частям залежей, которые имеют лучшую коллекторскую характеристику, чем периферийные участки. При этом, естественно, с увеличением нефтенасыщенной толщины условия выработки запасов улучшаются, на что указывают исследования, проведенные в работах [275, 277, 278, 280, 281, 299, 301–303, 305 и др.]. Однако в отдельных случаях увеличение эффективной нефтенасыщенной толщины приводит к снижению нефтеотдачи из-за увеличения послойной неоднородности, как это видно из моделей, представленных в работах [304, 305].

С увеличением начального пластового давления и температуры пласта нефтеотдача повышается [278, 303, 306]. Этот факт объясняется тем, что пластовое давление и температура увеличиваются с глубиной залегания пласта, но при этом имеется тенденция снижения вязкости пластовой нефти. Выработка запасов нефти при этом улучшается. Кроме этого, с увеличением глубины залегания и ростом пластовой температуры может увеличиваться и проницаемость пластов [278], что также увеличивает нефтеотдачу.

Анализ работ [277, 278, 293, 299, 300, 303, 305, 307–309 и др.], посвященных разработке водонефтяных зон залежей, показывает, что по темпам разработки и степени выработанности водонефтяные зоны значительно уступают чисто нефтяным частям залежей. Наряду с более редкой сеткой скважин ВНЗ характеризуются худшими геологическими условиями (большая вязкость нефти, меньшие эффективные нефтенасыщенные толщины, меньшая продуктивность) и быстрыми темпами обводнения продукции, что и объясняет меньшую нефтеотдачу водонефтяных зон по сравнению с чисто нефтяными.

Широкое использование при решении различных задач при подсчете запасов нефти и разработке залежей параметров, в комплексе отражающих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов (продуктивности и гидропроводности), говорит об их значительном

влиянии на процесс нефтеизвлечения. Однако степень влияния этих параметров, с ростом которых нефтеотдача увеличивается, в разных условиях различна [117, 276, 277, 305, 310].

Отрицательное влияние, которое оказывает геологическая неоднородность на нефтеотдачу, не вызывает сомнений. Однако степень, а в отдельных случаях и характер этого влияния в условиях различных групп объектов различается. Так, например, по различным объектам степень снижения нефтеотдачи с ростом коэффициента расчлененности [277, 293, 305, 311], уменьшением коэффициента песчанистости [276, 277, 301, 303, 305, 309, 311, 312], увеличением комплексного показателя неоднородности [125, 278], вариации коэффициента проницаемости [293, 299, 300, 313], энтропии по расчлененности, вариации эффективной нефтенасыщенной толщины [313, 314], вариации пористости [125, 314] различна. Увеличение энтропии по эффективной нефтенасыщенной толщине [315], среднеквадратичного отклонения нефтенасыщенной толщины [314], вариации коэффициента нефтенасыщенности [125] также приводит к снижению нефтеотдачи. В отдельных случаях характер влияния геологической неоднородности, отражаемой с помощью различных параметров, может быть иным либо ввиду несущественного влияния, либо ввиду корреляции с другими параметрами, которые оказывают противоположное воздействие. Так, например, в работе [278] получено: с увеличением среднеквадратичного отклонения толщины нефтенасыщенных пропластков нефтеотдача увеличивается, что связано с сильной корреляцией этого параметра с эффективной нефтенасыщенной толщиной, которая, в свою очередь, коррелирована с гидропроводностью, оказывающей более сильное влияние на нефтеотдачу. С этим же, по-видимому, связано и увеличение степени выработки запасов с ростом коэффициента расчлененности [276, 299, 301, 305, 311], среднеквадратичного отклонения пористости [314] и уменьшением коэффициента песчанистости [276, 278, 299]. Все это говорит о необходимости комплексного подхода при изучении влияния различных факторов на нефтеотдачу в условиях различных групп объектов с

обязательным рассмотрением причинно-следственных связей между параметрами.

Влияние технологических факторов на изменение различных показателей продуктивных пластов имеет неоднозначный тренд, что усложняет процессы моделирования.

По мнению авторов [270, 292, 293, 298, 309, 316], с увеличением темпов отбора нефти и жидкости нефтеотдача существенно увеличивается. В работе [317] отмечается отсутствие влияния этих параметров на нефтеотдачу, в [285] предлагается в начале разработки использовать умеренные темпы отбора, а в заключительной стадии интенсифицировать процесс добычи нефти.

Увеличение скорости фильтрации флюидов в пласте увеличивает нефтеотдачу [298, 316], однако скорость фильтрации во многом определяется системой заводнения пластов. При этом большое значение имеет отношение количества нагнетательных скважин к добывающим и давление нагнетания воды. Результаты, представленные в работах [287, 293, 299, 314], показывают, что с увеличением этого отношения нефтеотдача увеличивается, но в [305] отмечается ее уменьшение. Увеличение скорости фильтрации возможно также за счет увеличения давления нагнетания, однако увеличение его выше оптимального [277, 319] приводит к снижению охвата пласта вытеснением и уменьшению нефтеотдачи.

В отношении влияния плотности сетки скважин на величину выработки запасов нефти также не существует единого мнения. Так, в работах [270, 275, 278, 288, 292, 299, 300, 303, 309-312, 320–326 и др.] отмечается влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу при различных режимах работы залежей, приуроченных как к терригенным, так и к карбонатным коллекторам, а исследования, проведенные Эвердингеном [138], показывают, что в условиях низкопродуктивных карбонатных коллекторов нефтеотдача увеличивается пропорционально при уплотнении сетки скважин вплоть до 8 га/скв.

Иные результаты и выводы приводятся в работах [75, 276, 286, 306, 318, 327–328 и др.]. Согласно этим источникам плотность сетки скважин либо

незначительна, либо совсем (в определенных интервалах изменения плотности сетки скважин) не влияет на нефтеотдачу залежей [16].

Исходя из проведенного обзора по результатам исследования влияния различных ГТФ на КИН, следует, что:

- проблема достоверной идентификации степени взаимосвязи между двумя параметрами является актуальной не только для месторождений, находящихся длительное время в разработке, но и для вновь вводимых объектов нефтедобычи в связи с наличием значительного количества факторов, оказывающих различное влияние на составные элементы КИН – коэффициенты вытеснения и охвата;

- существующие на данный момент методики оценки КИН основаны, в основном, на опыте разработки старых месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири, Азейбарджана и в меньшей мере для новых объектов, причем их актуальность с каждым годом снижается в силу необратимости и интенсивности пластовых процессов, а также различной механикой движения жидкости в пористой среде в зависимости от стадии эксплуатации;

- для наиболее известных моделей КИН, учитывающих целый комплекс различных геолого-физических характеристик продуктивных пластов и насыщающих их флюидов, характерно то, что от 35 до 75 % используемых для прогнозирования параметров не могут быть достоверно установлены при создании первых проектных документов; в основном данные параметры отражают микро- и макронеоднородность залежи только в пределах одной плоскости исследования, что существенно снижает достоверность результатов;

- качественное и обоснованное определение факторов, оказывающих наибольшее влияние на КИН, возможно реализовать с учетом применения различных моделей и обобщения результатов разработки как исследуемого объекта нефтедобычи, так и месторождений-аналогов;

- в зависимости от геолого-физических условий залегания продуктивных пластов и насыщающих их флюидов влияние соответствующих им параметров различно, и при рассмотрении их в единой координатной системе исследования существует высокий риск получения непредставительных результатов;

- оценка влияния ГТФ на КИН может быть произведена по эмпирическим моделям, полученным в ходе использования различных инструментов моделирования; одним из условий получения релевантных моделей является дифференцированный подход к каждой залежи и разделение залежей на группы объектов в зависимости от выбранного критерия;

- для объектов, расположенных в пределах различных нефтегазоносных провинций, степень и характер влияния ГТФ на КИН будет существенно варьироваться, что обусловлено проявлением синергетического эффекта – различного по величине и знаку вклада каждого из зависимых параметров.

Иначе говоря, в условиях различных групп объектов при разработке их по различной технологии влияние геолого-технологических параметров на нефтеотдачу весьма разнообразно, и автоматический перенос результатов этих исследований в условия новых месторождений может привести к существенным погрешностям.

3.2.2 Моделирование с использованием комплекса информации после полного разбуривания залежей

Проведенный обзор потребовал проведения моделирования процесса нефтеизвлечения отдельно по группам объектов выделенным по тектонико-стратиграфическому принципу и в результате проведения процедуры глубокой идентификации при условии разработки залежей на естественных режимах.

В рамках применения одной из вариативных систем многомерного анализа было осуществлено построение моделей прогнозирования конечной нефтеотдачи пластов, определяемой по формуле (3.1), в которой использовался следующий перечень геолого-технологических параметров в качестве аргументов целевой функции:

- $H_{\text{зал}}$ – глубина залегания пласта, м;
- $H_{\text{общ}}$ – общая толщина пласта, м;
- H_3 – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;

- H_3^P – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в зоне разбуривания, м;

- H_n – средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, м;

- m_r – коэффициент пористости по геофизике, %;

- m_k – коэффициент пористости по керну, %;

- K_n – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.;

- $K_{\text{прон}}$ – коэффициент проницаемости, мкм²;

- K_n – коэффициент песчанистости, д. ед.;

- K_p – коэффициент расчлененности;

- $t_{\text{пл}}$ – начальная пластовая температура, °K;

- $P_{\text{пл}}$ – начальное пластовое давление, МПа;

- μ_n – вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с;

- μ_o – относительная вязкость нефти;

- ρ'_n – плотность нефти в пластовых условиях, т/м³;

- ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³;

- β – объемный коэффициент нефти;

- $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом, МПа;

- G – газосодержание пластовой нефти, м³/т;

- μ_v – вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с;

- ρ'_v – плотность воды в поверхностных условиях, т/м³;

- M – общая минерализации воды, г/л.

Кроме того, в качестве аргументов использовались параметры, характеризующие степень неупорядоченности системы по эффективной нефтенасыщенной толщине (H_3), толщине нефтенасыщенных пропластков (H_n), пористости по геофизике (m_r), то есть параметры, характеризующие геологическую неоднородность объектов:

- $K_{\text{неод}}$ – комплексный показатель неоднородности по М. А. Токареву;

- δ_{H_3} – среднеквадратическое отклонение,

- W_{H_3} – коэффициент вариации,

- $\mathcal{E}_{H_3}$ – энтропия,
- $\bar{\mathcal{E}}_{H_3}$ – относительная энтропия,
- Π_{H_3} – параметр неоднородности;
- δ_{H_Π} – среднеквадратичное отклонение,
- W_{H_Π} – коэффициент вариации,
- $\mathcal{E}_{H_\Pi}$ – энтропия,
- $\bar{\mathcal{E}}_{H_\Pi}$ – относительная энтропия,
- Π_{H_Π} – параметр неоднородности;
- δ_m – среднеквадратичное отклонение,
- W_m – вариация,
- $\mathcal{E}_m$ – энтропия,
- $\bar{\mathcal{E}}_m$ – относительная энтропия,
- Π_m – параметр неоднородности.

Коэффициенты продуктивности и удельной продуктивности были исключены ввиду сложности их определения в период, когда они в наибольшей мере отражают реальные свойства пласта в точке вскрытия его скважиной, т. е. с момента полной очистки призабойной зоны, и до момента падения максимального оптимального дебита на 15 %.

В качестве технологического параметра использована плотность сетки скважин на момент прогноза конечного коэффициента извлечения нефти.

Для условий турнейских залежей Бирской седловины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.10.10.1:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & 523 + 15,4H_3 + 107H_3^P - 219\delta_{H_3} + 8,26W_{H_3} + 163H_\Pi - \\ & - 516\delta_{H_\Pi} + 3,18W_{H_\Pi} + 37,6m_\Gamma - 106m_K - 111\delta_m + \\ & + 12W_m - 152\mathcal{E}_{H_3} + 108\mathcal{E}_{H_\Pi} - 0,14\text{ПСС}; (R^2 = 0,791) \end{aligned} \quad (3.226)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.2:

$$\begin{aligned}
\text{КИН}_K = & 241 + 18,8H_3 - 1,27H_3^p - 6,81\delta_{H_3} + 0,31W_{H_3} + 105H_{\Pi} - \\
& - 92,3\delta_{H_{\Pi}} + 0,7W_{H_{\Pi}} + 6,23m_{\Gamma} - 124m_K - 5,33\delta_m + \\
& + 3,42W_m + 1120K_H + 32,2\mathfrak{A}_{H_3} - 49,6\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} + 12,6\mathfrak{A}_m - \\
& - 3,27K_p - 27,35\bar{\mathfrak{A}}_{H_3} + 37,9\bar{\mathfrak{A}}_{H_{\Pi}} + 84,313\bar{\mathfrak{A}}_m + \\
& + 4,12K_{\text{неод}} + 0,025\Pi_{H_3} - 0,026\Pi_{H_{\Pi}} - 1,76\Pi_m + 14K_{\Pi} - \\
& 0,142\Pi_{\text{СС}}; (R^2 = 0,765)
\end{aligned} \tag{3.227}$$

- по объектам группы 2.4.10.10.3:

$$\begin{aligned}
\text{КИН}_K = & -580 + 25,2H_3 - 2,249H_3^p - 10\delta_{H_3} + 0,67W_{H_3} + 14,1H_{\Pi} - \\
& - 26\delta_{H_{\Pi}} + 0,27W_{H_{\Pi}} - 4,1m_{\Gamma} + 44,9m_K + 37\delta_m - 2,91W_m - \\
& - 4,1\mathfrak{A}_{H_3} - 23,6\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} + 1,77\mathfrak{A}_m - 11,1K_p + 6,61\bar{\mathfrak{A}}_{H_3} + \\
& + 7,56\bar{\mathfrak{A}}_{H_{\Pi}} + 23,6\bar{\mathfrak{A}}_m - 0,048K_{\text{неод}} - 0,061\Pi_{H_3} - \\
& - 0,014\Pi_{H_{\Pi}} - 0,232\Pi_m + 39,402K_{\Pi} - 0,058\Pi_{\text{СС}}; (R^2 = 0,585)
\end{aligned} \tag{3.228}$$

- по объектам группы 2.4.10.10.4:

$$\begin{aligned}
\text{КИН}_K = & -321 + 12,5H_3 - 1,52H_3^p + 1,72\delta_{H_3} + 0,19W_{H_3} + 17H_{\Pi} + \\
& + 11,6\delta_{H_{\Pi}} - 0,09W_{H_{\Pi}} + 0,51m_{\Gamma} + 55,1m_K + 13,09\delta_m + \\
& + 0,03W_m - 505K_H + 3,97\mathfrak{A}_{H_3} - 34,9\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} + 1,88\mathfrak{A}_m - \\
& - 7,18K_p + 3,83\bar{\mathfrak{A}}_{H_3} + 7,07\bar{\mathfrak{A}}_{H_{\Pi}} + 30,1\bar{\mathfrak{A}}_m + 0,62K_{\text{неод}} - \\
& - 0,012\Pi_{H_3} - 0,001\Pi_{H_{\Pi}} - 0,32\Pi_m + 4,36K_{\Pi} - 0,011\Pi_{\text{СС}}; \\
& (R^2 = 0,646)
\end{aligned} \tag{3.229}$$

- по объектам группы 2.4.10.10:

$$\begin{aligned}
\text{КИН}_K = & -313 + 13,5H_3 - 1,41H_3^p - 2,77\delta_{H_3} + 0,29W_{H_3} + 21,3H_{\Pi} + \\
& + 4,33\delta_{H_{\Pi}} - 0,07W_{H_{\Pi}} - 0,07m_{\Gamma} + 51,6m_K + 17,5\delta_m - \\
& - 0,5W_m - 461K_H + 5,4\mathfrak{A}_{H_3} - 32,3\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} + 2,07\mathfrak{A}_m - 6,82K_p - \\
& - 1,95\bar{\mathfrak{A}}_{H_3} + 6,96\bar{\mathfrak{A}}_{H_{\Pi}} + 31,9\bar{\mathfrak{A}}_m + 0,6K_{\text{неод}} - 0,005\Pi_{H_3} - \\
& - 0,001\Pi_{H_{\Pi}} - 0,3\Pi_m + 5,32K_{\Pi} - 0,02\Pi_{\text{СС}}. (R^2 = 0,531)
\end{aligned} \tag{3.230}$$

Анализ моделей (3.226)–(3.230) показывает, что с увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины, средней толщины нефтенасыщенных пропластков, коэффициента песчанистости и снижением коэффициента расчлененности, неоднородности по эффективной нефтенасыщенной толщине, отражаемой с помощью среднеквадратичного отклонения, конечный коэффициент извлечения нефти растет как в условиях выделенных групп при глубокой идентификации, так и в целом по залежам турнейского яруса Бирской

седловины, что подтверждает классические представления о влиянии этих параметров на нефтеотдачу.

Увеличение неоднородности групп объектов по толщине нефтенасыщенных пропластков, отражаемой с помощью Π_{H_n} , закономерно снижает степень выработки запасов, однако влияние δ_{H_n} , W_{H_n} , $\mathcal{E}_{H_n}$, $\bar{\mathcal{E}}_{H_n}$ неоднозначно в условиях различных групп, что отражает особенности их в плане геологического строения, а именно залежи, имеющие значительные вариации толщин пропластков, вырабатываются лучше за счет значительных по толщине пропластков, имеющих и лучшие коллекторские свойства. Слабая выработка пропластков, незначительных по толщине, не оказывает существенного влияния на общую степень выработки запасов. Аналогично объясняется и разнонаправленное влияние геологической неоднородности по эффективной нефтенасыщенной толщине, отражаемой с помощью δ_{H_3} , $\mathcal{E}_{H_3}$, $\bar{\mathcal{E}}_{H_3}$.

Снижение степени выработки запасов с уменьшением неоднородности по пористости, отражаемой с помощью энтропии и относительной энтропии объясняется незначительной вариацией значений пористости в интервале уплотненных, низкопористых разновидностей пород-коллекторов.

В то же время, разнонаправленное влияние таких параметров, как δ_m , $\mathcal{E}_m$, Π_m говорит об особенностях выработки запасов в условиях каждой из выделенных групп, что свидетельствует о необходимости дифференциации объектов. Неоднозначное влияние пористости на степень выработки запасов объясняется не только законом её распределения, но и влиянием трещиноватости, присущей в большей мере плотным разностям, что отражает рост KIN_K с уменьшением средних значений m_K и m_r . Однозначно, в условиях всех групп и в целом по всем объектам наблюдается влияние плотности сетки скважин на KIN_K , с ростом которой степень выработки запасов закономерно увеличивается.

Для условий турнейских залежей Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.18.18.1:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & -112 - 7,8H_3 + 65,6H_3^p - 150,1\delta_{H_3} + \\ & + 12,8W_{H_3} - 26,6H_{\Pi} + 55,5\delta_{H_{\Pi}} - 8,34W_{H_{\Pi}} - \\ & 1,90m_{\Gamma} - 4,31m_K - 2,89\delta_m + 0,52W_m + 6,6\mathfrak{A}_{H_3} + \\ & 11,7\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} + 9,34\mathfrak{A}_m - 0,07\text{ПСС}; (R^2 = 0,831) \end{aligned} \quad (3.231)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.2:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & 90,5 - 4,16H_3 - 11,1H_3^p + 24,6\delta_{H_3} - 1,41W_{H_3} + 2,62H_{\Pi} - \\ & - 1,35\delta_{H_{\Pi}} - 0,03\text{ПСС}; (R^2 = 0,828) \end{aligned} \quad (3.232)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.3:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & -168 - 27,9H_3 + 50,7H_3^p - 28\delta_{H_3} + 0,81W_{H_3} - 119,9H_{\Pi} + \\ & + 105\delta_{H_{\Pi}} - 2,58W_{H_{\Pi}} - 30,5m_{\Gamma} + 63m_K - 2,1\delta_m - 0,13\text{ПСС}; \\ & (R^2 = 0,870) \end{aligned} \quad (3.233)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.4:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & 119648 - 203H_3 + 857,2H_3^p - 4453\delta_{H_3} + 113,8W_{H_3} - \\ & - 180,5H_{\Pi} + 895,8\delta_{H_{\Pi}} - 34,7W_{H_{\Pi}} + 197,1m_{\Gamma} - 66,7m_K + \\ & + 272,5\delta_m + 34,3W_m - 6876K_H - 698,1\mathfrak{A}_{H_3} + 1266,7\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} - \\ & - 810\mathfrak{A}_m + 3131,5K_p - 548,8\mu_H + 1125,1\mu_0 - 147,6\rho_H - \\ & - 8792,4\bar{\mathfrak{A}}_{H_3} + 8073,5\bar{\mathfrak{A}}_{H_{\Pi}} + 4506,6\bar{\mathfrak{A}}_m - 55,8K_{\text{неод}} + \\ & + 17,3\Pi_{H_3} + 2,7\Pi_{H_{\Pi}} - 7,1\Pi_m - 0,1\text{ПСС}; (R^2 = 0,825) \end{aligned} \quad (3.234)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.5:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & 1501 + 4,07H_3 - 4,37H_3^p + 40\delta_{H_3} + 0,61W_{H_3} - 100H_{\Pi} + \\ & + 145\delta_{H_{\Pi}} - 3,9W_{H_{\Pi}} + 7,72m_{\Gamma} + 13m_K - 57,8\delta_m + 8,89W_m - \\ & - 313K_H - 74,3\mathfrak{A}_{H_3} + 9\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} + 12,3\mathfrak{A}_m + 0,09K_p + 46,6\mu_H - \\ & - 71,4\mu_0 + 1,02\rho_H + 74,5\bar{\mathfrak{A}}_{H_3} - 40,2\bar{\mathfrak{A}}_{H_{\Pi}} + 22,5\bar{\mathfrak{A}}_m + \\ & + 0,32H_{\text{зал}} - 24,5P_{\text{нас}} + 0,71G - 8,49P_{\text{пл}} - 7,72t_{\text{пл}} - \\ & - 28,3K_{\text{неод}} - 0,002\Pi_{H_3} - 0,21\Pi_{H_{\Pi}} + 0,004\Pi_m - \\ & - 0,77K_{\text{прон}} + 144,2K_{\Pi} - 0,043\text{ПСС}; (R^2 = 0,795) \end{aligned} \quad (3.235)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.6:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & -1168 - 18,5H_3 + 55,1H_3^p - 50,7\delta_{H_3} + 1,07W_{H_3} - \\ & - 323,1H_{\Pi} + 478,6\delta_{H_{\Pi}} - 9,58W_{H_{\Pi}} + 29,4m_{\Gamma} - 50,6m_K - \\ & - 110,3\delta_m + 17,2W_m - 375,5K_H - 45,6\mathfrak{A}_{H_3} + 59,5\mathfrak{A}_{H_{\Pi}} + \\ & + 32,9\mathfrak{A}_m - 45K_p - 29,2\mu_H + 15,2\mu_0 + 2,73\rho_H - 0,04\text{ПСС}; \\ & (R^2 = 0,880) \end{aligned} \quad (3.236)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.7:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & 354,2 - 11,6H_3 - 30,5H_3^p + 156,4\delta_{H_3} - 8,05W_{H_3} - \\ & - 268,2H_{\Pi} + 350,2\delta_{H_{\Pi}} - 9,45W_{H_{\Pi}} + 84,4m_{\Gamma} - 32,4m_K - \\ & - 649,8\delta_m + 66,5W_m - 0,12\text{ПСС}; (R^2 = 0,781) \end{aligned} \quad (3.237)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.8:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & 50,7 + 2,47H_3 - 5,53H_3^p + 8,3\delta_{H_3} - 0,51W_{H_3} - 7,49H_{\Pi} - \\ & - 0,16\delta_{H_{\Pi}} + 0,55W_{H_{\Pi}} - 5,12m_{\Gamma} + 2,68m_K - 0,043\text{ПСС}; \\ & (R^2 = 0,740) \end{aligned} \quad (3.238)$$

- по объектам группы 2.4.18.18:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & -56,3 - 1,27H_3 - 0,98H_3^p - 6,36\delta_{H_3} - 0,38W_{H_3} - 2,72H_{\Pi} + \\ & + 17,5\delta_{H_{\Pi}} - 0,36W_{H_{\Pi}} + 2,04m_{\Gamma} + 2,03m_K - 7,38\delta_m + \\ & + 0,392W_m - 80,09K_H + 14,9\mathfrak{E}_{H_3} - 3,68\mathfrak{E}_{H_{\Pi}} - 8,1\mathfrak{E}_m + \\ & + 3,7K_p + 0,89\mu_H - 4,72\mu_0 + 0,41\rho_H - 26,9\bar{\mathfrak{E}}_{H_3} - 0,4\bar{\mathfrak{E}}_{H_{\Pi}} + \\ & + 0,95\bar{\mathfrak{E}}_m - 0,006P_{\text{нас}} + 1,88G - 0,71P_{\text{пл}} + 3,25t_{\text{пл}} - \\ & - 0,78K_{\text{неод}} + 4,3\Pi_{H_3} + 0,05\Pi_{H_{\Pi}} - 0,04\Pi_m - 0,008K_{\text{прон}} + \\ & + 14,3H_{\Pi} - 0,046\text{ПСС}. (R^2 = 0,570) \end{aligned} \quad (3.239)$$

Анализ полученных моделей (3.231)–(3.239) показывает, что объекты турнейского яруса Южно-Татарского свода отличаются от объектов турнейского яруса Бирской седловины. Имеет место иное влияние геологических параметров на степень выработки запасов, хотя также наблюдается существенное влияние плотности сетки скважин на КИН_K . Однако видно, что в отличие от объектов группы 2.4.10.10, с увеличением средней толщины нефтенасыщенных пропластков и неоднородности по ней, отражаемой с помощью вариации, увеличением вязкости пластовой нефти, комплексного показателя неоднородности по М. А. Токареву, степень выработки запасов снижается. Снижение КИН_K с ростом коэффициента нефтенасыщенности объясняется связью K_H с m_{Γ} . При этом снижение пористости сопровождается ростом трещиноватости пород-коллекторов, выработка запасов нефти в которых выше.

Необходимо отметить разнонаправленное влияние эффективной нефтенасыщенной толщины на выработку запасов. Проведенный анализ по группам объектов демонстрирует следующее: при увеличении толщинных свойств продуктивных пластов процесс выработки запасов нефти осуществляется наиболее эффективно, но с увеличением расчлененности пластов происходит

постепенное снижение конечной нефтеотдачи залежей, что и является ключевой причиной нелинейного влияния ряда статистических показателей на количественно-качественную характеристику целевой функции.

Необходимо отметить, что в большинстве своем увеличение пористости и проницаемости объектов этого тектонико-стратиграфического элемента ведет к росту выработки запасов, что говорит о незначительной степени трещиноватости пород-коллекторов и её влиянии по $K_{ИНК}$. В то же время неоднородность по пористости (δ_m) практически во всех выделенных группах и в целом ведет к неравномерности выработки запасов и снижению степени нефтеизвлечения.

Факт снижения $K_{ИНК}$ с увеличением $H_{п}$ и уменьшением K_p объясняется лучшими коллекторскими свойствами залежей с большими толщинами. При этом эти объекты имеют большую расчлененность, а пропластки существенно разнятся по толщине, на что указывает снижение выработки запасов с ростом $W_{H_{п}}$ в пределах шести групп объектов и в целом по всем объектам, приуроченным к турнейскому ярусу Южно-Татарского свода.

Анализ полученных моделей показывает, что в отличие от групп залежей турнейского яруса БИС группы залежей этого возраста ЮТС характеризуются большей изменчивостью геолого-физических свойств пластов. Видно (уравнения (3.211)–(3.239)), что в условиях различных групп объектов конечный коэффициент извлечения нефти залежей определяет различный набор параметров, различны степень и характер влияния этих параметров.

Анализ показывает, что при проведении моделирования по объектам ЮТС наибольший коэффициент детерминации получен в результате применения глубокой идентификации объектов, что в очередной раз подтверждает необходимость реализации системного подхода.

Для условий турнейских залежей Благовещенской впадины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.13.13.2:

$$K_{ИНК} = 21,9 + 1,61H_3 - 1,86H_3^p + 1,489\delta_{H_3} - 0,006W_{H_3} - 2,42H_{п} - 0,096ПСС; (R^2 = 0,787) \quad (3.240)$$

- по объектам группы 2.4.13.13.3:

$$\text{КИН}_K = -196 - 0,45H_3 + 24,1H_3^p - 34,6\delta_{H_3} + 3,10W_{H_3} - 4,63H_{\Pi} - 0,05\text{ПСС}; (R^2 = 0,776) \quad (3.241)$$

- по объектам группы 2.4.13.13:

$$\text{КИН}_K = 20,2 + 1,85H_3 - 8,66H_3^p + 9,69\delta_{H_3} - 0,57W_{H_3} + 70,1H_{\Pi} - 49,1\delta_{H_{\Pi}} + 0,28W_{H_{\Pi}} - 7,29m_{\Gamma} + 7,53m_K - 0,12\text{ПСС}. \quad (3.242)$$

$$(R^2 = 0,644)$$

Из анализа полученных моделей (3.240)–(3.242) следует, что конечный коэффициент извлечения нефти залежей закономерно увеличивается в целом по всем объектам с ростом средних значений эффективной нефтенасыщенной толщины, эффективной нефтенасыщенной толщины в зоне разбуривания, и толщины нефтенасыщенных пропластков и снижением неоднородности по этим параметрам, отражаемой с помощью соответственно вариации и среднеквадратичного отклонения. Необходимо сказать, что рост неоднородности по H_{Π} , отражаемой с помощью вариации, ведет к увеличению КИН_K . Данный факт говорит о более сильном влиянии средней толщины нефтенасыщенных пропластков, находящейся в знаменателе этого показателя.

В целом по объектам этой тектонико-стратиграфической единицы увеличение пористости по геофизике ведет к снижению выработки запасов, что является отражением влияния степени трещиноватости залежей, которая со снижением пористости в результате уплотнения пород увеличивается. Также отмечается сильное влияние на степень выработки запасов плотности сетки добывающих скважин. Необходимо отметить, что количество параметров, входящих в полученные модели, существенно меньше, чем в моделях, построенных по турнейским объектам ЮТС и БИС, что говорит о более сильном влиянии параметров, вошедших в модели (3.240)–(3.242), по сравнению с моделями турнея Южно-Татарского свода и Бирской седловины. Коэффициент детерминации модели в целом ниже, чем моделей, полученных по отдельным группам объектов, что говорит о наличии бóльшей погрешности определения КИН_K без проведения процедуры глубокой идентификации. В пределах

выделенных групп имеет место разнонаправленное влияние геологических параметров на коэффициент извлечения нефти, что объясняется как и в условиях выше рассмотренных групп объектов ЮТС и БИС, особенностями этих групп, неучитываемыми используемыми показателями и эмерджентностью показателей пластовых систем.

Модели по фаменским группам объектов в карбонатных коллекторах Южно-Татарского свода имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.3.7.7.1:

$$\text{КИН}_K = 200 + 6,71H_3 + 5,1H_3^p - 21,5\delta_{H_3} + 1,53W_{H_3} - 65,2H_{\Pi} + 112\delta_{H_{\Pi}} - 3,97W_{H_{\Pi}} - 0,1\text{ПСС}; (R^2 = 0,787) \quad (3.243)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.2:

$$\text{КИН}_K = 2,74 - 6,55H_3 + 33,6H_3^p - 57,3\delta_{H_3} + 3,42W_{H_3} - 34,9H_{\Pi} + 57,9\delta_{H_{\Pi}} - 2,36W_{H_{\Pi}} - 0,15\text{ПСС}; (R^2 = 0,785) \quad (3.244)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.3:

$$\text{КИН}_K = -2260 + 1,37H_3 + 208H_3^p - 487\delta_{H_3} + 53,7W_{H_3} - 0,15\text{ПСС}; (R^2 = 0,796) \quad (3.245)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.4:

$$\text{КИН}_K = 173 + 3,68H_3 - 23,1H_3^p + 41,1\delta_{H_3} - 3,23W_{H_3} + 11,9H_{\Pi} - 13,1\delta_{H_{\Pi}} - 0,2\text{ПСС}; (R^2 = 0,770) \quad (3.246)$$

- по объектам группы 2.3.7.7:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & 368 + 5,3H_3 - 4,4H_3^p - 6,3\delta_{H_3} + 0,29W_{H_3} + 4,9H_{\Pi} + \\ & + 16\delta_{H_{\Pi}} - 0,33m_{\Gamma} + 8,7m_K + 1,06\delta_m + 8,6W_m + 0,56K_{\Pi} - \\ & - 470\vartheta_{H_3} + 39\vartheta_{H_{\Pi}} - 43,5\vartheta_m - 41,5K_p - 0,13\text{ПСС}. \end{aligned} \quad (3.247)$$

$(R^2 = 0,684)$

Как было отмечено выше, основной особенностью залежей фаменского яруса Южно-Татарского свода является их высокая трещиноватость.

Полученные модели (3.243)–(3.247) косвенно подтверждают это. Из их анализа видно, что увеличение эффективной нефтенасыщенной толщины как в среднем, так и в зоне разбуривания приводит как к увеличению, так и к снижению конечного коэффициента извлечения нефти. Этот факт является следствием различной степени трещиноватости пород-коллекторов, которая искажает

реальное чистое влияние H_{Σ} и H_{Σ}^P на KIH_K . Аналогичная картина складывается и по параметрам, отражающим неоднородность по H_{Σ} и H_{Π} , а именно $\delta_{H_{\Sigma}}$, $W_{H_{\Sigma}}$, $\delta_{H_{\Pi}}$, $W_{H_{\Pi}}$, $\Delta_{H_{\Sigma}}$, $\Delta_{H_{\Pi}}$. Необходимо отметить то, что в условиях фамена не сказывается влияние коэффициентов песчаности на выработку запасов как в условиях залежей турнейского яруса, рассмотренных выше. На наличие трещиноватости указывает и тот факт, что с увеличением пористости по геофизике в целом по залежам ЮТС KIH_K снижается, что говорит об увеличении трещиноватости в плотных породах, имеющих меньшую пористость. При этом степень выработки запасов за счет трещиноватости увеличивается. Также не отмечена связь проницаемости по керну и коэффициента извлечения нефти. В то же время отмечается рост KIH_K с увеличением неоднородности по пористости, отражаемой с помощью δ_m , W_m . Иначе говоря, с одной стороны, эти объекты, имея поровую пористость в интервале 6–10 %, можно характеризовать как объекты с гранулярным типом коллектора (исходя из влияния отдельных параметров на выработку запасов), а с другой стороны, как объекты с трещиноватым типом коллектора. Полученные модели позволяют учесть эти особенности. Необходимо отметить, что и в условиях залежей фамена группирование позволяет повысить точность решения задачи прогноза конечного коэффициента извлечения нефти.

Увеличение коэффициента расчлененности приводит к снижению степени выработки запасов в условиях широких интервалов изменения этого параметра по всем залежам фамена ЮТС, причем происходит это за счет значительной вариации пористости и, как следствие – трещиноватости, т. е. проявляется отрицательное влияние послойной неоднородности по проницаемости. При глубокой дифференциации залежей вариация коэффициента расчлененности существенно снижается и её влияние на процесс выработки запасов перестает играть решающую роль. Во всех полученных моделях присутствует плотность сетки скважин, указывая на то, что степень трещиноватости этих коллекторов недостаточно высока для нивелирования влияния ПСС при существующих расстояниях между скважинами и говорит о незначительной протяженности естественных трещин.

Наилучшие модели залежей верейского горизонта Башкирского свода, а также отдельных залежей Верхне-Камской и Благовещенской впадин имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.5.5.1:

$$\text{КИН}_K = -13,5 + 1,69H_3 + 7,9H_3^p - 22,1\delta_{H_3} + 0,74W_{H_3} + 1,57H_{\Pi} - 8,86\delta_{H_{\Pi}} - 0,06\text{ПСС}; (R^2 = 0,788) \quad (3.248)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.2:

$$\text{КИН}_K = -114 - 10,2H_3 + 31,4H_3^p - 82,7\delta_{H_3} + 3,57W_{H_3} - 4,64H_{\Pi} + 25,6\delta_{H_{\Pi}} - 0,08\text{ПСС}; (R^2 = 0,786) \quad (3.249)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.3:

$$\text{КИН}_K = 1179 - 3,21H_3 - 280H_3^p + 9,41\delta_{H_3} - 37,7W_{H_3} - 30H_{\Pi} + 64,3\delta_{H_{\Pi}} - 0,82W_{H_{\Pi}} - 0,088\text{ПСС}; (R^2 = 0,695) \quad (3.250)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.4:

$$\text{КИН}_K = 210 + 2,67H_3 - 63,7H_3^p + 182\delta_{H_3} - 6,6W_{H_3} + 12,2H_{\Pi} - 0,0394\text{ПСС}; (R^2 = 0,686) \quad (3.251)$$

- по объектам группы 2.4.5.5:

$$\text{КИН}_K = -941 + 77H_3 - 91,4H_3^p + 403\delta_{H_3} - 13,1W_{H_3} + 60,9H_{\Pi} - 142\delta_{H_{\Pi}} - 0,021W_{H_{\Pi}} + 8m_{\Gamma} + 17,3m_K - 146\delta_m + 12,9W_m + 1055K_H - 0,066\text{ПСС}. (R^2 = 0,586) \quad (3.252)$$

Анализ моделей (3.248)–(3.252) показывает, что в условиях практически полного отсутствия трещиноватости карбонатов верейского возраста имеют место интересные моменты, не присущие залежам карбонатных коллекторов с различной степенью трещиноватости (залежи башкирского, турнейского, фаменского ярусов). Видно, что с ростом эффективной нефтенасыщенной толщины и толщины нефтенасыщенных пропластков степень выработки запасов как увеличивается так и снижается. С ростом неоднородности по этим параметрам происходит аналогичная картина. Иначе говоря, наблюдается определенное противоречие, которое можно объяснить особенностью данного типа коллекторов в условиях различных групп и этот факт необходимо учитывать при прогнозе конечного коэффициента извлечения нефти через

дифференцированный подход к решению задач разработки залежей верейского горизонта. Относительно коэффициента пористости как по данным геофизики, так и по данным лабораторных исследований, а также коэффициента нефтенасыщенности. В условиях отдельных групп объектов эти параметры не входят в модели из-за незначительных интервалов их изменения, тогда как при рассмотрении всех объектов эти параметры вносят значительный вклад в изменение степени выработки запасов. С ростом значений этих параметров увеличивается конечный коэффициент извлечения нефти. Это соответствует классическим представлениям о влиянии m_r , m_k , K_n на KIN_K и подтверждает мнение о том, что процесс вытеснения нефти в карбонатах верейского горизонта близок по механизму процессу вытеснения из гранулярных терригенных залежей. Все полученные модели включают в себя плотность сетки скважин, с ростом которой KIN_K закономерно увеличивается.

Для условий залежей в карбонатных коллекторах башкирского яруса Башкирского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.6.6.1:

$$KIN_K = -37,4 + 3,09H_3 + 1,26H_3^p - 6,8\delta_{H_3} + 1,04W_{H_3} + 5,1H_{\Pi} + 55\delta_{H_{\Pi}} - 0,8m_r + 0,21m_k - 0,06ПСС; (R^2 = 0,692) \quad (3.253)$$

- по объектам группы 2.4.6.6.2:

$$KIN_K = -92,7 - 13,3H_3 + 13,4H_3^p - 9,02\delta_{H_3} + 1,06W_{H_3} + 66,8H_{\Pi} - 55\delta_{H_{\Pi}} + 0,4W_{H_{\Pi}} - 0,0403ПСС; (R^2 = 0,771) \quad (3.254)$$

- по объектам группы 2.4.6.6:

$$KIN_K = -76,2 + 0,47H_3 + 3,23H_3^p - 6,99\delta_{H_3} + 1,1W_{H_3} + 39,2H_{\Pi} + 30\delta_{H_{\Pi}} - 0,63W_{H_{\Pi}} - 1,08m_r + 3,22m_k + 11,2\delta_m - 1,78W_m + 10,8K_n - 7,5\mathfrak{E}_{H_3} - 15,2\mathfrak{E}_{H_{\Pi}} + 4,01\mathfrak{E}_m - 0,0463ПСС. (R^2 = 0,586) \quad (3.255)$$

Из полученных моделей (3.253)–(3.255) видно, что с увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины как в среднем, так и в зоне разбуривания, средней толщины нефтенасыщенных пропластков и снижением неоднородности по этим параметрам, отражаемой среднеквадратичным

отклонением и энтропией, степень выработки запасов закономерно растет. В то же время, с изменением пористости по геофизике и керну КИН_к в различных группах как растет, так и падает, что указывает на различную степень трещиноватости пород-коллекторов залежей, приуроченных к разным группам. На это указывает и рост степени выработки запасов с увеличением неоднородности по m_r , отражаемой среднеквадратичным отклонением, вариацией и энтропией, что также является проявлением различной степени трещиноватости объектов, определить которую с использованием геофизики не представляется возможным. Эти факты указывают на важность использования косвенной информации и полученных моделей в решении задач прогнозирования КИН_к. Как и в условиях рассмотренных выше групп значительное влияние на степень выработки запасов оказывает плотность сетки скважин.

Для условий залежей каширского горизонта Бирской седловины модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.12.12.1:

$$\text{КИН}_K = -503 - 3,27H_3 + 107H_3^p - 184\delta_{H_3} + 5,01W_{H_3} + 155H_{\Pi} - 257\delta_{H_{\Pi}} + 3,79W_{H_{\Pi}} - 0,075\text{ПСС}; (R^2 = 0,772) \quad (3.256)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.2:

$$\text{КИН}_K = 30215 - 9,82H_3 - 64,1H_3^p + 112\delta_{H_3} - 3,29W_{H_3} - 109H_{\Pi} + 204\delta_{H_{\Pi}} - 2,85W_{H_{\Pi}} - 1413m_r - 0,08\text{ПСС}; (R^2 = 0,764) \quad (3.257)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.3:

$$\text{КИН}_K = 1493 - 5,6H_3 - 171H_3^p + 355\delta_{H_3} - 12,6W_{H_3} - 606H_{\Pi} + 855\delta_{H_{\Pi}} - 11,8W_{H_{\Pi}} - 0,086\text{ПСС}; (R^2 = 0,718) \quad (3.258)$$

- по объектам группы 2.4.12.12:

$$\text{КИН}_K = -29911 - 8,3H_3 + 16,7H_3^p - 13,2\delta_{H_3} + 0,2W_{H_3} - 77,1H_{\Pi} + 61,9\delta_{H_{\Pi}} - 0,9W_{H_{\Pi}} + 1424m_r + 26,2\bar{\Delta}_{H_3} - 9,5\bar{\Delta}_{H_{\Pi}} - 30,7K_p - 32,6\bar{\Delta}_{H_3} + 45,6\bar{\Delta}_{H_{\Pi}} - 3K_{\text{неод}} - 0,1\text{ПСС}. (R^2 = 0,605) \quad (3.259)$$

Одной из ключевых особенностей данной группы объектов является следующее: одновременное увеличение толщинных свойств и снижение коэффициента расчлененности приводит к уменьшению конечной нефтеотдачи пластов. Это указывает на превалирующее воздействие плотности сетки скважин

и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на КИН_к. И действительно, с ростом пористости по геофизике в целом по всем группам степень выработки запасов залежей увеличивается, что, к тому же, указывает и подтверждает факт отсутствия естественной трещиноватости продуктивных пластов, коллекторы которых можно отнести к типу гранулярных. Кроме того, пласты данных групп объектов довольно выдержаны, а $H_э$, $H_э^p$, $H_{п}$ изменяются в незначительных пределах. Именно этими фактами объясняется то, что с ростом неоднородности по $H_э$ и $H_{п}$ отражаемой среднеквадратичным отклонением, КИН_к в большинстве своем увеличивается, хотя со снижением $W_{H_э}$ и $W_{H_{п}}$ степень выработки запасов залежей в основном закономерно растет. С ростом комплексного показателя неоднородности в целом по всем объектам КИН_к закономерно снижается. В целом общая модель имеет большую погрешность прогноза, чем модели, построенные отдельно по группам.

Для условий залежей каширского горизонта Верхне-Камской впадины модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.3.3.1:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_k = & -183 + 11,8H_э + 61,6H_э^p - 146\delta_{H_э} + 4,5W_{H_э} - 9,87H_{п} + \\ & + 396\delta_{H_{п}} - 5,69W_{H_{п}} - 0,045\text{ПСС}; (R^2 = 0,601) \end{aligned} \quad (3.260)$$

- по объектам группы 2.4.3.3.2:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_k = & 197 + 12,3H_э - 82,2H_э^p + 268\delta_{H_э} - 10,6W_{H_э} + 1,4H_{п} - \\ & - 17,3\delta_{H_{п}} + 2,46W_{H_{п}} - 11m_{г} + 13,7m_{к} - 0,0354\text{ПСС}; \\ & (R^2 = 0,488) \end{aligned} \quad (3.261)$$

- по объектам группы 2.4.3.3:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_k = & -119 + 32,1H_э + 21,7H_э^p - 300\delta_{H_э} + 7,46W_{H_э} - 17,9H_{п} + \\ & + 11,5\delta_{H_{п}} + 1,75W_{H_{п}} + 88,4m_{г} - 75,9m_{к} - 243\delta_m + \\ & + 21,7W_m - 0,041\text{ПСС}. (R^2 = 0,370) \end{aligned} \quad (3.262)$$

С увеличением $H_э$, $H_э^p$ и снижением неоднородности по ним, отражаемой с помощью $\delta_{H_э}$ – конечный коэффициент извлечения нефти залежей растет, и при этом наблюдается сильное положительное влияние пористости (по геофизике). Отличительным признаком данных групп объектов является рост КИН_к со

снижением средней толщины нефтенасыщенных пропластков, увеличением неоднородности по ней, отражаемой с помощью среднеквадратичного отклонения и вариации, что расходится с классическими представлениями о влиянии этих показателей на степень выработки запасов, однако объясняется значительным влиянием плотности сетки скважин, которая оказывает сильное влияние на выработку запасов в условиях разработки низкопродуктивных залежей нефти на естественных режимах.

Для условий залежей каширского горизонта Башкирского свода модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.7.7.1:

$$\text{КИН}_K = 16,1 + 0,6H_3 - 4,36H_3^p - 2,25\delta_{H_3} + 0,029W_{H_3} - 0,0075\text{ПСС};$$

$$(R^2 = 0,370) \quad (3.263)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.2:

$$\text{КИН}_K = 67,4 + 2,09H_3 - 27,4H_3^p + 97,5\delta_{H_3} - 2,27W_{H_3} - 1,61H_{\Pi} -$$

$$-0,0116\text{ПСС}; (R^2 = 0,420) \quad (3.264)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.3:

$$\text{КИН}_K = 565 - 0,56H_3 - 9,88H_3^p - 1,59\delta_{H_3} - 0,3W_{H_3} - 30,7m_r -$$

$$-0,0088\text{ПСС}; (R^2 = 0,725) \quad (3.265)$$

- по объектам группы 2.4.7.7:

$$\text{КИН}_K = -22 + 0,72H_3 - 4,7H_3^p + 24,7\delta_{H_3} - 0,6W_{H_3} + 30,3H_{\Pi} -$$

$$-111\delta_{H_{\Pi}} + 1,43W_{H_{\Pi}} - 0,009\text{ПСС}. (R^2 = 0,321) \quad (3.266)$$

Отличительной особенностью каширских известняков Башкирского свода от залежей каширского горизонта Верхне-Камской впадины и Бирской седловины является увеличение степени выработки запасов со снижением эффективной нефтенасыщенной толщины в зоне разбуривания. При этом рост неоднородности по H_3 , отражаемой с помощью вариации, ведет к уменьшению КИН_K . Этот факт объясняется связью H_3^p с K_p , при которой рост H_3^p сопровождается ростом количества пропластков и послойной неоднородности, являющейся причиной

снижения степени выработки запасов. В то же время увеличение средних значений толщин нефтенасыщенных пропластков и эффективной нефтенасыщенной толщины как групп объектов, так и всех объектов в целом ведет к росту выработки запасов. В условиях всех групп объектов сказывается влияние ПСС на изменение величины КИН_К.

По залежам каширского горизонта можно сделать следующие выводы: модели, построенные дифференцированно в зависимости от групп объектов, характеризуются собственным набором геолого-промысловых параметров, что является подтверждением необходимости предварительного разделения объектов.

Модель для прогноза КИН_К залежей сакмарского, ассельского, артинского и кунгурского ярусов Мраковской депрессии имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & -69,5 - 0,15H_3 - 1,28H_3^P + 12,7\delta_{H_3} + 22,3W_{H_3} - 47,1H_{II} + \\ & + 143\delta_{H_{II}} - 11W_{H_{II}} + 29,4m_T + 23,7m_K - 72,5\delta_m - \\ & - 0,8933\text{ПСС}. (R^2 = 0,760) \end{aligned} \quad (3.267)$$

Анализ модели показывает, с одной стороны, на противоречивость в плане влияния параметров на степень выработки запасов, а с другой, если учитывать вклад этих параметров, то подтверждаются классические представления о влиянии этих параметров на КИН_К. Так, например, видно, что с ростом H_3 , H_3^P , H_{II} выработка запасов снижается. Этот факт говорит о том, что в условиях значительных нефтенасыщенных толщин (до 100 метров) более значимую роль играют фильтрационно-емкостные свойства пород коллекторов и неоднородность по толщине нефтенасыщенных пропластков и самой эффективной нефтенасыщенной толщине. Видно, что с ростом δ_{H_3} , W_{H_3} , $\delta_{H_{II}}$, $W_{H_{II}}$ нефтеотдача снижается, причем вклад этих параметров существенно выше, чем вклад H_3 и H_3^P . Значителен и вклад пористости по данным геофизических и лабораторных исследований, с ростом которых КИН_К закономерно, в соответствии с классическими представлениями, растет и также закономерно снижается с ростом неоднородности по пористости (δ_m).

В целом необходимо отметить, что высокие значения коэффициентов детерминации полученных моделей (3.226) — (3.267) позволяют использовать их для оценки и прогноза значений конечного коэффициента извлечения нефти залежей, причем предпочтительнее использовать модели, полученные для групп объектов глубокой дифференциации, поскольку значения R^2 по ним выше, чем по группам объектов, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу.

Проведенный анализ моделей позволил реализовать интерпретацию различных закономерностей, в результате чего установлено отсутствие противоречия классическим представлениям о тренде влияния геолого-промысловых параметров на конечную нефтеотдачу пластов. В случае определения несоответствия влияния параметров общепринятому тренду осуществлен комплексный подход, включающий в себя оценку различных показателей на качественном уровне. Помимо этого отметим, что в рассматриваемых моделях отсутствует коэффициент проницаемости, исходя из чего можно сказать о низком уровне значимости результатов исследований кернового материала.

3.2.3 Моделирование с использованием ограниченного объема информации в условиях неопределенности

Моделирование, проведенное выше, показало, что на конечный коэффициент извлечения нефти залежей в карбонатных коллекторах при разработке их на естественных режимах существенное влияние оказывают параметры, характеризующие геологическую неоднородность по эффективной нефтенасыщенной толщине, толщине нефтенасыщенных пропластков и пористости. Однако эти параметры ($\delta_{H_3}, W_{H_3}, \bar{\delta}_{H_3}, \bar{W}_{H_3}, P_{H_3}, \delta_{H_{II}}, W_{H_{II}}, \bar{\delta}_{H_{II}}, \bar{W}_{H_{II}}, P_{H_{II}}, \delta_m, W_m, \bar{\delta}_m, \bar{W}_m, P_m$) представляется возможным определить только после полного разбуривания залежей, причем наиболее достоверными значения этих параметров являются при плотности разбуривания менее 25 га/скв., а количество скважин должно быть не менее 30 на объекте. Иначе

говоря, на стадии ввода месторождений в разработку и в большей мере мелких и средних, использование полученных выше моделей не представляется возможным. Возникают неопределенности, которые необходимо устранять. Одним из способов этого устранения является попытка проведения моделирования с использованием параметров, определение которых возможно на стадии составления первых проектных документов.

В связи с этим, на втором этапе при построении моделей параметры геологической неоднородности были исключены. Такой подход при получении удовлетворительных по точности моделей позволяет определять тренды эффективной добычи нефти низкорентабельных объектов с целью вовлечения их в активную разработку.

Для условий турнейских залежей Бирской седловины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.10.10.1:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & -15203,3 + 66,6H_3 - 29H_3^p - 129,5H_{\Pi} + 9,8m_{\Gamma} + 9654,9K_H - \\ & - 49,5K_p - 1317,5K_{\text{неод}} + 15,8H_{\text{зал}} + 142,5P_{\text{пл}} - 5,5K_{\Pi} - \\ & - 0,2\text{ПСС}; (R^2 = 0,670) \end{aligned} \quad (3.268)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.2:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & -31,7 + 3,82H_3 - 3,71H_3^p + 7,91H_{\Pi} - 0,1m_{\Gamma} + 58K_H + \\ & + 2,36K_p - 1,14\mu_H + 0,1K_{\text{неод}} + 8,38K_{\Pi} - 0,0035\text{ПСС}; \\ & (R^2 = 0,616) \end{aligned} \quad (3.269)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.3:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & -110 + 11,3H_3 - 4,35H_3^p - 6,49H_{\Pi} + 0,28m_{\Gamma} + 137K_H - \\ & - 4,86K_p + 0,21K_{\text{неод}} - 5,57K_{\Pi} - 0,011\text{ПСС}; (R^2 = 0,484) \end{aligned} \quad (3.270)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.4:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & -19,7 + 4,2H_3 - 4,25H_3^p + 7,89H_{\Pi} - 0,07m_{\Gamma} + 25,2K_H + \\ & + 2,25K_p - 0,42\mu_H + 0,22K_{\text{неод}} - 0,46K_{\Pi} + 0,01\text{ПСС}; \\ & (R^2 = 0,531) \end{aligned} \quad (3.271)$$

- по объектам группы 2.4.10.10:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & -7,31 + 4,33H_3 - 3,72H_3^p + 6,07H_{\Pi} - 0,003m_{\Gamma} + 4,08K_H + \\ & + 1,14K_p - 0,05\mu_H + 0,14K_{\text{неод}} + 1,73K_{\Pi} - 0,015\text{ПСС}. \\ & (R^2 = 0,427) \end{aligned} \quad (3.272)$$

Для условий турнейских залежей Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.18.18.1:

$$\text{КИН}_K = 122,4 - 1,56H_3 + 4,77H_3^p - 7,06H_{\Pi} + 0,35m_{\Gamma} - 112,5K_H - 10K_p - 3,7K_{\text{неод}} - 0,07\text{ПСС}; (R^2 = 0,722) \quad (3.273)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.2:

$$\text{КИН}_K = 47,2 - 2,9H_3 - 0,4H_3^p - 1,11H_{\Pi} + 1,37m_{\Gamma} - 16,6K_H - 6,01K_p - 0,03\text{ПСС}; (R^2 = 0,801) \quad (3.274)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.3:

$$\text{КИН}_K = 3552 - 7,42H_3 - 38,9H_3^p + 100,6H_{\Pi} + 1,13m_{\Gamma} + 603,4K_H + 174,5K_p - 0,16\mu_H - 7,82\mu_0 - 5,03\rho_H + 19K_{\text{неод}} - 0,13\text{ПСС}; (R^2 = 0,770) \quad (3.275)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.4:

$$\text{КИН}_K = -2013 - 6,07H_3 + 5,72H_3^p - 0,18H_{\Pi} - 3,11m_{\Gamma} + 5634K_H + 13K_p - 154,4\mu_H + 208\mu_0 + 0,25\rho_H - 1,81H_{\text{зал}} + 1,19K_{\text{неод}} - 83,2K_{\Pi} - 0,04\text{ПСС}; (R^2 = 0,638) \quad (3.276)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.5:

$$\text{КИН}_K = -52 - 0,57H_3 - 0,94H_3^p + 0,35H_{\Pi} + 1,27m_{\Gamma} - 64,1K_H + 1,16K_p + 0,34\mu_H - 1,26\mu_0 + 0,14\rho_H - 0,001H_{\text{зал}} + 1,49P_{\text{нас}} - 0,2G + 2,52P_{\text{пл}} - 0,26t_{\text{пл}} - 1,96K_{\text{неод}} + 0,16K_{\text{прон}} + 40,39K_{\Pi} - 0,0405\text{ПСС}; (R^2 = 0,612) \quad (3.277)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.6:

$$\text{КИН}_K = -1591 - 1,94H_3 + 1,24H_3^p - 10,2H_{\Pi} + 1,1m_{\Gamma} + 1672K_H + 1,88K_p + 22,2\mu_H - 23,5\mu_0 + 5,11\rho_H + 0,244H_{\text{зал}} - 20,2P_{\text{нас}} + 10,4G - 72,6P_{\text{пл}} - 11,9t_{\text{пл}} - 2,34K_{\text{неод}} + 57,3K_{\Pi} - 0,03\text{ПСС}; (R^2 = 0,607) \quad (3.278)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.7:

$$\text{КИН}_K = -5231 - 10,4H_3 + 70,4H_3^p - 174,1H_{\Pi} + 2,25m_{\Gamma} + 1423K_H - 109K_p - 42\mu_H + 71,9\mu_0 + 4,88\rho_H - 0,03H_{\text{зал}} + 27,7P_{\text{нас}} - 0,12\text{ПСС}; (R^2 = 0,607) \quad (3.279)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.8:

$$\text{КИН}_K = -164 - 1,32H_3 - 0,91H_3^p + 0,67H_{\Pi} - 2,21m_{\Gamma} + 226K_H + 3,89K_p + 2,3\mu_H - 1,09K_{\text{неод}} - 0,043\text{ПСС}; R^2 = 0,6302 \quad (3.280)$$

- по объектам группы 2.4.18.18:

$$\text{КИН}_K = 52,6 - 1,13H_3 + 1,23H_3^p - 0,93H_{\Pi} + 0,68m_{\Gamma} - 14,8K_H - 0,81K_p - 0,93\mu_H + 0,92\mu_0 + 0,02\rho_H - 0,01H_{\text{зал}} + 1,31P_{\text{нас}} -$$

$$-0,37G + 1,98P_{\text{пл}} - 0,15t_{\text{пл}} + 0,21K_{\text{неод}} - 0,02K_{\text{прон}} - \\ - 1,24K_{\text{п}} - 0,03\text{ПСС. } (R^2 = 0,413) \quad (3.281)$$

Для условий турнейских залежей Благовещенской впадины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.13.13.2:

$$\text{КИН}_K = 199 + 1,55H_3 - 0,81H_3^p - 9,08H_{\text{п}} + 4,56m_{\text{г}} - 288K_{\text{н}} - \\ - 0,043\text{ПСС; } (R^2 = 0,630) \quad (3.282)$$

- по объектам группы 2.4.13.13.3:

$$\text{КИН}_K = 2579,77 + 40,71H_3 + 13,41H_3^p + 42,88H_{\text{п}} - 2,85m_{\text{г}} - \\ - 4517,8K_{\text{н}} - 0,043\text{ПСС; } (R^2 = 0,676) \quad (3.283)$$

- по объектам группы 2.4.13.13:

$$\text{КИН}_K = 650 - 10,7H_3 - 9,22H_3^p + 20,1H_{\text{п}} - 12,5m_{\text{г}} - 951K_{\text{н}} + \\ + 2,95K_{\text{р}} + 76,4\mu_{\text{н}} - 15,2\mu_0 - 0,23K_{\text{неод}} - 0,123\text{ПСС.} \quad (3.284) \\ (R^2 = 0,532)$$

Для условий залежей фаменского яруса Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.3.7.7.1:

$$\text{КИН}_K = -318 + 0,063H_3 - 27,5H_3^p + 53,6H_{\text{п}} + 7,06m_{\text{г}} + 110K_{\text{н}} + \\ + 65,4K_{\text{р}} + 3,46\mu_{\text{н}} - 0,105\text{ПСС; } (R^2 = 0,652) \quad (3.285)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.2:

$$\text{КИН}_K = 13817 + 64,5H_3 - 161H_3^p + 33,2H_{\text{п}} - 14,3m_{\text{г}} - 16042,1K_{\text{н}} + \\ + 507,1K_{\text{р}} - 71,5\mu_{\text{н}} - 0,2\text{ПСС; } (R^2 = 0,618) \quad (3.286)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.3:

$$\text{КИН}_K = 496 - 8,88H_3 + 15,7H_3^p + 42,6H_{\text{п}} + 25,8m_{\text{г}} - 0,154\text{ПСС; } \\ (R^2 = 0,651) \quad (3.287)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.4:

$$\text{КИН}_K = 1281 + 5,03H_3 - 10H_3^p + 15,6H_{\text{п}} + 23,4m_{\text{г}} - 1746K_{\text{н}} + \\ + 17,2K_{\text{р}} - 0,2\text{ПСС; } (R^2 = 0,676) \quad (3.288)$$

- в целом по объектам фаменского яруса группы 2.3.7.7:

$$\text{КИН}_K = 6968 - 1,5H_3 + 5,1H_3^p - 10,7H_{\text{п}} - 6,8m_{\text{г}} - 5601K_{\text{н}} - \\ - 35,5K_{\text{р}} + 247\mu_{\text{н}} - 712\mu_0 - 26,2K_{\text{неод}} - 0,14\text{ПСС.} \quad (3.289) \\ (R^2 = 0,471)$$

Для условий залежей верейского горизонта Башкирского свода, а также отдельных залежей Верхне-Камской и Благовещенской впадин получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.5.5.1:

$$\text{КИН}_K = 9,91 + 2,09H_3 + 8,2H_3^p - 16,9H_{\Pi} + 0,41m_{\Gamma} + 3,87K_{\text{H}} - 8,97K_p - 0,0681\text{ПСС}; (R^2 = 0,588) \quad (3.290)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.2:

$$\text{КИН}_K = 1,93 + 0,01H_3 + 6,89H_3^p - 12,33H_{\Pi} + 0,43m_{\Gamma} + 9,47K_{\text{H}} - 5,53K_p - 0,0796\text{ПСС}; (R^2 = 0,618) \quad (3.291)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.3:

$$\text{КИН}_K = 464 + 0,73H_3 + 0,21H_3^p - 9,96H_{\Pi} + 0,8m_{\Gamma} - 414K_{\text{H}} + 12,6K_p - 22,1\mu_{\text{H}} - 0,088\text{ПСС}; (R^2 = 0,585) \quad (3.292)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.4:

$$\text{КИН}_K = 260 + 61,07H_3 - 38,5H_3^p + 86,9H_{\Pi} - 19,7m_{\Gamma} - 178K_{\text{H}} - 0,039\text{ПСС}; (R^2 = 0,556) \quad (3.293)$$

- по объектам группы 2.4.5.5:

$$\text{КИН}_K = 257 - 1,03H_3 + 15,2H_3^p - 25H_{\Pi} + 0,32m_{\Gamma} - 172K_{\text{H}} - 22,1K_p - 10,8\mu_{\text{H}} - 0,24K_{\text{неод}} - 5,36K_{\Pi} - 0,063\text{ПСС}. (R^2 = 0,436) \quad (3.294)$$

Для условий залежей башкирского яруса Башкирского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.6.6.1:

$$\text{КИН}_K = 425 + 3,21H_3 - 3H_3^p + 3,91H_{\Pi} - 0,76m_{\Gamma} - 465,3K_{\text{H}} + 3,96K_p - 5,54\mu_{\text{H}} + 1,87K_{\text{неод}} - 0,061\text{ПСС}; (R^2 = 0,592) \quad (3.295)$$

- по объектам группы 2.4.6.6.2:

$$\text{КИН}_K = 465 + 17,5H_3 - 18,5H_3^p + 25,2H_{\Pi} + 0,93m_{\Gamma} - 569K_{\text{H}} + 12,7K_p - 6,22\mu_{\text{H}} - 0,04\text{ПСС}; (R^2 = 0,571) \quad (3.296)$$

- по объектам группы 2.4.6.6:

$$\text{КИН}_K = -68,1 + 8,06H_3 - 1,72H_3^p - 15,9H_{\Pi} - 1,76m_{\Gamma} + 109K_{\text{H}} - 0,54K_p - 14,6\mu_{\text{H}} + 25,5\mu_0 - 0,07K_{\text{неод}} - 0,0401\text{ПСС}. (R^2 = 0,457) \quad (3.297)$$

Для условий залежей каширского горизонта Бирской седловины модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.12.12.1:

$$\text{КИН}_K = 11296 - 4,91H_3 + 10,8H_3^p - 5,43H_{\Pi} - 543m_{\Gamma} - 10,3K_p + 0,07K_{\text{неод}} - 0,07\text{ПСС}; (R^2 = 0,630) \quad (3.298)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.2:

$$\text{КИН}_K = 297 - 9,45H_3 - 5,45H_3^p - 3,14H_{\Pi} - 10,4m_{\Gamma} - 2,39K_p - 1,79K_{\text{неод}} - 0,1104\text{ПСС}; (R^2 = 0,646) \quad (3.299)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.3:

$$\text{КИН}_K = 15194 - 10,7H_3 + 10,5H_3^p - 6,93\delta_{H_{\Pi}} - 717W_{H_3} - 13,5K_p - 0,75K_{\text{неод}} - 0,09\text{ПСС}; (R^2 = 0,618) \quad (3.300)$$

- по объектам группы 2.4.12.12:

$$\text{КИН}_K = 10144 - 6,75H_3 + 5,19H_3^p - 1,49H_{\Pi} - 479m_{\Gamma} - 5,47K_p - 0,4K_{\text{неод}} - 0,09\text{ПСС}. (R^2 = 0,506) \quad (3.301)$$

Для условий залежей каширского горизонта Верхне-Камской впадины модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.3.3.1:

$$\text{КИН}_K = -473,477 - 3,308H_3 + 13,386H_3^p + 2,688H_{\Pi} - 0,618m_{\Gamma} + 474,982K_{\Pi} - 26,327K_p + 18,502\mu_{\Pi} - 0,045\text{ПСС}; (R^2 = 0,401) \quad (3.302)$$

- по объектам группы 2.4.3.3.2:

$$\text{КИН}_K = 48653 + 71H_3 + 166H_3^p + 234H_{\Pi} + 1198m_{\Gamma} - 110274K_{\Pi} - 50K_p + 1000\mu_{\Pi} + 78K_{\text{неод}} - 6851K_{\Pi} - 1,0\text{ПСС}; (R^2 = 0,288) \quad (3.303)$$

- по объектам группы 2.4.3.3.3:

$$\text{КИН}_K = 399945 + 72H_3 + 166H_3^p + 236H_{\Pi} + 1209m_{\Gamma} - 164611K_{\Pi} - 50K_p - 826\mu_{\Pi} + 5407\mu_0 - 380\rho_{\Pi} + 78K_{\text{неод}} - 6918K_{\Pi} - 1,0\text{ПСС}. (R^2 = 0,251) \quad (3.304)$$

Для условий залежей каширского горизонта Башкирского свода модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.7.7.1:

$$\text{КИН}_K = 16,43 + 0,52H_3 - 4H_3^p - 0,05H_{\Pi} - 0,1m_{\Gamma} - 0,00752\text{ПСС}; (R^2 = 0,251) \quad (3.305)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.2:

$$\text{КИН}_K = -170 - 1,25H_3 + 1,66H_3^p + 34,3H_{\Pi} + 3,12m_{\Gamma} + 100K_{\Pi} - 0,012\text{ПСС}; (R^2 = 0,390) \quad (3.306)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.3:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & -475 - 15,9H_3 - 61H_3^p + 802H_{II} - 30,7m_T + 131K_p - \\ & - 0,009\text{ПСС}; (R^2 = 0,625) \end{aligned} \quad (3.307)$$

- по объектам группы 2.4.7.7:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & 546 + 0,16H_3 - 16,6H_3^p - 93,2H_{II} - 4,11m_T - 255K_H - \\ & - 16,3K_p - 17,2K_{\text{неод}} - 0,009\text{ПСС}. (R^2 = 0,252) \end{aligned} \quad (3.308)$$

Модель для прогноза конечного коэффициента извлечения нефти залежей сакмарского, ассельского, артинского и кунгурского ярусов Мраковской депрессии имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K = & 3067 - 1,21H_3 - 6,14H_3^p - 10,7H_{II} + 35,3m_T - 2425K_H + \\ & + 0,09K_p + 1025\mu_H - 1241\mu_0 - 0,8\rho_H - 5307K_{\text{неод}} - 0,89\text{ПСС}. \\ & (R^2 = 0,530) \end{aligned} \quad (3.309)$$

Интерпретация моделей показывает, что при построении зависимостей с использованием полного объема информации коэффициент детерминации снижается по сравнению с созданием моделей в рамках проведения предварительного группирования объектов в среднем на 25 %. Несмотря на это, полученные модели могут быть успешно использованы в решение различных задач разработки.

Сопоставление направления влияния одноименных параметров на изменение степени выработки запасов показывает, что во втором варианте (модели (3.268)–(3.309)) это направление на 74 % не изменилось по отношению к первому (модели (3.226)–(3.267)). Изменение направления влияния связано с эмерджентностью системы и сильной корреляции отдельных параметров, характеризующих неоднородность со средними значениями. Так, например, с ростом средней эффективной нефтенасыщенной толщины неоднородность по этому параметру, отражаемая с помощью среднеквадратичного отклонения также растет, а отражаемая с помощью вариации снижается (т. к. среднее значение находится в знаменателе). Поскольку априори мы не можем сказать, что оказывает большее влияние на конечный коэффициент извлечения нефти – толщинные свойства пород-коллекторов или неоднородность по параметрам, отражающим эти свойства, может произойти ситуация, в которой возможно

неправильное толкование влияния параметров на степень выработки запасов. И только внутренний и всесторонний анализ позволяет определить истинное влияние того или иного аргумента на изменение функции.

Исключение показателей геологической неоднородности из процессов моделирования приводит к изменению тренда направления влияния геолого-промысловых параметров на показатель нефтеотдачи пластов, что необходимо учитывать в рамках проведения интерпретации зависимостей.

В целом направление влияния параметров в полученных моделях на нефтеотдачу с учетом проведенных выше результатов анализа соответствует классическим представлениям.

Обобщение и выводы

На основании проведенных исследований залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции получены следующие основные результаты и сделаны следующие основные выводы:

- в условиях более 40 групп объектов, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу и на основе глубокой идентификации, установлена тесная корреляционная связь между конечным коэффициентом извлечения нефти и коэффициентом продуктивности, определенным в период с момента выхода скважин на максимальный оптимальный дебит и до момента его снижения на 15 %, а также плотностью сетки скважин при разработке залежей на естественных режимах;

- установлено, что в различных интервалах изменения значений плотность сетки скважин по-разному влияет на коэффициент нефтеизвлечения;

- степень и характер влияния продуктивности и плотности сетки скважин на степень выработки запасов в условиях различных групп объектов различны и указывают на необходимость дифференцированного подхода при реализации полученных результатов;

- предложены модели, позволяющие оценивать конечный коэффициент извлечения нефти при различных плотностях сеток скважин на основе проведения гидродинамических исследований по скважинам после очистки призабойной зоны от продуктов бурения и стабилизации максимального оптимального дебита;

- доказана необходимость проведения глубокой идентификации залежей для снижения погрешностей оценки степени выработки запасов при различных плотностях сеток скважин на участках с различной продуктивностью;

- показана необходимость дифференциации плотности сетки скважин по площади объектов разработки в зависимости от особенности геологического строения залежей и количественного влияния этих особенностей в координатах KIN_K – ППС;

- показано, что в условиях объектов каширского горизонта Верхне-Камской впадины, Башкирского свода и Бирской седловины могут быть использованы зависимости KIN_K – ПСС, полученные в целом по тектонико-стратиграфическим элементам, тогда как в условиях турнейского яруса Южно-Татарского свода, Бирской седловины, Благовещенской впадины необходимо проведение глубокой дифференциации и использование соответствующих моделей для решения задач проектирования и разработки;

- установлено, что и в условиях трещиноватых известняков фаменского яруса ПСС оказывает существенное влияние на нефтеотдачу, однако степень выработки запасов по ним по сравнению с залежами в карбонатных коллекторах нижнекаменноугольной системы при равных значениях коэффициента продуктивности выше;

- показана необходимость совместного использования коэффициента продуктивности и плотности сетки скважин при прогнозе конечного коэффициента нефтеизвлечения;

- предложен алгоритм для выбора оптимальной сетки скважин по залежам в карбонатных коллекторах, основанной на предложенной схеме глубокой идентификации объектов с последующим использованием соответствующих геолого-статистических моделей;

- созданы геолого-статистические модели для прогноза конечного коэффициента извлечения нефти по группам объектов, выделенных с использованием методов факторного анализа, основанных на использовании комплекса геолого-промысловой информации в условиях дефицита данных гидродинамических исследований скважин;

- установлено существенное влияние параметров геологической неоднородности на величину выработки запасов нефти, причем степень и характер влияния в условиях различных групп объектов различны, что необходимо учитывать при проведении процедуры прогноза через идентификацию и выбор соответствующей модели;

- созданы геолого-статистические модели для оценки конечного коэффициента извлечения нефти на стадии составления первых проектных документов, предусматривающие использование набора геологических параметров, определение которых достаточно надежно производится на стадии выхода месторождений из разведки, а также использование различных значений плотности сетки добывающих скважин;

- предложен алгоритм оценки эффективности применения различных систем заводнения и методов увеличения нефтеотдачи пластов, основанный на адресном использовании полученных моделей при условии разработки залежей на естественных режимах;

- установлены сходства и различия геологических особенностей групп объектов, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу и в результате глубокой идентификации, и их влияние на коэффициент нефтеизвлечения;

- дана физическая интерпретация влияния геолого-технологических факторов на процесс выработки запасов нефти, зависимости степени выработки запасов при разработке залежей до предела экономической рентабельности от плотности сетки скважин и коэффициента продуктивности на основе использования понятия эмерджентности геологических систем, что позволило

устранить противоречивые толкования этого влияния на конечный коэффициент извлечения нефти по сравнению с классическими представлениями;

- показано, что в условиях различных групп объектов на степень выработки запасов нефти оказывает влияние свой специфический набор геологических параметров, при этом вклад их в конечный результат различен, различны характер и степень влияния плотности сетки скважин, что является отражением влияния неучтенных факторов и нивелируется процедурой идентификации, последующей дифференциацией объектов и использованием соответствующих моделей;

- установлено, что при прочих равных условиях увеличение степени трещиноватости пород-коллекторов приводит к росту степени выработки запасов при эксплуатации залежей на естественных режимах;

- на основе геолого-статистического моделирования построены модели, позволяющие проводить оценку и прогнозирование значений конечных коэффициентов извлечения нефти залежей групп объектов, выделенных как с использованием тектонико-стратиграфического фактора, так и в результате глубокой идентификации внутри крупных тектонических и стратиграфических элементов в пределах провинций;

- показано, что модели, полученные с использованием ограниченного объема информации, имеют коэффициент детерминации на 25 % ниже, чем модели, полученные с использованием полного комплекса, однако использование их на стадии составления первых проектных документов вполне оправдано;

- установлено, что погрешности моделей, построенных в целом по тектонико-стратиграфическим элементам во всех рассмотренных случаях выше погрешностей моделей, построенных по выделенным группам объектов в результате проведения глубокой идентификации внутри этих элементов и это необходимо учитывать при проведении оценок и прогнозирования коэффициентов извлечения нефти;

- проведенные исследования и полученные результаты позволяют эффективно проводить решение широкого круга задач, направленных на повышение эффективности эксплуатации залежей нефти Волго-Уральской

нефтегазоносной провинции, в том числе в условиях наличия неопределенностей в плане геолого-промысловой информации, что является основой использования искусственного интеллекта в решении задач разработки объектов добычи нефти этой провинции.

ГЛАВА 4. СОЗДАНИЕ НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИХ ОСНОВ УПРАВЛЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЕМ ПРОДУКТИВНЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

Широкое разнообразие залежей нефти по параметрам, отражающим геологическое строение и свойства пластовых флюидов, является причиной использования различных систем заводнения продуктивных пластов. При этом важнейшей задачей является выбор такой системы, которая позволяла бы достигать максимального соответствия системы заводнения особенностям геологического строения залежей.

Значительное количество объектов, многовариантность решения задачи ввиду значительного количества целевых функций и параметров залежей требуют широкого применения искусственного интеллекта, основанного на использовании научно-методической базы, создание которой основано, в первую очередь, на анализе и обобщении опыта закачки в пласт воды в различных геологических условиях.

Результаты обобщения опыта разработки месторождений нефтегазодобывающих регионов мира показывают, что заводнение пластов имеет различную эффективность. Наряду с повышением технико-экономических показателей по сравнению с разработкой на естественных режимах, имеет место снижение этих показателей вплоть до отсутствия или получения отрицательного эффекта.

Значимость создания базы для использования искусственного интеллекта с высокой разрешающей способностью существенно возрастает в связи с активным вводом в разработку многочисленных мелких и средних по запасам месторождений, а также доизвлечением значительных остаточных запасов, находящихся длительное время в разработке месторождений Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций.

Вопросу эффективности заводнения посвящено значительное количество работ, однако актуализация знаний, их систематизация и решение новых

вопросов, связанных с изменением структуры запасов нефти, требуют проведения дополнительных исследований.

Основным трендом в разработке научно-методических основ является создание комплекса алгоритмов, направленных на обоснование решений путем анализа влияния закачки воды в нагнетательные скважины на дебиты нефти в добывающих и установление влияния геолого-технологических факторов на процесс выработки запасов по различным группам идентичных объектов.

Результаты этих исследований позволяют в условиях залежей, находящихся длительное время в эксплуатации, определять необходимость изменения систем заводнения путем бурения и отключения добывающих скважин, а также перевода их под нагнетание, изменения режимов закачки и др.

Кроме того, на результатах этих исследований базируется обоснование управляющих решений по проведению методов воздействия на призабойную зону (дополнительная перфорация, методы интерсификации, изоляция обводненных интервалов и выравнивание профилей притока и отдачи) и методов увеличения нефтеотдачи пластов через снижение обводненности и увеличение степени выработки запасов.

И это далеко не полный перечень вопросов, решаемых на основе обобщения опыта разработки залежей с использованием заводнения.

Полученные результаты позволяют использовать их в условиях многочисленных залежей-аналогов в ряду мелких и средних по запасам месторождений, вводимых в эксплуатацию через определение систем разработки (системы разбуривания, заводнения, плотность сетки скважин и т. д.).

Решение обозначенного комплекса проблем базируется на создании научно-методических основ для использования искусственного интеллекта путем проведения геолого-промысловых исследований на хорошо изученных залежах крупных нефтегазоносных провинций.

Важнейшими задачами при этом являются:

- получение возможности определения величины «отклика» добывающей скважины на закачку воды в условиях дефицита гидродинамических исследований скважин;
- определение комплекса геологических параметров добывающих и нагнетательных скважин, а также режимов закачки и расстояний между скважинами на величину степени влияния закачки на добычу;
- установление граничных значений расстояний между скважинами для однозначной оценки степени взаимодействия при различных значениях геологических параметров залежей и их групп;
- создание алгоритмов и методик для оценки конечного коэффициента извлечения нефти на основе использования имеющегося объема геолого-промысловой информации в различных стадиях разработки месторождений;
- прогноз прироста величины выработки запасов в различных геологических условиях с учетом особенностей технологий разработки;
- определять расстояние между скважинами, соотношение количества добывающих скважин к нагнетательным, режимы закачки воды в продуктивные пласты в зависимости от особенностей геологического строения групп объектов, выделяемых как на основе тектонико-стратиграфической приуроченности, так и на основе глубокой дифференциации;
- определение с использованием косвенной геолого-промысловой информации степени влияния закачки воды на добычу жидкости в условиях отсутствия данных гидродинамических исследований;
- количественное установление параметров заводнения в соответствии с особенностями геологического строения объектов, стадии разработки, приуроченности к тектонико-стратиграфическим комплексам;
- обоснование и определение направления повышения эффективности процесса нефтеизвлечения с применением вторичных и третичных методов увеличения степени выработки запасов в условиях неопределенностей;
- регулирование процесса переноса фронта нагнетания и изменения направления фильтрационных потоков на основе применения различных

вариантов имеющейся геолого-промысловой информации об объектах дифференцированно по выделенным группам, в том числе и с использованием глубокой идентификации.

В обзоре, проведенном совместно с Мухаметшиным В. В. и представленном в монографии [329] отмечается, что проблеме повышения эффективности разработки залежей нефти с применением закачки в пласт воды уделялось и будет уделяться самое пристальное внимание в ближайшем будущем, поскольку заводнение продуктивных пластов является наиболее приемлемым методом воздействия с точки зрения увеличения выработки запасов нефти, снижения издержек на добычу и удовлетворения потребностей страны в жидких углеводородах [330–335].

В работе [329], посвященной комплексному определению влияния различных геолого-технологических параметров на результативность разработки залежей и количественно-качественные показатели взаимодействия скважин, были выделены следующие особенности:

- необходима реализация дифференцированного подхода для достоверного определения степени и характера влияния различных параметров на результативность заводнения;

- закачка воды в пласт не всегда приводит к повышению нефтеотдачи пластов из-за особенностей геологического строения объектов, что накладывает определенные трудности при выборе оптимальной системы заводнения объектов;

- несмотря на то, что заводнение может использоваться в различных геолого-физических условиях залегания продуктивных пластов, его эффективность значительно варьируется и во многих случаях не достигает максимально возможного значения;

- степень и характер реагирования добывающих скважин на закачку воды определяется особенностями геологического строения залежей, выражаемого через различные параметры и отличаются в условиях разных месторождений, различен и набор этих параметров, что необходимо учитывать при решении задач разработки объектов;

- сравнение эффективности заводнения залежей как в карбонатных, так и в терригенных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции по сравнению с эффективностью закачки в пласт воды в условиях как высоко-, так и низкопродуктивных залежей нефти в терригенных коллекторах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции имеет как сходство протекания процессов разработки, так и определенное различие. Причем вариации степени и характера влияния геолого-технологических параметров на показатели разработки весьма широки и разнообразны;

- существенное влияние на эффективность заводнения залежей оказывает как степень, так и характер взаимодействия скважин, обоснование регулирования которых позволяет достигать требуемых показателей.

Для эффективного управления активами в текущих условиях разработки объектов необходимо своевременно обновлять научно-методические основы геолого-статистического моделирования и внедрять элементы искусственного интеллекта [329].

4.1 Оценка гидродинамического взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин по геолого-промысловым данным

После ввода месторождений в разработку взаимодействие добывающих и нагнетательных скважин определяется по результатам гидродинамических и трассерных исследований. Однако при выборе систем разработки объектов необходимо иметь информацию о вероятном взаимодействии их уже в период выхода месторождений из разведки, что позволит обоснованно выбрать плотность сетки добывающих скважин, схему расположения нагнетательных, определить объемы закачки, которые во многом определяют эффективность процесса заводнения и, как следствие, – эффективность разработки в целом. То есть на стадии ввода месторождений в разработку должен быть комплекс алгоритмов, позволяющих проводить диагностирование величины гидродинамического взаимодействия с использованием косвенной геолого-геофизической информации

при различных значениях расстояний между скважинами и параметров, характеризующих интенсивность заводнения на участках с различными геолого-физическими свойствами пород-коллекторов.

В процессе разработки залежей нефти довольно часто приходится иметь дело с отсутствием представительного объема информации, получаемой по результатам гидродинамических исследований скважин, из-за финансовых и организационных ограничений, что не позволяет принимать решения по совершенствованию процесса заводнения и требует создания методик, позволяющих обосновывать эти решения, конечной целью которых является повышение степени выработки запасов и снижение издержек.

Ранее в условиях различных групп объектов в терригенных коллекторах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции было проведено сопоставление месячных дебитов по добывающим скважинам и месячных объемов закачки воды по нагнетательным. Геолого-промысловый материал включал в себя данные по 2330 скважинам. С целью исключения посторонних «шумов» на результаты анализа скважины выбирались лишь те, в которых не проводились операции по воздействию на ПЗП. Для повышения точности прогноза был дополнительно использован геолого-промысловый материал более чем по 5-ти тысячам добывающих и нагнетательных скважин.

Поставленные задачи решались с помощью использования одного из алгоритмов расчета взаимнокорреляционных функций (ВКФ). Наличие результатов сопоставления значений ВКФ с результатами обработки данных гидродинамики (с использованием методов установившихся отборов) для установления степени взаимодействия скважин явилось причиной выбора этого метода [329].

Известно, что ВКФ максимальна при разности времени, равной времени запаздывания.

Если на вход системы подается сигнал $x(t)$, являющийся временным рядом (месячная закачка воды), а на выходе имеется временной ряд $y(t)$ (месячная

добыча жидкости), то коэффициент взаимной корреляции (ВКФ) между значениями параметров входа и выхода записывается в виде:

$$\nu_{xy}(k) = M \left[(x_t - m_x) (y_{t+k} - m_y) \right], \quad (4.1)$$

где M – символ математического ожидания; m_x, m_y – соответственно математическое ожидание, определяющее уровень, относительно которого колеблются временные ряды; k – время запаздывания.

ВКФ определяется по формуле:

$$R_{xy}(t) = \frac{\nu_{xy}(k)}{\sigma_x \cdot \sigma_y}, \quad (4.2)$$

где σ_x и σ_y – среднеквадратичное отклонение соответственно рядов добычи и закачки:

$$\sigma_x = \sqrt{R_{xx}(0)}; \quad \sigma_y = \sqrt{R_{yy}(0)}. \quad (4.3)$$

Расчеты значений ВКФ, проведенные с использованием представленного алгоритма по выбранным парам скважин (добывающих и нагнетательных), позволили выявить добывающие скважины, испытывающие влияние закачки и не испытывающие этого влияния. Время запаздывания определялось путем смещения временных рядов друг относительно друга. За пороговое значение реагирования принималось значение $R_{xy} = 0,5$, рекомендованное Мирзаджанзаде А. Х., Левченко В. С., Билаловым Ф. Р., Бенчем А. Р., Мухаметшиным В. Ш. и др. Время запаздывания определялось по пике на графиках изменения взаимнокорреляционной функции во времени, если пиковое значение $R_{xy} \geq 0,5$ [329].

На Рисунке 4.1 представлены изменения взаимнокорреляционных функций во времени для оценки влияния закачки на изменение дебита добывающих скважин.

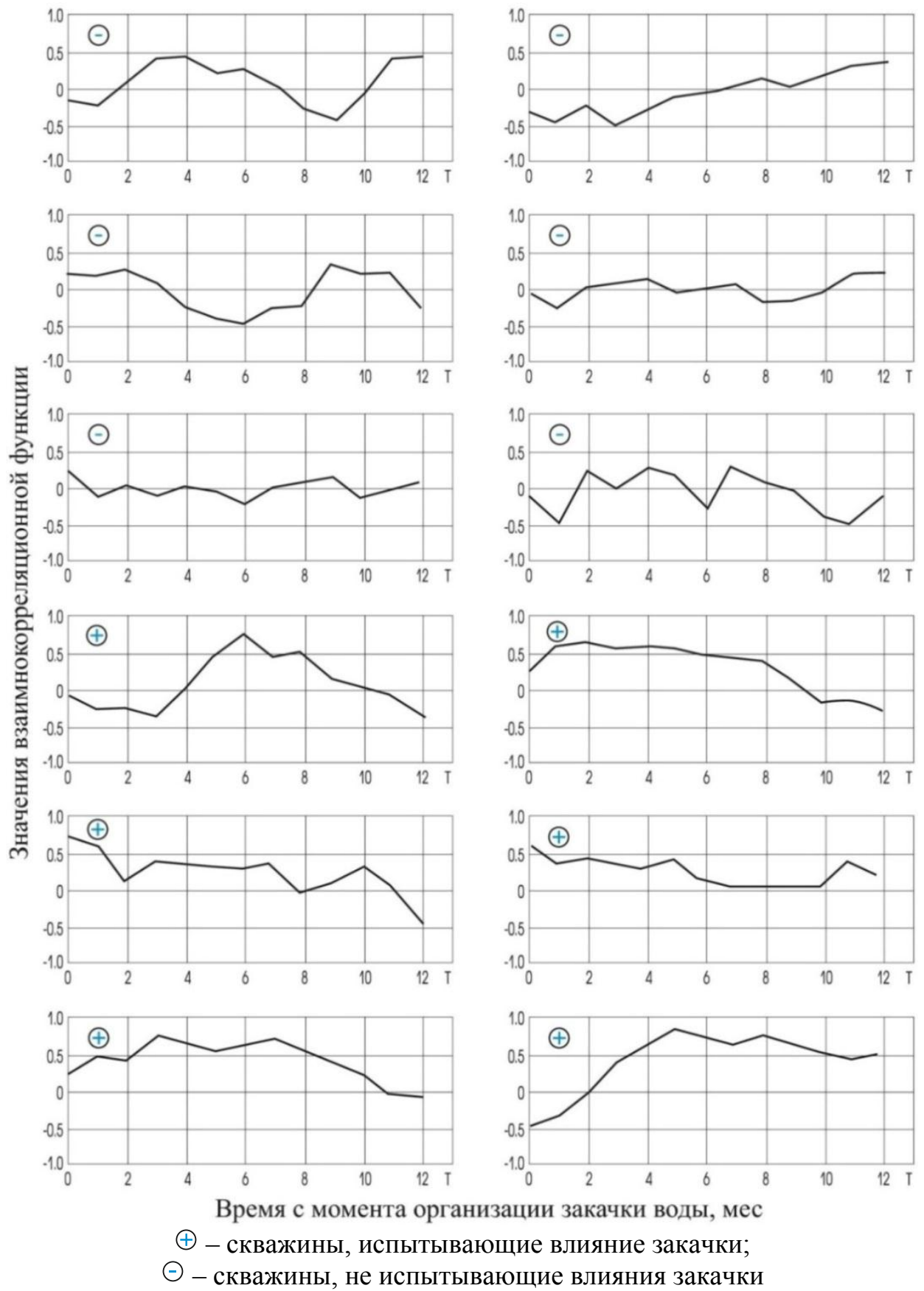


Рисунок 4.1 – Изменение ВКФ во времени

4.2 Дифференцированная оценка и прогноз успешности заводнения в условиях неопределенности

В рамках анализа результатов расчета величины взаимнокорреляционных функций дифференцированно в зависимости от группы объектов было выделено два класса скважин: прореагировавшие на закачку (класс А) и не прореагировавшие (класс В). На основании этого было проведено изучение влияния различных показателей добывающих и нагнетательных скважин на эффективности закачки, которая определялась отношением количества прореагировавших скважин к общему числу скважин, соответствующих тому или иному интервалу изменения количества параметров.

4.2.1 Залежи нефти в терригенных коллекторах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Изучение особенностей протекания процесса вытеснения нефти водой проводилось отдельно по пяти из девятнадцати выделенных в [330] групп объектов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Согласно [330] это:

- группа объектов 6, приуроченных к верхней и средней юре и находящихся в пределах Северо-Вартовской моноклинали (СВМ), Сургутского (СС) и Нижневартовского (НС) сводов, Ярсомовского прогиба (ЯП);
- группа объектов 10, приуроченных к ачимовской толще и находящихся в пределах СВМ, СС, НС, ЯР;
- группа объектов 12, приуроченных к баремскому и валанжинскому ярусам и находящихся в пределах СВМ, СС, НС, ЯП;
- группа объектов 14, приуроченных к готеривскому, валанжинскому и аптскому ярусам и находящихся в пределах СВМ, Северо-Сургутской моноклинали (ССМ), Верхнепурского вала (ВВ);
- группа объектов 15, приуроченных к аптскому, готеривскому и баремскому ярусам и находящихся в пределах СВМ, ССМ, НС.

В качестве независимых переменных, оказывающих влияние на успешность, рассматривались соответственно в добывающих и нагнетательных скважинах:

- общая ($H_{\text{общ}}^D, H_{\text{общ}}^H$ (м)), перфорированная ($H_{\text{перф}}^D, H_{\text{перф}}^H$ (м)), эффективная нефтенасыщенная ($H_{\text{Э}}^D, H_{\text{Э}}^H$ (м)) толщины пласта;
 - среднее значение (H_{Π}^D, H_{Π}^H (м)), среднеквадратичное отклонение ($\sigma_{H_{\Pi}}^D, \sigma_{H_{\Pi}}^H$ (м)), вариация ($W_{H_{\Pi}}^D, W_{H_{\Pi}}^H$ (%)), энтропия ($\mathcal{E}_{H_{\Pi}}^D, \mathcal{E}_{H_{\Pi}}^H$ (бит)) толщины нефтенасыщенных пропластков;
 - количество нефтенасыщенных пропластков (n^D, n^H);
 - коэффициенты песчанистости (K_{Π}^D, K_{Π}^H), проницаемости ($K_{\text{прон}}^D, K_{\text{прон}}^H$ (10^{-3} мкм²)), пористости (m^D, m^H (%)), нефтенасыщенности (K_H^D, K_H^H (%));
 - относительная амплитуда ПС ($\alpha_{\text{ПС}}^D, \alpha_{\text{ПС}}^H$);
 - сопротивление пласта по ИК ($\rho_{\text{ИК}}^D, \rho_{\text{ИК}}^H$ (Ом·м)), по двухметровому зонду ($\rho_{2,25}^D, \rho_{2,25}^H$ (Ом·м)), по БК ($M_{\text{БК}}^D, M_{\text{БК}}^H$ (Ом·м));
 - глубина залегания пласта ($H_{\text{зал}}^D, H_{\text{зал}}^H$ (м));
- а также:
- давление закачки воды в пласт ($P_{\text{зак}}$, МПа);
 - объем закачиваемой воды ($Q_{\text{зак}}$, м³/сут);
 - расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами (F , м).

Другие параметры не рассматривались ввиду либо отсутствия их массового определения, либо незначительных интервалов их изменения.

В качестве критериев информативности использовались: критерий Кульбака (J); отношение длины интервалов с однозначной оценкой успешности к общему интервалу изменения параметра по осредненным зависимостям, где на оси ординат откладывается успешность или вероятность успешного заводнения, а на

оси абсцисс – значения параметра (Z); отношение числа скважин, попавших в интервалы с однозначной оценкой успешности, к общему числу скважин (Z').

Были выбраны по критерию J информативные параметры (при $J \geq 0,5$ согласно [74]).

Использование критических значений коэффициентов корреляции [125] при рассмотрении связей между параметрами позволило существенно сократить их количество и оставить наиболее значимые.

Использование выбранных параметров и параметров однозначности Z и Z' позволили получить для объектов 6-й группы параметр успешности заводнения [329]:

$$P_{уз} = \frac{H_{\mathcal{E}}^D \cdot \alpha_{ПС}^D \cdot \alpha_{ПС}^H \cdot K_{П}^H \cdot Q_{зак}}{F}. \quad (4.4)$$

Использование этого параметра (Рисунок 4.2, а) приводит к существенной дифференциации точек. В двух из четырех областей успешность закачки в пласт воды однозначна: при $P_{уз} < P_{уз}^{крит} = 7,5 \text{ м}^3/\text{мес}$ она равна нулю; при $P_{уз}^{крит} \leq P_{уз} \leq P_{уз}^{50} = 25 \text{ м}^3/\text{мес}$ успешность – менее 50 %; при $P_{уз}^{50} < P_{уз} \leq P_{уз}^{мин} = 40 \text{ м}^3/\text{мес}$ успешность – более 50 %; при $P_{уз} > P_{уз}^{мин}$ успешность равна 100 %. Использование $P_{уз}$ позволяет проводить диагностирование успешности заводнения на залежах объектов группы 6 при переводе добывающих скважин под нагнетание.

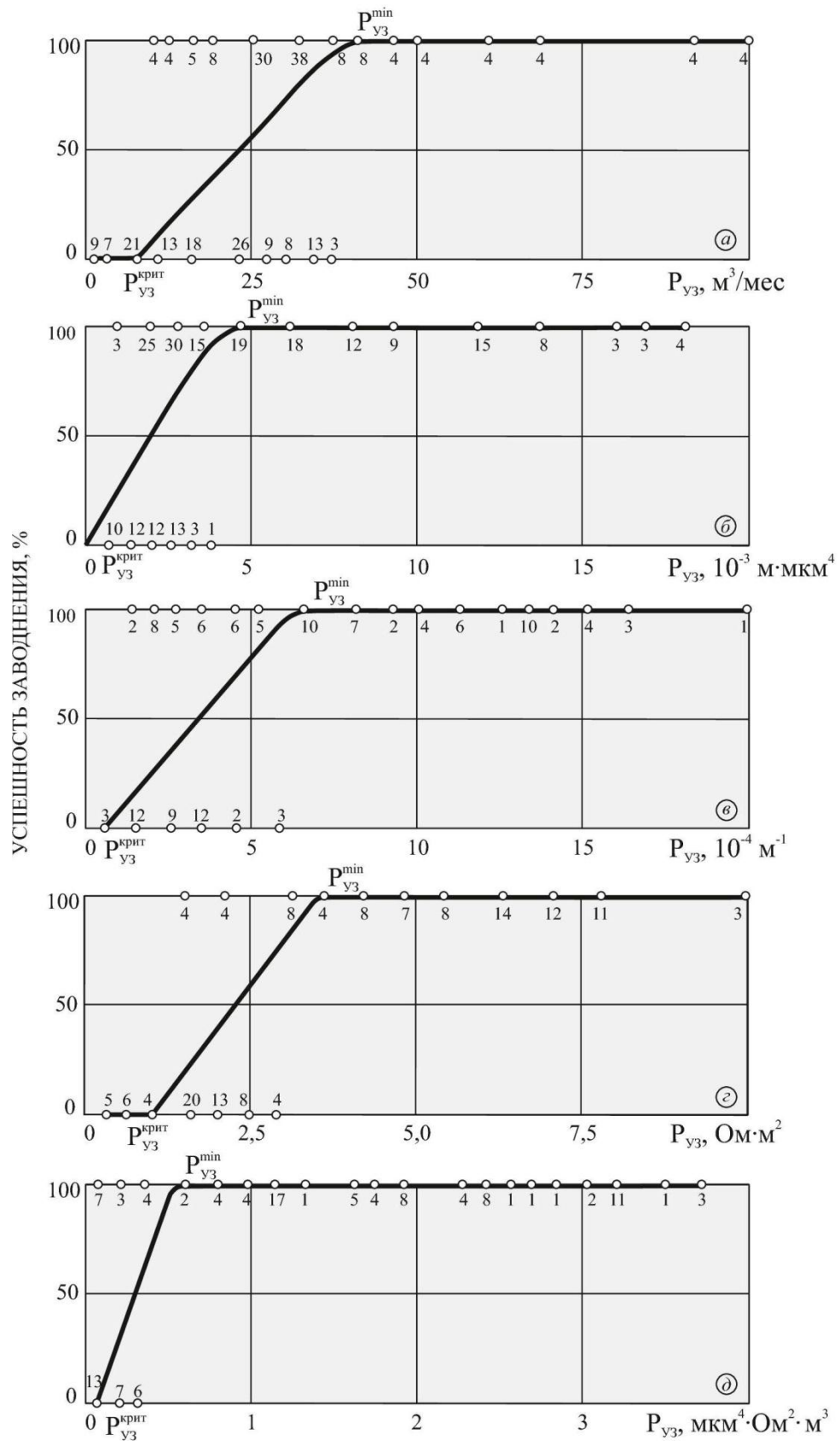
Выбор очагов под нагнетание на залежах, находящихся в разработке, можно проводить исходя из формулы (4.4):

$$F \leq F_{\text{макс}} = \frac{1}{P_{уз}^{мин}} \cdot H_{\mathcal{E}}^D \cdot \alpha_{ПС}^D \cdot \alpha_{ПС}^H \cdot K_{П}^H \cdot Q_{зак} = 2,5 \cdot 10^{-2} \cdot H_{\mathcal{E}}^D \cdot \alpha_{ПС}^D \cdot \alpha_{ПС}^H \cdot K_{П}^H \cdot Q_{зак}, \quad (4.5)$$

при этом успешность будет 100 %;

$$F_{\text{макс}} < F < F_{50} = \frac{1}{P_{уз}^{50}} \cdot H_{\mathcal{E}}^D \cdot \alpha_{ПС}^D \cdot \alpha_{ПС}^H \cdot K_{П}^H \cdot Q_{зак} = 4 \cdot 10^{-2} \cdot H_{\mathcal{E}}^D \cdot \alpha_{ПС}^D \cdot \alpha_{ПС}^H \cdot K_{П}^H \cdot Q_{зак}, \quad (4.6)$$

при этом успешность будет изменяться от 50 до 100 %.



а, б, в, г, д – кривые по группам объектов 6, 10, 12, 14, 15 соответственно
 Рисунок 4.2 – Зависимость успешности заводнения от параметра успешного заводнения (терригенные коллекторы ЗСНГП)

В случае, если $F > F_{50}$, успешность заводнения будет менее 50 %, и перевод выбранной скважины под нагнетание будет сопровождаться большими рисками.

При $F \geq F_{\text{крит}} = 13 \cdot 10^{-2} \cdot H_{\text{Э}}^{\text{Д}} \cdot \alpha_{\text{ПС}}^{\text{Д}} \cdot \alpha_{\text{ПС}}^{\text{Н}} \cdot K_{\text{П}}^{\text{Н}} \cdot Q_{\text{зак}}$ успешность будет равна нулю и перевод выбранной скважины под нагнетание будет неоправданным.

Для объектов 12-й группы параметр успешности заводнения получен в виде:

$$P_{\text{уз}} = \frac{\alpha_{\text{ПС}}^{\text{Д}} \cdot K_{\text{П}}^{\text{Н}}}{F}. \quad (4.7)$$

Использование $P_{\text{уз}}$ (Рисунок 4.2, в) позволило выделить четыре области, в двух из которых успешность определяется однозначно: при $P_{\text{уз}} < P_{\text{уз}}^{\text{крит}} = 0,8 \text{ м}^{-1}$ она равна нулю; при $P_{\text{уз}}^{\text{крит}} \leq P_{\text{уз}} \leq P_{\text{уз}}^{50} = 3,3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^{-1}$ успешность будет менее 50 %; при $P_{\text{уз}}^{50} < P_{\text{уз}} \leq P_{\text{уз}}^{\text{мин}} = 7,0 \cdot 10^{-4} \text{ м}^{-1}$ успешность будет изменяться от 50 до 100 %; при $P_{\text{уз}} > P_{\text{уз}}^{\text{мин}}$ успешность равна 100 %.

На разбуренных залежах выбор очагов под нагнетание можно осуществлять, исходя из формулы (4.7):

$$F \leq F_{\text{макс}} = \frac{1}{P_{\text{уз}}^{\text{мин}}} \cdot \alpha_{\text{ПС}}^{\text{Д}} \cdot K_{\text{П}}^{\text{Н}} = 1429 \cdot \alpha_{\text{ПС}}^{\text{Д}} \cdot K_{\text{П}}^{\text{Н}}, \quad (4.8)$$

при этом успешность будет 100 %;

$$F_{\text{макс}} < F < F_{50} = \frac{1}{P_{\text{уз}}^{50}} \cdot \alpha_{\text{ПС}}^{\text{Д}} \cdot K_{\text{П}}^{\text{Н}} = 3030 \cdot \alpha_{\text{ПС}}^{\text{Д}} \cdot K_{\text{П}}^{\text{Н}}, \quad (4.9)$$

при этом успешность будет изменяться от 50 до 100 %.

При $F \geq F_{\text{крит}} = 12500 \cdot \alpha_{\text{ПС}}^{\text{Д}} \cdot K_{\text{П}}^{\text{Н}}$ успешность будет равна нулю и перевод выбранной скважины под нагнетание будет неоправданным.

Для условий объектов группы 14 параметр успешности заводнения получен в виде:

$$P_{\text{уз}} = \frac{H_{\text{Э}}^{\text{Д}} \cdot H_{\text{Э}}^{\text{Н}} \cdot \rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}}}{F}. \quad (4.10)$$

При использовании этого параметра (Рисунок 4.2, з) также аналогично предыдущим графикам выделяются четыре области: при $P_{уз} \leq P_{уз}^{50} = 2,0 \text{ м}^2 \cdot \text{Ом}$ успешность будет менее 50 %; при $P_{уз}^{50} \leq P_{уз} \leq P_{уз}^{\text{мин}} = 3,5 \text{ м}^2 \cdot \text{Ом}$ успешность будет изменяться от 50 до 100 %; при $P_{уз} > P_{уз}^{\text{мин}}$ успешность равна 100 %; $P_{уз} \leq P_{уз}^{\text{крит}} = 1,1 \text{ м}^2 \cdot \text{Ом}$ успешность будет равна нулю.

Выбор очагов под нагнетание на разбуренных залежах можно осуществлять на основе следующих формул:

$$F \leq F_{\text{макс}} = \frac{1}{P_{уз}^{\text{мин}}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{Д}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{Н}} \cdot \rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}} = 0,29 H_{\text{э}}^{\text{Д}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{Н}} \cdot \rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}}, \quad (4.11)$$

при этом успешность будет 100 %;

$$F_{\text{макс}} < F < F_{50} = \frac{1}{P_{уз}^{50}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{Д}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{Н}} \cdot \rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}} = 0,50 H_{\text{э}}^{\text{Д}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{Н}} \cdot \rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}}, \quad (4.12)$$

при этом успешность будет изменяться от 50 до 100 %.

При $F \geq F_{\text{крит}} = 0,9 H_{\text{э}}^{\text{Д}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{Н}} \cdot \rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}}$ успешность будет равна нулю.

Для объектов 15-й группы параметр успешности заводнения получен в виде:

$$P_{уз} = \frac{H_{\text{э}}^{\text{Д}} \cdot K_{\text{прон}}^{\text{Д}} \cdot \rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{Н}} \cdot K_{\text{прон}}^{\text{Н}} \cdot \rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}}}{F}. \quad (4.13)$$

Также, как видно из Рисунка 4.2, д, аналогично выделяются четыре области:

- при $P_{уз} \geq P_{уз}^{\text{мин}} = 0,45 \text{ мкм}^4 \text{ Ом}^2 \cdot \text{м}^3$ успешность равна 100 %;
- при $P_{уз} \leq P_{уз}^{50} = 0,30 \text{ мкм}^4 \text{ Ом}^2 \cdot \text{м}^3$ успешность меньше 50 %;
- при $P_{уз}^{50} < P_{уз} < P_{уз}^{\text{мин}}$ успешность изменяется от 50 до 100 %;
- при $P_{уз} \leq P_{уз}^{\text{крит}} = 0,1 \text{ мкм}^2 \cdot \text{Ом} \cdot \text{м}^3$ успешность равна нулю.

На залежах, которые эксплуатируются, выбор очагов под нагнетание воды можно производить, исходя из формулы (4.13):

$$F \leq F_{\text{макс}} = \frac{1}{P_{уз}^{\text{мин}}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{Д}} \cdot K_{\text{прон}}^{\text{Д}} \cdot \rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{Н}} \cdot K_{\text{прон}}^{\text{Н}} \cdot \rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}} = 2,22 H_{\text{э}}^{\text{Д}} \cdot K_{\text{прон}}^{\text{Д}} \cdot \rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{Н}} \cdot K_{\text{прон}}^{\text{Н}} \cdot \rho_{\text{ИК}}^{\text{Н}}, \quad (4.14))$$

при этом успешность будет равна 100 %;

$$F_{\max} < F < F_{50} = \frac{1}{P_{y3}^{50}} \cdot H_{\mathcal{E}}^D \cdot K_{\text{прон}}^D \cdot \rho_{\text{ИК}}^D \cdot H_{\mathcal{E}}^H \cdot K_{\text{прон}}^H \cdot \rho_{\text{ИК}}^H =$$

$$= 3,33 H_{\mathcal{E}}^D \cdot K_{\text{прон}}^D \cdot \rho_{\text{ИК}}^D \cdot H_{\mathcal{E}}^H \cdot K_{\text{прон}}^H \cdot \rho_{\text{ИК}}^H,$$
(4.15)

при этом успешность будет изменяться от 50 до 100 %.

В случае, если $F > F_{50}$ успешность заводнения будет меньше 50 % и перевод выбранной скважины под нагнетание явится неоправданным.

При $F \geq F_{\text{крит}} = 10,0 H_{\mathcal{E}}^D \cdot K_{\text{прон}}^D \cdot H_{\mathcal{E}}^H \cdot K_{\text{прон}}^H \cdot \rho_{\text{ИК}}^H$ успешность равна нулю.

Для условий объектов 10-й группы параметр успешности заводнения имеет вид:

$$P_{y3} = \frac{H_{\mathcal{E}}^D \cdot K_{\text{прон}}^D \cdot H_{\mathcal{E}}^H \cdot K_{\text{прон}}^H}{F},$$
(4.16)

- при $P_{y3} \geq P_{y3}^{\text{мин}} = 4,6 \cdot 10^{-3} \text{ м} \cdot \text{мкм}^4$ успешность равна 100 %;
- при $P_{y3}^{\text{крит}} < P_{y3} \leq P_{y3}^{50} = 1,7 \cdot 10^{-3} \text{ м} \cdot \text{мкм}^4$ успешность меньше 50 %;
- при $P_{y3}^{50} < P_{y3} < P_{y3}^{\text{мин}}$ успешность изменяется от 50 до 100 %;
- при $P_{y3} \leq P_{y3}^{\text{крит}} = 0,3 \cdot 10^{-3} \text{ м} \cdot \text{мкм}^4$ успешность равна нулю.

Выбор очагов под нагнетание на залежах, находящихся в разработке, можно проводить по формуле:

$$F \leq F_{\max} = \frac{1}{P_{y3}^{\text{мин}}} \cdot H_{\mathcal{E}}^D \cdot K_{\text{прон}}^D \cdot H_{\mathcal{E}}^H \cdot K_{\text{прон}}^H = 217 H_{\mathcal{E}}^D \cdot K_{\text{прон}}^D \cdot H_{\mathcal{E}}^H \cdot K_{\text{прон}}^H,$$
(4.17)

при этом успешность будет равна 100 %;

$$F_{\max} < F < F_{50} = \frac{1}{P_{y3}^{50}} \cdot H_{\mathcal{E}}^D \cdot K_{\text{прон}}^D \cdot H_{\mathcal{E}}^H \cdot K_{\text{прон}}^H = 588 H_{\mathcal{E}}^D \cdot K_{\text{прон}}^D \cdot H_{\mathcal{E}}^H \cdot K_{\text{прон}}^H,$$
(4.18)

при этом успешность будет изменяться от 50 до 100 %.

При $F > F_{50}$ успешность заводнения будет меньше 50 %.

При $F \geq F_{\text{крит}} = 3,33 \cdot H_{\text{э}}^{\text{Д}} \cdot K_{\text{прон}}^{\text{Д}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{Н}} \cdot K_{\text{прон}}^{\text{Н}}$ успешность заводнения будет равна нулю [7.329].

4.2.2 Залежи нефти в карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Изучение особенностей заводнения проводилось по группам объектов: 2.4.10.10 – приуроченных, в основном, к турнейскому ярусу Бирской седловины; 2.4.18.18 – приуроченных, в основном, к турнейскому ярусу Южно-Татарского свода; 2.4.13.13 – приуроченных к турнейскому ярусу Благовещенской впадины; 2.4.6.6 – приуроченных к башкирскому ярусу Башкирского свода (Рисунки 1.17–1.26).

Изучалось влияние на успешность заводнения следующих параметров: расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами (F , м), эффективной нефтенасыщенной толщины пласта в добывающей ($H_{\text{э}}^{\text{Д}}$, м) и нагнетательной ($H_{\text{э}}^{\text{Н}}$, м) скважинах, средней толщины нефтенасыщенных пропластков в добывающей ($H_{\text{П}}^{\text{Д}}$, м) и нагнетательной ($H_{\text{П}}^{\text{Н}}$, м) скважинах, количества нефтенасыщенных пропластков в добывающей ($n^{\text{Д}}$) и нагнетательной ($n^{\text{Н}}$) скважинах, средневзвешенных значений коэффициентов пористости по данным геофизических исследований в добывающих ($m^{\text{Д}}$) и нагнетательных ($m^{\text{Н}}$) скважинах. Влияние иных параметров на успешность заводнения не рассматривалась в связи с низким уровнем представительности геолого-промысловой информации, обусловленной проведением предварительного группирования объектов.

Проведенные исследования по аналогии с залежами в терригенных коллекторах ЗСНГП позволили получить по залежам рассматриваемых групп объектов параметры успешности заводнения в виде:

$$P_{\text{уз}} = \frac{H_{\text{э}}^{\text{Д}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{Н}} \cdot m^{\text{Д}} \cdot m^{\text{Н}}}{F}, \quad (4.19)$$

по объектам группы 2.4.10.10;

$$P_{уз} = \frac{(H_{II}^D)^2 \cdot (H_{II}^H)^2 \cdot n^D \cdot n^H}{F}, \quad (4.20)$$

по объектам группы 2.4.18.18;

$$P_{уз} = \frac{(H_{III}^D)^2 \cdot (H_{III}^H)^2 \cdot m^D \cdot m^H}{n^D \cdot n^H \cdot F}, \quad (4.21)$$

по объектам группы 2.4.13.13;

$$P_{уз} = \frac{H_{II}^D \cdot H_{II}^H \cdot m^D \cdot m^H}{n^D \cdot n^H \cdot F}, \quad (4.22)$$

по объектам группы 2.4.6.6.

Влияние полученных параметров успешного заводнения на успешность заводнения по группам объектов представлено на Рисунке 4.3. Как видно, на всех графиках выделяются 4 области:

– по группе объектов 2.4.10.10:

- при $P_{уз} \leq P_{уз}^{крит} = 1,25 \cdot 10^{-4}$ м успешность равна нулю;
- при $P_{уз}^{крит} < P_{уз} \leq P_{уз}^{50} = 3,0 \cdot 10^{-4}$ м успешность будет менее 50 %;
- при $P_{уз}^{50} \leq P_{уз} < P_{уз}^{мин} = 4,55 \cdot 10^{-4}$ м успешность будет изменяться от 50 до 100 %;
- при $P_{уз} \geq P_{уз}^{мин}$ успешность будет равна 100 %;

– по группе объектов 2.4.18.18:

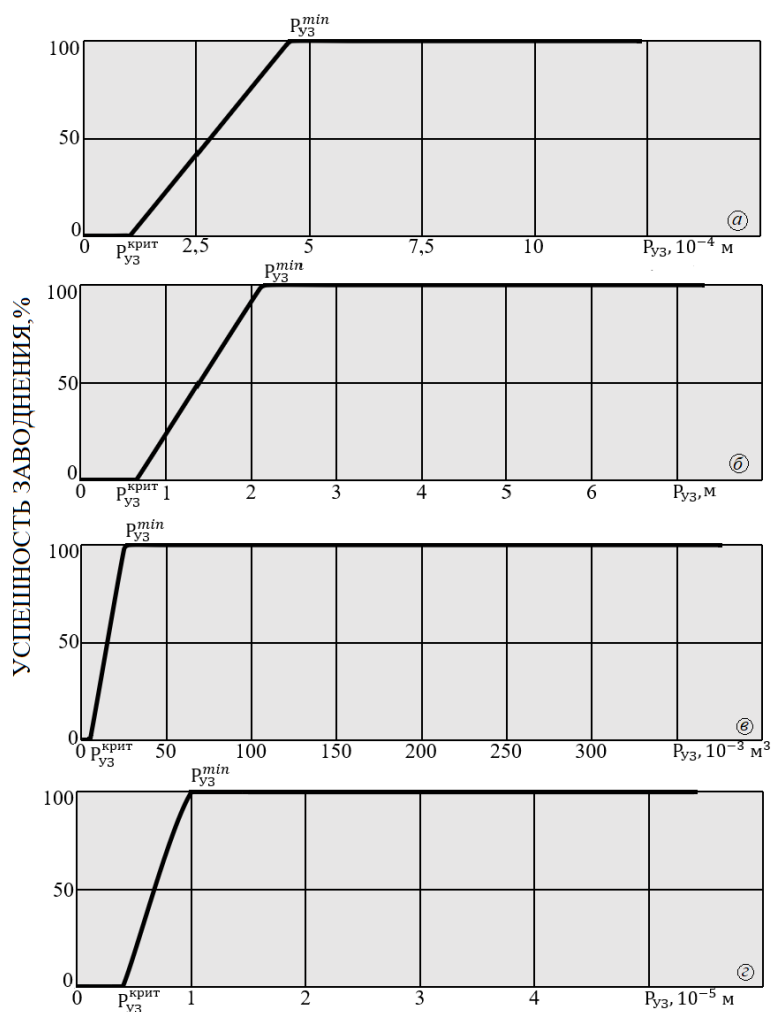
- при $P_{уз} \leq P_{уз}^{крит} = 0,77$ м³ успешность равна нулю;
- при $P_{уз}^{крит} < P_{уз} \leq P_{уз}^{50} = 1,41$ м³ успешность будет менее 50 %;
- при $P_{уз}^{50} \leq P_{уз} < P_{уз}^{мин} = 2,09$ м³ успешность будет изменяться от 50 до 100 %;
- при $P_{уз} > P_{уз}^{мин}$ успешность будет равна 100 %;

– по группе объектов 2.4.13.13:

- при $P_{уз} \leq P_{уз}^{крит} = 5,0 \cdot 10^{-2}$ м³ успешность равна нулю;
- при $P_{уз}^{крит} < P_{уз} < P_{уз}^{50} = 13,4 \cdot 10^{-3}$ м³ успешность будет менее 50 %;
- при $P_{уз}^{50} \leq P_{уз} < P_{уз}^{мин} = 20,7 \cdot 10^{-3}$ м³ успешность будет изменяться от 50 до 100 %;
- при $P_{уз} \geq P_{уз}^{мин}$ успешность будет равна 100 %;

– по группе объектов 2.4.6.6:

- при $P_{у3} \leq P_{у3}^{крит} = 0,10 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2$ успешность равна нулю;
- при $P_{у3}^{крит} < P_{у3} < P_{у3}^{50} = 0,60 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2$ успешность будет менее 50 %;
- при $P_{у3}^{50} \leq P_{у3} < P_{у3}^{мин} = 1,05 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2$ успешность будет изменяться от 50 до 100 %;
- при $P_{у3} \geq P_{у3}^{мин}$ успешность будет равна 100 %.



а, б, в, г – кривые соответственно по группам объектов 2.4.10.10, 2.4.18.18, 2.4.13.13, 2.4.6.6

Рисунок 4.3 – Зависимость успешности заводнения от параметра успешного заводнения (карбонатные коллекторы ВУНГП)

На залежах, находящихся в разработке, выбор очагов можно проводить по формулам:

– по группе объектов 2.4.10.10:

$$F \leq F_{\text{макс}} = \frac{1}{P_{\text{у3}}^{\text{мин}}} H_{\text{э}}^{\text{д}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{н}} \cdot m^{\text{д}} \cdot m^{\text{н}} = 2197 H_{\text{э}}^{\text{д}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{н}} \cdot m^{\text{д}} \cdot m^{\text{н}}, \quad (4.23)$$

при этом успешность будет равна 100 %;

$$F < F_{\text{крит}} = \frac{1}{P_{\text{у3}}^{\text{крит}}} H_{\text{э}}^{\text{д}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{н}} \cdot m^{\text{д}} \cdot m^{\text{н}} = 8000 H_{\text{э}}^{\text{д}} \cdot H_{\text{э}}^{\text{н}} \cdot m^{\text{д}} \cdot m^{\text{н}}, \quad (4.24)$$

при этом успешность будет изменяться от 0 до 100 %.

В случае, если $F \geq F_{\text{крит}}$, успешность заводнения будет равна нулю и перевод выбранной скважины под нагнетание явится неоправданным;

– по группе объектов 2.4.18.18:

$$F \leq F_{\text{макс}} = \frac{1}{P_{\text{у3}}^{\text{мин}}} (H_{\text{п}}^{\text{д}})^2 \cdot (H_{\text{п}}^{\text{н}})^2 \cdot n^{\text{д}} \cdot n^{\text{н}} = 0,479 (H_{\text{п}}^{\text{д}})^2 \cdot (H_{\text{п}}^{\text{н}})^2 \cdot n^{\text{д}} \cdot n^{\text{н}}, \quad (4.25)$$

при этом успешность будет 100 %;

$$F < F_{\text{крит}} = \frac{1}{P_{\text{у3}}^{\text{крит}}} n^{\text{д}} \cdot n^{\text{н}} \cdot (H_{\text{п}}^{\text{д}})^2 \cdot (H_{\text{п}}^{\text{н}})^2 = 1,30 n^{\text{д}} \cdot n^{\text{н}} \cdot (H_{\text{п}}^{\text{д}})^2 \cdot (H_{\text{п}}^{\text{н}})^2, \quad (4.26)$$

при этом успешность будет изменяться от 0 до 100 %;

при $F \geq F_{\text{крит}}$ успешность будет равна нулю;

– по группе объектов 2.4.13.13:

$$F \leq F_{\text{макс}} = \frac{1}{P_{\text{у3}}^{\text{мин}}} \frac{(H_{\text{э}}^{\text{д}})^2 \cdot (H_{\text{э}}^{\text{н}})^2 \cdot m^{\text{д}} \cdot m^{\text{н}}}{n^{\text{д}} \cdot n^{\text{н}}} = 0,05 \frac{(H_{\text{э}}^{\text{д}})^2 \cdot (H_{\text{э}}^{\text{н}})^2 \cdot m^{\text{д}} \cdot m^{\text{н}}}{n^{\text{д}} \cdot n^{\text{н}}}, \quad (4.27)$$

при этом успешность будет равна 100 %;

$$F < F_{\text{крит}} = \frac{1}{P_{\text{у3}}^{\text{крит}}} \frac{(H_{\text{э}}^{\text{д}})^2 \cdot (H_{\text{э}}^{\text{н}})^2 \cdot m^{\text{д}} \cdot m^{\text{н}}}{n^{\text{д}} \cdot n^{\text{н}}} = 0,2 \frac{(H_{\text{э}}^{\text{д}})^2 \cdot (H_{\text{э}}^{\text{н}})^2 \cdot m^{\text{д}} \cdot m^{\text{н}}}{n^{\text{д}} \cdot n^{\text{н}}}, \quad (4.28)$$

при этом успешность будет изменяться от 0 до 100 %;

– по группе объектов 10:

$$F \leq F_{\text{макс}} = \frac{1}{P_{\text{у3}}^{\text{мин}}} \frac{H_{\text{п}}^{\text{д}} \cdot H_{\text{п}}^{\text{н}} \cdot m^{\text{д}} \cdot m^{\text{н}}}{n^{\text{д}} \cdot n^{\text{н}}} = 1 \cdot 10^5 \frac{H_{\text{п}}^{\text{д}} \cdot H_{\text{п}}^{\text{н}} \cdot m^{\text{д}} \cdot m^{\text{н}}}{n^{\text{д}} \cdot n^{\text{н}}}, \quad (4.29)$$

при этом успешность будет равна 100 %;

$$F < F_{\text{крит}} = \frac{1}{P_{\text{у3}}^{\text{крит}}} \frac{H_{\text{п}}^{\text{д}} \cdot H_{\text{п}}^{\text{н}} \cdot m^{\text{д}} \cdot m^{\text{н}}}{n^{\text{д}} \cdot n^{\text{н}}} = 9,6 \cdot 10^5 \frac{H_{\text{п}}^{\text{д}} \cdot H_{\text{п}}^{\text{н}} \cdot m^{\text{д}} \cdot m^{\text{н}}}{n^{\text{д}} \cdot n^{\text{н}}}, \quad (4.30)$$

при этом успешность будет изменяться от 0 до 100 %;

при $F \geq F_{крит}$ успешность будет равна нулю.

Полученные зависимости (4.19)–(4.22) показывают, что успешность заводнения выше по объектам с большими значениями эффективной нефтенасыщенной толщины, толщины нефтенасыщенных пропластков, коэффициентов пористости и меньшими значениями количества нефтенасыщенных пропластков, однако степень и характер влияния этих параметров на успешность различны в условиях каждой тектонико-стратиграфической единицы. При этом со снижением расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами значимость геологических параметров снижается.

Аналогичные исследования были проведены по группам объектов внутри выше приведенных групп, выделенных в результате проведения глубокой идентификации. Эти группы можно видеть на схеме Рисунков 1.17–1.26. Полученные результаты с использованием зависимостей (4.19)–(4.22) в условиях турнейских залежей Бирской седловины представлены в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Значения критериев Кульбака, минимальных и критических значений параметров успешности заводнения и параметров однозначности по группам объектов турнейского яруса Бирской седловины

Группа объектов	J	Z	Z'	$P_{уз}^{крит}, 10^{-4} м^3$	$P_{уз}^{min}, 10^{-4} м^3$	$\Delta P_{уз}, 10^{-4} м^3$
2.4.10.10	0,86	0,75	0,61	1,25	4,55	3,30
2.4.10.10.1	0,97	0,76	0,81	1,41	3,44	2,03
2.4.10.10.2	1,02	0,78	0,85	1,82	4,55	2,73
2.4.10.10.3	0,82	0,69	0,64	1,25	4,40	3,15
2.4.10.10.4	0,77	0,90	0,67	1,63	3,01	1,38

Видно, что при глубокой идентификации зоны неопределенности существенно уменьшились по сравнению с зоной неопределенности в целом по объектам группы 2.4.10.10. Так, если $\Delta P_{уз}$ в целом по турнейским объектам Бирской седловины равен $3,3 \cdot 10^{-4} м^3$, то в пределах групп значения этого параметра изменяются от 1,38 до $3,15 \cdot 10^{-4} м^3$, составляя в среднем $2,33 \cdot 10^{-4} м^3$.

Существенно выросли параметры однозначности. Так, Z вырос с 0,75 до 0,79 (в среднем по группам), а Z' – с 0,61 до 0,75 (в среднем по группам). Значения критерия Кульбака выросли с 0,86 до 0,90.

Анализ результатов по объектам турнейского яруса Южно-Татарского свода, представленных в Таблице 4.2, также показывает увеличение разрешающих способностей формулы (4.20) на базе использования процедуры глубокой идентификации. Подавляющее большинство объектов имеет значения J , Z , Z' выше, чем в целом по ярусу, причем критерий Кульбака в среднем по 8-ми объектам вырос с 0,45 до 1,40, параметр однозначности Z с 0,82 до 0,86, а Z' – с 0,54 до 0,70. Увеличились, в среднем, значения $P_{yz}^{\text{крит}}$ с 0,77 до 0,94 м³ при снижении $P_{yz}^{\text{мин}}$ с 2,09 до 1,87 м³, что привело к снижению зоны неопределенности ΔP_{yz} с 1,32 до 0,96 м³.

Таблица 4.2 – Значения критериев Кульбака, минимальных и критических значений параметров успешности заводнения и параметров однозначности по группам объектов турнейского яруса Южно-Татарского свода

Группа объектов	J	Z	Z'	$P_{yz}^{\text{крит}}, \text{м}^3$	$P_{yz}^{\text{мин}}, \text{м}^3$	$\Delta P_{yz}, \text{м}^3$
2.4.18.18	0,45	0,82	0,54	0,77	2,09	1,32
2.4.18.18.1	0,54	0,78	0,67	0,81	1,89	1,08
2.4.18.18.2	0,79	0,92	0,80	0,79	1,74	0,95
2.4.18.18.3	1,20	0,90	0,74	0,71	1,97	1,26
2.4.18.18.4	2,40	0,93	0,94	0,89	1,52	0,63
2.4.18.18.5	1,80	0,87	0,60	1,12	1,48	0,34
2.4.18.18.6	0,92	0,84	0,47	1,02	2,09	1,07
2.4.18.18.7	2,54	0,77	0,82	1,14	2,18	1,04
2.4.18.18.8	0,98	0,85	0,49	0,77	2,02	1,25

Аналогичные результаты получены в условиях турнейских объектов Благовещенской впадины и объектов башкирского яруса Башкирского свода (Таблицы 4.3, 4.4).

Таблица 4.3 – Значения критериев Кульбака, минимальных и критических значений параметров успешности заводнения и параметров однозначности по группам объектов турнейского яруса Благовещенской впадины

Группа объектов	J	Z	Z'	$P_{уз}^{крит}, 10^{-3} м^3$	$P_{уз}^{min}, 10^{-3} м^3$	$\Delta P_{уз}, 10^{-3} м^3$
2.4.13.13	2,50	0,87	0,61	5,0	20,7	15,7
2.4.13.13.1	2,83	0,93	0,67	10,3	20,7	10,4
2.4.13.13.2	3,20	0,87	0,90	5,0	8,3	3,3

Таблица 4.4 – Значения критериев Кульбака, минимальных и критических значений параметров успешности заводнения и параметров однозначности по группам объектов башкирского яруса Башкирского свода

Группа объектов	J	Z	Z'	$P_{уз}^{крит}, 10^{-5} м^2$	$P_{уз}^{min}, 10^{-5} м^2$	$\Delta P_{уз}, 10^{-5} м^2$
2.4.6.6.	1,34	0,69	0,53	0,10	1,05	0,95
2.4.6.6.1	1,49	0,78	0,60	0,52	1,05	0,53
2.4.6.6.2	2,07	0,84	0,73	0,10	0,67	0,57

Таким образом, в рамках реализации исследований получены результаты, позволяющие использовать их в решении задач повышения эффективности заводнения при помощи учета скрытых закономерностей. Из Рисунков 4.2 и 4.3 видно, что показатель успешности закачки воды в пласт варьируется от 0 до 100 %, что накладывает определенные ограничения при попытках базовой интерпретации рассчитанных показателей.

С другой стороны, в областях однозначной оценки успешности значения взаимнокорреляционных функций изменяются в широких пределах (в зонах с нулевой успешностью ВКФ изменяется от 0 до 0,49, а в зонах со 100 % успешностью – от 0,5 до 1), тогда как важно знать степень гидродинамического взаимодействия, поскольку от этого зависят количественные оценки эффективности заводнения. Так, например, считается, что эффективность

нестационарного заводнения во многом определяется эффективной гидродинамической связью добывающих и нагнетательных скважин.

В связи с этим была поставлена задача создания методики оценки и прогноза значений взаимнокорреляционных функций на основе использования косвенной геолого-промысловой информации, имеющейся в полном объеме у недропользователей.

4.3 Прогнозирование взаимодействия скважин с использованием геолого-статистических моделей на залежах в терригенных коллекторах ЗСНГП

4.3.1 Устранение неопределенностей при прогнозировании взаимодействия скважин

Распределение скважин на Рисунке 4.2 показывает, что примерно половина скважин находится в зоне неопределенности, исходя из чего используем метод главных компонент для повышения точности моделирования.

На залежах объектов группы 15 все пары добывающих и нагнетательных скважин группировались по 23 параметрам.

Анализ результатов решения по МГК (Таблица 4.5) показал, что из двадцати трех главных компонент (ГК) на первые пять приходится 63,7 % общей дисперсии параметров, т.е. при разделении групп скважин вполне достаточно рассмотреть их в пространстве только этих главных компонент. Каждая из пяти главных компонент носит содержательный характер.

Таблица 4.5 – Факторные нагрузки для МГК по скважинам группы объектов 15

Параметры	Главные компоненты

	Z_1	Z_2	Z_3	Z_4	Z_5
$H_{\text{общ}}^D$	0,001	0,272	0,181	0,555	-0,030
$H_{\text{перф}}^D$	0,084	0,163	0,166	0,862	-0,049
H_{Σ}^D	0,137	0,286	0,090	0,883	-0,088
H_{Π}^D	0,149	0,069	-0,017	0,721	0,067
n^D	-0,059	0,170	0,100	0,026	-0,142
m^D	0,876	0,099	-0,108	0,092	0,194
$K_{\text{прон}}^D$	0,835	0,020	-0,046	0,093	0,066
$\alpha_{\text{ПС}}^D$	0,820	-0,007	-0,020	0,176	-0,119
$\rho_{\text{ИК}}^D$	0,586	0,333	0,282	-0,008	-0,097
$M_{\text{БК}}^D$	0,689	0,000	0,279	-0,184	-0,030
K_H^D	0,618	0,189	0,206	0,142	0,219
$H_{\text{общ}}^H$	0,058	0,908	-0,086	0,187	-0,034
$H_{\text{перф}}^H$	0,027	0,904	0,092	0,241	-0,018
H_{Σ}^H	0,147	0,936	-0,028	0,151	0,089
H_{Π}^H	0,237	0,498	0,097	0,029	0,236
n^H	-0,071	0,323	-0,216	0,078	-0,139
m^H	0,100	0,177	0,152	0,044	0,867
$K_{\text{прон}}^H$	0,039	-0,003	0,173	-0,091	0,908
$\alpha_{\text{ПС}}^H$	0,064	-0,278	0,100	-0,134	0,641
$\rho_{\text{ИК}}^H$	0,077	-0,058	0,911	0,074	0,120
$M_{\text{БК}}^H$	0,065	0,172	0,808	0,125	0,018
K_H^H	-0,066	-0,112	0,873	0,122	0,260
F	0,149	0,048	0,252	-0,093	0,176
Объяснимая дисперсия	3,528	3,400	2,738	2,649	2,336

Первая главная компонента характеризует коллекторские свойства пласта в добывающих скважинах, поскольку основной вклад в нее вносят коэффициенты пористости (21,8 %), проницаемости (19,8 %), нефтенасыщенности (10,8 %),

относительная амплитуда ПС (19,1 %) и сопротивление пласта по ИК (9,7 %) в добывающих скважинах. Суммарная величина этого вклада составляет 81,2 %.

Вторая главная компонента отражает толщинные свойства пласта в нагнетательных скважинах, так как общая (25,8 %), перфорированная (24,2 %), эффективная нефтенасыщенная (24,0 %) толщины, а также средняя толщина нефтенасыщенных пропластков (7,3 %) в нагнетательных скважинах составляют в сумме 81,3 % общей дисперсии параметров в данной компоненте.

Третья главная компонента отражает коллекторские свойства пласта в нагнетательных скважинах. Основной вклад в нее вносят сопротивление пласта по ИК (30,3 %) и БК (23,8 %), коэффициент нефтенасыщенности (27,8 %).

При помощи четвертой главной компоненты описаны толщинные свойства пластов в добывающих скважинах, вклад которых в общий процент дисперсии в пределах данного кластера составляет более 85 %.

И, наконец, пятая главная компонента отражает коэффициенты проницаемости (35,3 %), пористости (32,2 %) и относительную амплитуду ПС (17,6 %) пласта в нагнетательных скважинах.

Геометрическое представление объектов исследования на плоскостях в координатных осях главных компонент Z_1 – Z_2 , Z_1 – Z_3 , Z_1 – Z_4 , Z_1 – Z_5 (Рисунок 4.4) позволило провести границу, на которой значения взаимнокорреляционных функций равны 0,5. Видно, что точность ответа на вопрос о влиянии закачки на добычу жидкости существенно возрастает – до 60–89 %, а полученное разделение позволяет прогнозировать успешность заводнения по значениям главных компонент, которые имеют следующий вид:

$$\begin{aligned}
 Z_1 = & 0,030H_{\text{общ}}^D - 0,017H_{\text{перф}}^D - 0,0005H_{\text{Э}}^D - 0,073H_{\text{П}}^D + 0,090n^D + 0,288m^D + \\
 & + 0,301K_{\text{прон}}^D + 0,291\alpha_{\text{ПС}}^D + 0,118\rho_{\text{ИК}}^D + 0,203M_{\text{БК}}^D + 0,125K_{\text{Н}}^D - 0,024H_{\text{общ}}^H - \\
 & - 0,055H_{\text{перф}}^H - 0,030H_{\text{Э}}^H - 0,020H_{\text{П}}^H + 0,028n^H - 0,022m^H - 0,017K_{\text{прон}}^H + \\
 & + 0,031\alpha_{\text{ПС}}^H - 0,006\rho_{\text{ИК}}^H - 0,029M_{\text{БК}}^H - 0,047K_{\text{Н}}^H + 0,023F;
 \end{aligned} \tag{4.31}$$

$$\begin{aligned}
Z_2 = & -0,013H_{\text{обш}}^D - 0,082H_{\text{перф}}^D - 0,046H_{\text{э}}^D - 0,071H_{\text{п}}^D + 0,025n^D - 0,045m^D - \\
& - 0,074K_{\text{прон}}^D - 0,096\alpha_{\text{пс}}^D + 0,118\rho_{\text{ик}}^D + 0,007M_{\text{бк}}^D + 0,028K_H^D + 0,294H_{\text{обш}}^H + \\
& + 0,290H_{\text{перф}}^H + 0,315H_{\text{э}}^H + 0,188H_{\text{п}}^H + 0,082n^H + 0,038m^H - 0,002K_{\text{прон}}^H - \\
& - 0,086\alpha_{\text{пс}}^H - 0,028\rho_{\text{ик}}^H + 0,055M_{\text{бк}}^H - 0,050K_H^H + 0,008F;
\end{aligned} \tag{4.32}$$

$$\begin{aligned}
Z_3 = & 0,028H_{\text{обш}}^D + 0,006H_{\text{перф}}^D - 0,024H_{\text{э}}^D - 0,074H_{\text{п}}^D + 0,062n^D - 0,018m^D - \\
& - 0,069K_{\text{прон}}^D - 0,058\alpha_{\text{пс}}^D + 0,142\rho_{\text{ик}}^D + 0,145M_{\text{бк}}^D + 0,039K_H^D - 0,028H_{\text{обш}}^H + \\
& + 0,034H_{\text{перф}}^H - 0,033H_{\text{э}}^H - 0,020H_{\text{п}}^H - 0,037n^H - 0,055m^H - 0,034K_{\text{прон}}^H - \\
& + 0,034\alpha_{\text{пс}}^H + 0,357\rho_{\text{ик}}^H + 0,316M_{\text{бк}}^H + 0,334K_H^H + 0,060F;
\end{aligned} \tag{4.33}$$

$$\begin{aligned}
Z_4 = & 0,198H_{\text{обш}}^D + 0,370H_{\text{перф}}^D + 0,360H_{\text{э}}^D + 0,347H_{\text{п}}^D - 0,042n^D + 0,012m^D + \\
& + 0,012K_{\text{прон}}^D + 0,039\alpha_{\text{пс}}^D - 0,103\rho_{\text{ик}}^D - 0,135M_{\text{бк}}^D + 0,016K_H^D - 0,055H_{\text{обш}}^H - \\
& - 0,042H_{\text{перф}}^H - 0,076H_{\text{э}}^H - 0,064H_{\text{п}}^H - 0,007n^H + 0,033m^H + 0,002K_{\text{прон}}^H + \\
& + 0,017\alpha_{\text{пс}}^H - 0,029\rho_{\text{ик}}^H - 0,040M_{\text{бк}}^H + 0,022K_H^H - 0,078F;
\end{aligned} \tag{4.34}$$

$$\begin{aligned}
Z_5 = & 0,033H_{\text{обш}}^D + 0,018H_{\text{перф}}^D + 0,006H_{\text{э}}^D + 0,029H_{\text{п}}^D + 0,011n^D + 0,075m^D + \\
& + 0,032K_{\text{прон}}^D - 0,106\alpha_{\text{пс}}^D - 0,102\rho_{\text{ик}}^D - 0,038M_{\text{бк}}^D + 0,053K_H^D + 0,025H_{\text{обш}}^H - \\
& - 0,014H_{\text{перф}}^H + 0,008H_{\text{э}}^H - 0,047H_{\text{п}}^H + 0,127n^H + 0,422m^H + 0,455K_{\text{прон}}^H + \\
& + 0,302\alpha_{\text{пс}}^H - 0,059\rho_{\text{ик}}^H - 0,138M_{\text{бк}}^H + 0,062K_H^H + 0,0003F.
\end{aligned} \tag{4.35}$$

Параметры уравнений (4.31)–(4.35) стандартизированы, исходя из выражения:

$$\chi_{\text{ст}} = \frac{\chi_{\text{ср}} - \chi_i}{\sigma_x}, \tag{4.36}$$

где $\chi_{\text{ср}}$ – среднее значение параметра по всем объектам; χ_i – значение параметра по конкретному объекту; σ_x – среднеквадратичное отклонение параметра [75].

Проведенный последующий дискриминантный анализ позволил более четко разделить скважины на взаимодействующие и не взаимодействующие.

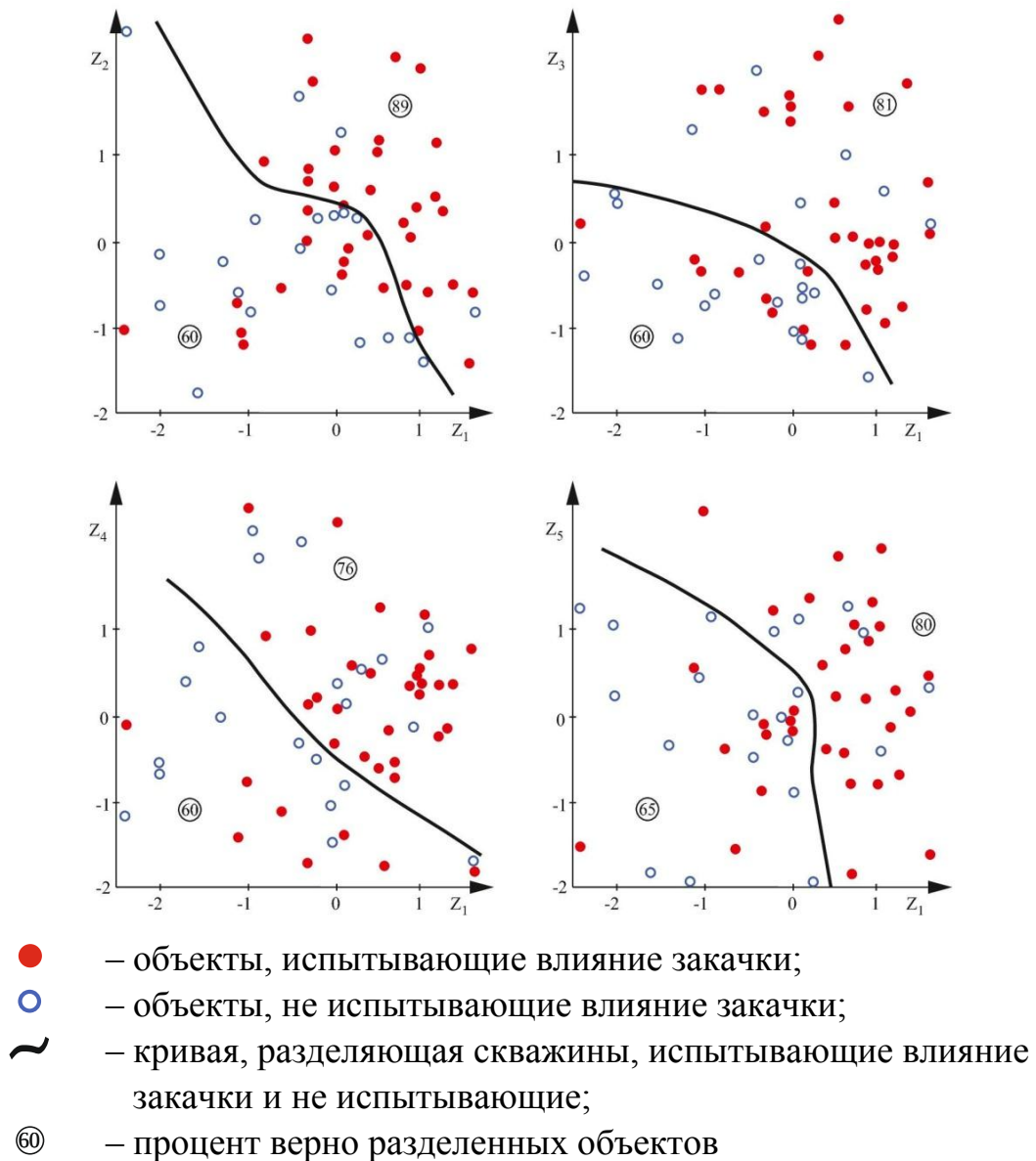
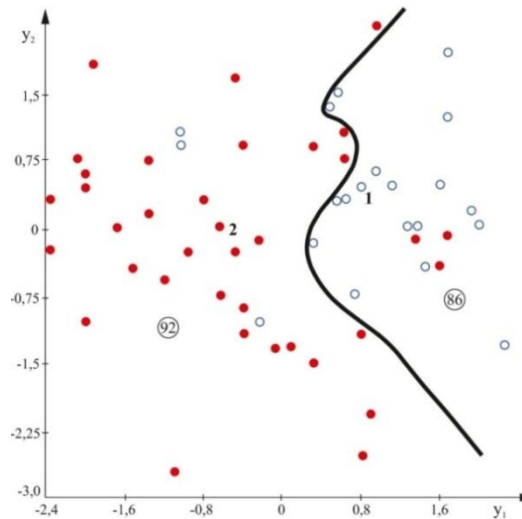


Рисунок 4.4 – Распределение скважин в осях главных компонент Z_1 – Z_5
(группа объектов 15)

На Рисунке 4.5 приведено распределение центроидов и зон сосредоточения скважин в осях двух канонических переменных y_1 и y_2 .

Полученное распределение позволяет более однозначно относить к той или иной группе добывающие скважины для принятия различных управленческих решений в области повышения эффективности заводнения. Процент верно распределенных объектов составляет в среднем 90 %, что является высоким показателем, по сравнению с полученной на Рисунке 4.2, δ зависимостью.



- 1, 2 – центры не реагирующих и реагирующих скважин соответственно;
 ● – скважины, реагирующие на закачку;
 ○ – скважины, не реагирующие на закачку;
 ~ – кривая, разделяющая скважины, реагирующие на закачку и не реагирующие;
 ⑨② – процент верно разделенных скважин

Рисунок 4.5 – Распределение групп скважин и центроидов в осях канонических переменных (группа объектов 15)

Уравнения канонических переменных при этом имеют следующий вид:

$$y_1 = 5,236 + 0,0012H_{\text{общ}}^D - 0,094H_{\text{э}}^D - 0,004K_{\text{прон}}^D - 0,164\rho_{\text{ИК}}^D - 0,048K_H^H + 0,0022F; \quad (4.37)$$

$$y_2 = -2,453 - 0,208H_{\text{общ}}^D + 0,475H_{\text{э}}^D - 0,0015K_{\text{прон}}^D - 0,091\rho_{\text{ИК}}^D + 0,041K_H^H + 0,0003F. \quad (4.38)$$

Алгоритм определения (прогнозирования) принадлежности к какой-либо группе скважин, не участвовавших в группировании, будет следующим:

- производится определение значений первых пяти главных компонент Z_1 – Z_5 и канонических переменных y_1 – y_2 по полученным выше уравнениям;
- определяется приуроченность скважины к той или иной группе на плоскостях в осях ГК;

– определяется принадлежность скважины к той или иной группе в осях канонических переменных для проверки правильности отнесения объекта к группе в осях главных компонент.

Если скважина в осях ГК не вошла ни в одну из выделенных групп, важно определить группу скважин, которая имеет наиболее близкие значения параметров по отношению к этой скважине. Для этого необходимо:

– определить значения канонических переменных и расположение скважины на плоскости в осях $y_1 - y_2$;

– определить ближайший центр группирования на плоскости в осях в канонических переменных, исходя из выражения:

$$d_j = \sqrt{\sum_{i=1}^m (y_i' - y_i^{j'})^2}, \quad (4.39)$$

где d_j – евклидово расстояние между скважиной-объектом и j -м центром группирования; y_i – значение i -ой канонической переменной скважины-объекта; y_i^j – значение i -ой канонической переменной j -го центра группирования; m – количество канонических переменных, $m = 2$.

Как видно из Рисунка 4.5, основной вклад в разделение объектов вносит переменная y_1 , поэтому для практических целей достаточно использовать только эту каноническую переменную, причем за границу разделения скважин на взаимодействующие и не взаимодействующие можно принять значение, равное 0,8.

Для условий объектов группы 10 полученное аналогичное уравнение канонической переменной имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} y_1 = & 12,3 + 0,147H_{\text{общ}}^D - 0,205H_{\text{перф}}^D - 0,852n^D - 0,884m^D + 0,003K_{\text{прон}}^D - \\ & - 0,532\rho_{\text{ИК}}^D + 0,07K_H^D - 0,142H_{\text{перф}}^H + 0,718H_{\Pi}^H + 0,741n^H + 0,262m^H + \\ & + 0,004K_{\text{прон}}^H - 0,279\rho_{\text{ИК}}^H + 0,09M_{\text{БК}}^H - 0,0038F. \end{aligned} \quad (4.40)$$

Граничное значение переменной y_1 , разделяющее скважины на взаимодействующие и не взаимодействующие, равно нулю, а процент верно разделенных скважин достиг 92 %.

4.3.2 Оценка максимальных значений взаимнокорреляционных функций по результатам геолого-геофизических исследований скважин

Одной из ключевых задач при выборе очагов под закачку воды является количественно-качественное определение степени реагирования скважин на воздействие, регулирование которого позволяет формировать условия для повышения эффективности освоения запасов нефти. При отсутствии временных рядов дебита и закачки необходимо использовать актуальные научно-методические подходы, в частности, определение значений взаимнокорреляционных функций.

Было изучено влияние толщинных и коллекторских свойств пласта в добывающих и нагнетательных скважинах на изменение максимальных значений взаимнокорреляционных функций для $R \geq 0,5$, т. е. исследовались добывающие скважины, испытывающие влияние закачки в пласт воды.

Проведенная парная корреляция на основе перебора функций различного вида позволила получить следующие наилучшие уравнения регрессии для скважин объектов группы 10:

$$R = 0,588 + 3,09 \cdot 10^{-3} H_{\text{общ}}^D, \quad (r = 0,061); \quad (4.41)$$

$$R = 0,549 + 1,38 \cdot 10^{-2} H_{\text{неф}}^D, \quad (r = 0,149); \quad (4.42)$$

$$R = e^{-0,702 + 4,28 \cdot 10^{-2} H_{\text{г}}^D}, \quad (r = 0,281); \quad (4.43)$$

$$R = 0,731 - 0,232 / H_{\text{п}}^D, \quad (r = 0,312); \quad (4.44)$$

$$R = 0,625 - 5,02 \cdot 10^{-3} n^D, \quad (r = 0,05); \quad (4.45)$$

$$R = 0,390 + 0,01m, \quad (r = 0,031); \quad (4.46)$$

$$R = e^{-0,696 + 4,36 \cdot 10^{-4} K_{\text{прон}}^D}, \quad (r = 0,647); \quad (4.47)$$

$$R = e^{-1,123 + 0,876 \alpha_{\text{ПС}}^D}, \quad (r = 0,594); \quad (4.48)$$

$$R = 0,483 + 1,63 \cdot 10^{-2} \rho_{\text{ИК}}^D, \quad (r = 0,486); \quad (4.49)$$

$$R = 0,540 + 1,09 / M_{БК}^D, \quad (r = 0,289); \quad (4.50)$$

$$R = 0,455 + 3,04 \cdot 10^{-3} K_H^D, \quad (r = 0,162); \quad (4.51)$$

$$R = 0,519 + 9,2 \cdot 10^{-3} H_{общ}^H, \quad (r = 0,231); \quad (4.52)$$

$$R = 0,539 + 1,07 \cdot 10^{-2} H_{перф}^H, \quad (r = 0,351); \quad (4.53)$$

$$R = 0,683 - 0,324 / H_{\mathcal{O}}^H, \quad (r = 0,202); \quad (4.54)$$

$$R = 0,704 - 0,159 / H_{II}^H, \quad (r = 0,247); \quad (4.55)$$

$$R = 0,628 - 3,24 \cdot 10^{-2} / n^H, \quad (r = 0,259); \quad (4.56)$$

$$R = 0,181 + 9,69 / m^H, \quad (r = 0,121); \quad (4.57)$$

$$R = e^{-0,67 + 3,41 \cdot 10^{-4} K_{прон}^H}, \quad (r = 0,492); \quad (4.58)$$

$$R = e^{-0,841 + 0,484 \alpha_{ПС}^H}, \quad (r = 0,918); \quad (4.59)$$

$$R = 0,716 - 0,648 / \rho_{ИК}^H, \quad (r = 0,306); \quad (4.60)$$

$$R = 0,494 + 1,77 / M_{БК}^H, \quad (r = 0,192); \quad (4.61)$$

$$R = 0,588 + 5,34 \cdot 10^{-4} K_H^H, \quad (r = 0,239); \quad (4.62)$$

$$R = 0,476 + 2 \cdot 10^{-4} F. \quad (r = 0,047); \quad (4.63)$$

Полученные зависимости показывают, что чем лучше коллекторские свойства пласта как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах, тем больше значения взаимнокорреляционных функций. Однако недостаточно высокие значения коэффициентов корреляции и значительные погрешности не позволяют использовать полученные зависимости в качестве эталонных для прогнозирования максимальных значений взаимнокорреляционных функций (R) по косвенным, геофизическим данным. В связи с этим было проведено геолого-статистическое моделирование с использованием многомерного регрессионного анализа.

Получена модель следующего вида:

$$R = 1,070 + 0,0003 K_{прон}^D - 0,009 M_{БК}^D + 0,010 H_{общ}^H + 0,010 H_{\mathcal{O}}^H + \quad (r = 0,929). \quad (4.64)$$

$$+ 0,044 H_{II}^H - 0,024 m^H - 0,036 \rho_{ИК}^H + 0,004 K_H^H - 0,0002 F,$$

Модель справедлива для интервалов изменения значений параметров, представленных в Таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Интервалы изменения параметров модели (4.64)

Параметры	Значения параметров		
	среднее	минимальное	максимальное
$H_{\text{общ}}^D$, м	8,63	2,0	20,8
$H_{\text{перф}}^D$, м	4,78	1,0	8,2
$H_{\text{Э}}^D$, м	4,75	1,8	10,4
$H_{\text{П}}^D$, м	2,53	0,9	8,0
n^D	2,04	1,0	3,0
m^D , %	22,4	19,6	24,6
$K_{\text{прон}}^D$, 10^{-3} мкм ²	451	110	1122
$\alpha_{\text{ПС}}^D$	0,71	0,56	0,95
$\rho_{\text{ИК}}^D$, Ом·м	8,08	5,0	12,0
K_H^D , %	52,4	34,1	66,0
$H_{\text{общ}}^H$, м	10,41	2,4	18,9
$H_{\text{перф}}^H$, м	5,57	2,6	9,2
$H_{\text{Э}}^H$, м	5,35	2,4	9,0
$H_{\text{П}}^H$, м	1,96	1,2	3,0
n^H	2,88	1,0	5,0
$H_{\text{Э}}^H$, м	5,35	2,4	9,0
$H_{\text{П}}^H$, м	1,96	1,2	3,0
n^H	2,88	1,0	5,0
m^H , %	22,5	18,4	24,3
$K_{\text{прон}}^H$, 10^{-3} мкм ²	500	110	1200
$\alpha_{\text{ПС}}^H$	0,71	0,49	0,90
$\rho_{\text{ИК}}^H$, Ом·м	6,9	5,0	10,0
$M_{\text{БК}}^H$, Ом·м	15,4	10,0	30,0
K_H^H , %	49,8	27,8	64,0
F , м	693	375	1125
R	0,62	0,51	0,89

Проведенная парная корреляция на основе перебора функций различного вида в условиях объектов группы 15 позволила получить следующие наилучшие уравнения регрессии:

$$R = 0,73 - 0,25 / H_{\text{общ}}^D, \quad (r = 0,07); \quad (4.65)$$

$$R = 0,59 + 0,015 H_{\text{перф}}^D, \quad (r = 0,27); \quad (4.66)$$

$$R = 0,56 + 0,002 H_9^D, \quad (r = 0,29); \quad (4.67)$$

$$R = 0,69 - 0,02 \ln n^D, \quad (r = 0,42); \quad (4.68)$$

$$R = 0,77 - 0,25 / H_{II}^D, \quad (r = 0,44); \quad (4.69)$$

$$R = e^{-1,57 + 0,057 m^D}, \quad (r = 0,08); \quad (4.70)$$

$$R = 0,34 + 0,067 \ln K_{\text{прон}}^D, \quad (r = 0,48); \quad (4.71)$$

$$R = 0,26 + 0,47 \alpha_{IC}^D, \quad (r = 0,40); \quad (4.72)$$

$$R = 0,30 + 0,14 \ln \rho_{IK}^D, \quad (r = 0,33); \quad (4.73)$$

$$R = 0,16 + 0,17 \ln M_{BK}^D, \quad (r = 0,42); \quad (4.74)$$

$$R = 0,90 - 13,1 / K_H^D, \quad (r = 0,36); \quad (4.75)$$

$$R = 0,45 + 0,12 \ln H_{\text{общ}}^H, \quad (r = 0,34); \quad (4.76)$$

$$R = 0,48 + 0,11 \ln H_{\text{перф}}^H, \quad (r = 0,43); \quad (4.77)$$

$$R = 0,58 + 0,02 H_9^H, \quad (r = 0,47); \quad (4.78)$$

$$R = 0,68 + 0,003 n^H, \quad (r = 0,40); \quad (4.79)$$

$$R = 1,23 - 11,45 / m^H, \quad (r = 0,02); \quad (4.80)$$

$$R = 0,75 - 12,1 / K_{\text{прон}}^H, \quad (r = 0,29); \quad (4.81)$$

$$R = 0,91 - 0,21 / \alpha_{IC}^H, \quad (r = 0,28); \quad (4.82)$$

$$R = 0,44 + 0,095 \ln \rho_{IK}^H, \quad (r = 0,12); \quad (4.83)$$

$$R = 0,81 - 2,37 / M_{BK}^H, \quad (r = 0,37); \quad (4.84)$$

$$R = 0,46 + 0,004 K_H^H, \quad (r = 0,31); \quad (4.85)$$

$$R = 0,05 + 6,3 \cdot 10^{-5} F, \quad (r = 0,05). \quad (4.86)$$

Из полученных уравнений видно, что, как и в условиях объектов группы 10, чем лучше коллекторские свойства пласта как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах, тем больше значения взаимнокорреляционных функций. Однако степень этого влияния имеет иной характер. Иным является и набор

геофизических параметров. Аналогично предыдущей группе объектов, недостаточно высокие значения коэффициентов корреляции не позволяют использовать полученные зависимости в качестве эталонных для прогнозирования взаимокорреляционных функций по косвенным данным. Поэтому для практического использования предлагается многомерная модель вида:

$$R = -0,138 - 0,0084H_{\text{общ}}^D - 0,020H_{\text{перф}}^D + 0,030H_{\text{э}}^D + 0,038m^D + \\ + 0,0115H_{\text{э}}^H + 0,0087\rho_{\text{ИК}}^H - 0,0003F. \quad (r = 0,821). \quad (4.87)$$

Модель справедлива для интервалов изменения значений параметров, представленных в Таблице 4.7

Таблица 4.7 – Интервалы изменения параметров модели (4.87)

Параметры	Значения параметров		
	среднее	минимальное	максимальное
$H_{\text{общ}}^D$, м	8,38	1,4	19,8
$H_{\text{перф}}^D$, м	6,79	2,0	12,5
$H_{\text{э}}^D$, м	6,31	1,9	11,6
$H_{\text{п}}^D$, м	4,57	1,1	11,6
n^D	1,72	1,0	4
m^D , %	20,6	15,0	22,8
$K_{\text{прон}}^D$, 10^{-3} мкм ²	219	6	380
$\alpha_{\text{ПС}}^D$	0,91	0,55	1,0
$\rho_{\text{ИК}}^D$, Ом·м	15,9	6	25

Продолжение табл. 4.7

Параметры	Значения параметров		
	среднее	минимальное	максимальное
$M_{БК}^D$, Ом·м	22,7	13	40
K_H^D , %	64,5	36	78
$H_{общ}^H$, м	7,24	2,2	12,7
$H_{перф}^H$, м	7,30	1,4	16,0
H_{Σ}^H , м	6,55	2,2	11,6
H_{II}^H , м	4,63	1,1	9,4
n^H	1,58	1,0	3
m^H , %	21,1	17,9	23
$K_{прон}^H$, 10^{-3} мкм ²	246	58	470
$\alpha_{ПС}^H$	0,92	0,80	1,0
$\rho_{ИК}^H$, Ом·м	15,9	5	29
$M_{БК}^H$, Ом·м	21,7	11	36
K_H^H , %	64,6	44,9	80,0
F , м	578	175	750
R	0,69	0,50	0,90

4.3.3 Использование данных геофизических исследований для оценки дебитов добывающих скважин

Исходя из вышесказанного необходимо отметить, что при выборе очагов под нагнетание важно иметь представление о максимально возможных дебитах. Одним из методов их прогнозирования является достоверное определение взаимосвязи данного параметра с показателями геофизических исследований.

По скважинам 15-й группы объектов проведен поиск удовлетворительных зависимостей между максимальной оптимальной месячной добычей жидкости

$(q_{\text{ж}}^{\text{max}})$ и рассматриваемыми геолого-геофизическими и технологическими параметрами при значениях ВКФ больше или равного 0,5.

Наилучшие полученные зависимости описываются функциями следующего вида:

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 2924 + 1062 / H_{\text{обц}}^{\text{Д}}, \quad (r = 0,104); \quad (4.88)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 3087 + 2,39H_{\text{перф}}^{\text{Д}}, \quad (r = 0,250); \quad (4.89)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 3437 - 1600 / H_{\text{э}}^{\text{Д}}, \quad (r = 0,189); \quad (4.90)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 2593 + 389H_{\text{П}}^{\text{H}}, \quad (r = 0,298); \quad (4.91)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 2697 + 549 / n^{\text{Д}}, \quad (r = 0,137); \quad (4.92)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 5122 - 41336 / m^{\text{Д}}, \quad (r = 0,109); \quad (4.93)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 2556 + 105 \ln K_{\text{прон}}^{\text{Д}}, \quad (r = 0,355); \quad (4.94)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 4219 - 999 / \alpha_{\text{ПС}}^{\text{Д}}, \quad (r = 0,298); \quad (4.95)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 2612 + 30,9\rho_{\text{ИК}}^{\text{Д}}, \quad (r = 0,315); \quad (4.96)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 1932 + 380M_{\text{БК}}^{\text{Д}}, \quad (r = 0,307); \quad (4.97)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 3641 - 33511 / K_{\text{H}}^{\text{Д}}, \quad (r = 0,189); \quad (4.98)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 3554 - 2669 / H_{\text{обц}}^{\text{H}}, \quad (r = 0,197); \quad (4.99)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 3522 - 2317 / H_{\text{перф}}^{\text{H}}, \quad (r = 0,190); \quad (4.100)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 2570 + 81,5H_{\text{э}}^{\text{H}}, \quad (r = 0,247); \quad (4.101)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 2347 + 163H_{\text{П}}^{\text{H}}, \quad (r = 0,263); \quad (4.102)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 2593 + 702 / n^{\text{H}}, \quad (r = 0,187); \quad (4.103)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 3307 - 9,67m^{\text{H}}, \quad (r = 0,129); \quad (4.104)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 3308 - 39947 / K_{\text{прон}}^{\text{H}}, \quad (r = 0,254); \quad (4.105)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 4099 - 916 / \alpha_{\text{ПС}}^{\text{H}}, \quad (r = 0,299); \quad (4.106)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 2651 + 5612 / \rho_{\text{ИК}}^{\text{H}}, \quad (r = 0,302); \quad (4.107)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 2541 + 10984 / M_{\text{БК}}^{\text{H}}, \quad (r = 0,217); \quad (4.108)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 3800 - 10,68K_{\text{H}}^{\text{H}}, \quad (r = 0,173); \quad (4.109)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 2885 + 111725 / F, \quad (r = 0,114); \quad (4.110)$$

$$q_{\text{ж}}^{\text{max}} = 4618 - 1005 / R, \quad (r = 0,171). \quad (4.111)$$

Низкие значения коэффициентов корреляции (r) зависимостей не позволяют использовать уравнения (4.88) – (4.111) для прогноза добычи жидкости.

Комплексный учет влияния рассматриваемых параметров на добычу проведен на втором этапе с использованием многомерной регрессии для различных интервалов изменения взаимнокорреляционных функций. При $R < 0,5$ в условиях отсутствия влияния закачки на добычу жидкости использовались параметры только по добывающим скважинам. Получены следующие модели:

– при $R < 0,5$:

$$q_{ж}^{\max} = 1014 - 3,358K_{прон}^D + 2229\alpha_{ПС}^D + 126H_{общ}^D - 240H_{\mathcal{E}}^D + 180H_{\Pi}^D - 39,8\rho_{ИК}^D; \quad (4.112)$$

– при $0,5 \leq R < 0,55$:

$$q_{ж}^{\max} = 1331 - 4,407K_{прон}^D + 2925\alpha_{ПС}^D + 165H_{общ}^H - 314H_{\mathcal{E}}^H + 236H_{\Pi}^H - 52,5\rho_{ИК}^H; \quad (4.113)$$

– при $0,55 \leq R < 0,60$:

$$q_{ж}^{\max} = 1458 - 4,827K_{прон}^D + 3204\alpha_{ПС}^D + 180H_{общ}^H - 344H_{\mathcal{E}}^H + 259H_{\Pi}^H - 57,2\rho_{ИК}^H; \quad (4.114)$$

– при $0,60 \leq R < 0,65$:

$$q_{ж}^{\max} = 1584 - 5,247K_{прон}^D + 3482\alpha_{ПС}^D + 196H_{общ}^H - 374H_{\mathcal{E}}^H + 281H_{\Pi}^H - 62,2\rho_{ИК}^H; \quad (4.115)$$

– при $0,65 \leq R < 0,70$:

$$q_{ж}^{\max} = 1711 - 5,666K_{прон}^D + 3760\alpha_{ПС}^D + 212H_{общ}^H - 404H_{\mathcal{E}}^H + 304H_{\Pi}^H - 67,2\rho_{ИК}^H; \quad (4.116)$$

– при $0,70 \leq R < 0,75$:

$$q_{ж}^{\max} = 1838 - 6,086K_{прон}^D + 4039\alpha_{ПС}^D + 228H_{общ}^H - 434H_{\mathcal{E}}^H + 326H_{\Pi}^H - 72,1\rho_{ИК}^H; \quad (4.117)$$

– при $0,75 \leq R < 0,80$:

$$q_{ж}^{\max} = 1965 - 6,506K_{прон}^D + 4318\alpha_{ПС}^D + 243H_{общ}^H - 464H_{\mathcal{E}}^H + 349H_{\Pi}^H - 77,1\rho_{ИК}^H; \quad (4.118)$$

– при $0,80 \leq R < 0,85$:

$$q_{ж}^{\max} = 2091 - 6,926K_{\text{прон}}^D + 4597\alpha_{\text{ПС}}^D + 259H_{\text{общ}}^H - 494H_{\text{э}}^H + 371H_{\text{п}}^H - 82,1\rho_{\text{ИК}}^H; \quad (4.119)$$

– при $0,85 \leq R < 0,90$:

$$q_{ж}^{\max} = 2218 - 7,346K_{\text{прон}}^D + 4875\alpha_{\text{ПС}}^D + 275H_{\text{общ}}^H - 524H_{\text{э}}^H + 394H_{\text{п}}^H - 87,1\rho_{\text{ИК}}^H; \quad (4.120)$$

– при $0,90 \leq R < 0,95$:

$$q_{ж}^{\max} = 2345 - 7,765K_{\text{прон}}^D + 5153\alpha_{\text{ПС}}^D + 290H_{\text{общ}}^D - 554H_{\text{э}}^D + 416H_{\text{п}}^D - 92,0\rho_{\text{ИК}}^H; \quad (4.121)$$

– при $0,95 \leq R < 1,00$:

$$q_{ж}^{\max} = 2472 - 8,185K_{\text{прон}}^D + 5433\alpha_{\text{ПС}}^D + 306H_{\text{общ}}^H - 584H_{\text{э}}^H + 439H_{\text{п}}^H - 97,0\rho_{\text{ИК}}^H. \quad (4.122)$$

Коэффициенты множественной корреляции полученных моделей изменяются от 0,62 до 0,85, т. е. достаточно высоки и могут быть использованы в практических целях.

Так, например, при вводе простаивающих скважин в эксплуатацию или при переводе с другого горизонта необходимо знать, какие из них будут испытывать влияние закачки и каков будет их дебит по жидкости. После этого, исходя из конкретной обстановки, те или иные скважины вводятся в эксплуатацию.

Для ответа на вопросы о влиянии закачки и дебите предлагается следующий алгоритм:

– по каждой паре скважин (добывающая – нагнетательная) по значениям $H_{\text{э}}^D$, $K_{\text{прон}}^D$, $\rho_{\text{ИК}}^D$, $H_{\text{э}}^H$, $K_{\text{прон}}^H$, $\rho_{\text{ИК}}^H$, F рассчитывается параметр успешности заводнения по формуле (4.13). Если $P_{\text{уз}} \geq P_{\text{уз}}^{\min} = 0,45 \text{ мкм}^4 \cdot \text{Ом}^2 \cdot \text{м}^3$, то добывающая скважина однозначно будет испытывать влияние закачки, и по формуле (4.87) рассчитывается значение взаимнокорреляционной функции, после чего выбирается одна из моделей (4.113)–(4.122) и по ней рассчитывается значение максимальной оптимальной месячной добычи жидкости.

Если $P_{\text{уз}} < P_{\text{уз}}^{\min} = 0,45 \text{ мкм}^4 \cdot \text{Ом}^2 \cdot \text{м}^3$, то по уравнениям (4.27) и (4.28) рассчитываются значения канонических переменных y_1 и y_2 и определяется местоположение точек на Рисунке 4.5. При попадании расчетного значения в

область, где $R \geq 0,5$, проводятся расчеты, приведенные выше. При $R < 0,5$ сразу рассчитывается значение максимальной оптимальной месячной добычи по формуле (4.112);

– по полученным результатам принимается управляющее решение, исходя из установок пользователя.

В условиях скважин объектов группы 10 наилучшие зависимости описываются функциями следующего вида:

$$q_{\text{Ж}}^{\text{max}} = 279 - 0,51H_{\text{общ}}^D, \quad (r = 0,018); \quad (4.123)$$

$$q_{\text{Ж}}^{\text{max}} = 311 - 139 / H_{\text{перф}}^D, \quad (r = 0,090); \quad (4.124)$$

$$q_{\text{Ж}}^{\text{max}} = 128 + 37,1H_{\text{э}}^D, \quad (r = 0,186); \quad (4.125)$$

$$q_{\text{Ж}}^{\text{max}} = 210 + 118 \ln H_{\text{п}}^D, \quad (r = 0,461); \quad (4.126)$$

$$q_{\text{Ж}}^{\text{max}} = 303 - 19,9n^D, \quad (r = 0,178); \quad (4.127)$$

$$q_{\text{Ж}}^{\text{max}} = 28,2 + 10,9m^D, \quad (r = 0,070); \quad (4.128)$$

$$q_{\text{Ж}}^{\text{max}} = e^{5,06 + 1,29 \cdot 10^{-3} K_{\text{прон}}^D}, \quad (r = 0,802); \quad (4.129)$$

$$q_{\text{Ж}}^{\text{max}} = -225 + 734\alpha_{\text{ПС}}^D, \quad (r = 0,703); \quad (4.130)$$

$$q_{\text{Ж}}^{\text{max}} = 108 + 20,2\rho_{\text{ИК}}^D, \quad (r = 0,512); \quad (4.131)$$

$$q_{\text{Ж}}^{\text{max}} = 193 + 5,59M_{\text{БК}}^D, \quad (r = 0,252); \quad (4.132)$$

$$q_{\text{Ж}}^{\text{max}} = 21,6 + 4,99K_{\text{H}}^D, \quad (r = 0,122). \quad (4.133)$$

Значимыми являются связи максимальной оптимальной месячной добычи жидкости со средней толщиной нефтенасыщенных пропластков, сопротивлением пласта по ИК, коэффициентом проницаемости, относительной амплитудой ПС.

Комплексный учет влияния рассматриваемых параметров на добычу жидкости позволил получить следующие модели:

– при $R < 0,5$:

$$q_{ж}^{\max} = 163 + 7,74H_{\mathcal{G}}^{\mathcal{D}} - 24,5n^{\mathcal{D}} + 0,51K_{\text{прон}}^{\mathcal{D}} + 23,3\rho_{\text{ИК}}^{\mathcal{D}} - 4,86K_H^{\mathcal{D}}; \quad (4.134)$$

– при $0,5 \leq R < 0,55$:

$$q_{ж}^{\max} = 171 + 8,13H_{\mathcal{G}}^{\mathcal{D}} - 25,7n^{\mathcal{D}} + 0,54K_{\text{прон}}^{\mathcal{D}} + 24,5\rho_{\text{ИК}}^{\mathcal{D}} - 5,10K_H^{\mathcal{D}}; \quad (4.135)$$

– при $0,55 \leq R < 0,60$:

$$q_{ж}^{\max} = 187 + 8,90H_{\mathcal{G}}^{\mathcal{D}} - 28,2n^{\mathcal{D}} + 0,59K_{\text{прон}}^{\mathcal{D}} + 26,8\rho_{\text{ИК}}^{\mathcal{D}} - 5,87K_H^{\mathcal{D}}; \quad (4.136)$$

– при $0,60 \leq R < 0,65$:

$$q_{ж}^{\max} = 204 + 9,68H_{\mathcal{G}}^{\mathcal{D}} - 30,6n^{\mathcal{D}} + 0,64K_{\text{прон}}^{\mathcal{D}} + 29,1\rho_{\text{ИК}}^{\mathcal{D}} - 6,08K_H^{\mathcal{D}}; \quad (4.137)$$

– при $0,65 \leq R < 0,70$:

$$q_{ж}^{\max} = 220 + 10,45H_{\mathcal{G}}^{\mathcal{D}} - 33,1n^{\mathcal{D}} + 0,69K_{\text{прон}}^{\mathcal{D}} + 31,4\rho_{\text{ИК}}^{\mathcal{D}} - 7,29K_H^{\mathcal{D}}; \quad (4.138)$$

– при $0,70 \leq R < 0,75$:

$$q_{ж}^{\max} = 236 + 11,2H_{\mathcal{G}}^{\mathcal{D}} - 35,5n^{\mathcal{D}} + 0,74K_{\text{прон}}^{\mathcal{D}} + 33,8\rho_{\text{ИК}}^{\mathcal{D}} - 7,05K_H^{\mathcal{D}}; \quad (4.139)$$

– при $0,75 \leq R < 0,80$:

$$q_{ж}^{\max} = 253 + 12,0H_{\mathcal{G}}^{\mathcal{D}} - 38,0n^{\mathcal{D}} + 0,79K_{\text{прон}}^{\mathcal{D}} + 36,1\rho_{\text{ИК}}^{\mathcal{D}} - 7,53K_H^{\mathcal{D}}; \quad (4.140)$$

– при $0,80 \leq R < 0,85$:

$$q_{ж}^{\max} = 269 + 12,8H_{\mathcal{G}}^{\mathcal{D}} - 40,4n^{\mathcal{D}} + 0,84K_{\text{прон}}^{\mathcal{D}} + 38,4\rho_{\text{ИК}}^{\mathcal{D}} - 8,02K_H^{\mathcal{D}}; \quad (4.141)$$

– при $0,85 \leq R < 0,90$:

$$q_{ж}^{\max} = 285 + 13,5H_{\mathcal{G}}^{\mathcal{D}} - 42,9n^{\mathcal{D}} + 0,89K_{\text{прон}}^{\mathcal{D}} + 40,8\rho_{\text{ИК}}^{\mathcal{D}} - 8,51K_H^{\mathcal{D}}. \quad (4.142)$$

В общем виде при изменении максимальных значений взаимнокорреляционных функций от 0,5 до 0,9:

$$q_{ж}^{\max} = (326 + 15,48H_{\mathcal{O}}^D - 49n^D + 1,02K_{\text{прон}}^D + 46,6\rho_{\text{ИК}}^D - 9,72K_H^D) \cdot (1,070 + 0,0003K_{\text{прон}}^D - 0,009M_{\text{БК}}^H + 0,010H_{\text{общ}}^H + 0,016H_{\mathcal{O}}^H + 0,044H_{\Pi}^H - 0,024m^H - 0,036\rho_{\text{ИК}}^H + 0,004K_H^H - 0,0002F). \quad (4.143)$$

Полученные результаты могут быть использованы, например, при выборе очагов под нагнетание воды в пласт путем перевода добывающих скважин в нагнетательные.

Алгоритм решения этой задачи будет следующим:

– по каждой паре скважин (добывающая – нагнетательная) по значениям $H_{\mathcal{O}}^D$, $K_{\text{прон}}^D$, $H_{\mathcal{O}}^H$, $K_{\text{прон}}^H$, F рассчитывается параметр эффективности заводнения по формуле (4.16):

– если $P_{\text{уз}} \geq P_{\text{уз}}^{\min} = 4,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^4 \cdot \text{Ом}^2 \cdot \text{м}^3$, то однозначно добывающая скважина будет испытывать влияние закачки, и по формуле (4.64) рассчитывается значение взаимнокорреляционной функции, которое показывает степень влияния закачки на добычу. Далее по значению взаимнокорреляционной функции выбирается одна из моделей (4.135)–(4.142), и по ней рассчитывается значение максимальной оптимальной месячной добычи жидкости;

– если $P_{\text{уз}} < P_{\text{уз}}^{\min}$, то по уравнению (4.40) рассчитывается значение канонической переменной y_1 . При $y_1 \geq 0$ – $R \geq 0,5$ проводятся расчеты, приведенные выше. При $y_1 < 0$ – $R < 0,5$ значения максимальной оптимальной месячной добычи жидкости рассчитываются по формуле (4.134);

– после анализа дебитов добывающих скважин, окружающих очаговую нагнетательную, делается вывод о целесообразности организации закачки в пласт воды.

4.4 Прогноз и оценка степени выработки запасов при разработке залежей с использованием заводнения на основе геолого статистического моделирования

Как было отмечено выше, моделирование процесса нефтеизвлечения на основе обобщения фактического материала по залежам, находящимся длительное время в разработке, позволяет получить зависимости для решения широкого круга вопросов повышения эффективности использования активов нефтяных компаний. В связи с этим было проведено построение моделей по анализируемым залежам групп объектов, представленных на схеме Рисунков 1.17–1.26.

В качестве функции были рассчитаны и использованы значения конечного коэффициента извлечения нефти KIN_K^3 при разработке залежей с использованием внутриконтурного заводнения. Значения KIN_K^3 рассчитывались на момент проведения анализа с использованием метода А. В. Копытова, который позволяет по тангенсу угла наклона прямой в координатах $\sum Q_H \cdot t - t$, где $\sum Q_H$ – накопленная добыча нефти; t – время с начала разработки объекта, определить величину прогнозных извлекаемых запасов нефти при существующей технологии. Выбор метода определялся широким его использованием и высокой достоверностью прогноза, отмечаемую различными исследователями.

Для сравнения эффективности заводнения на анализируемых залежах по сравнению с разработкой их на естественных режимах были рассчитаны соответствующие значения конечных коэффициентов извлечения нефти по формуле (3.5).

В качестве аргументов использовались: средние значения эффективной нефтенасыщенной толщины в пределах объекта (H_{Σ}) и в зоне разбуривания (H_{Σ}^P), среднеквадратичное отклонение ($\sigma_{H_{\Sigma}}$), коэффициент вариации ($W_{H_{\Sigma}}$), энтропия ($\mathcal{E}_{H_{\Sigma}}$), относительная энтропия ($\bar{\mathcal{E}}_{H_{\Sigma}}$), параметр неоднородности (Π_m) эффективной нефтенасыщенной толщины; среднее значение (H_{II}), среднеквадратичное отклонение ($\sigma_{H_{II}}$), коэффициент вариации ($W_{H_{II}}$), энтропия

($\mathcal{E}_{H\Pi}$), относительная энтропия ($\overline{\mathcal{E}}_{H\Pi}$), параметр неоднородности ($\Pi_{H\Pi}$) толщины нефтенасыщенных пропластков; средние значения коэффициентов проницаемости ($K_{прон}$), нефтенасыщенности (K_H), пористости по данным лабораторных (m_K) и геофизических (m_r) исследований, среднеквадратичное отклонение (σ_m), вариация (W_m), энтропия ($\mathcal{E}_m$), относительная энтропия ($\overline{\mathcal{E}}_m$), параметр неоднородности (Π_m) пористости по данным геофизических исследований; коэффициент расчлененности (K_p), доля пород-коллекторов в общей толщине пласта (K_Π), комплексный показатель неоднородности ($K_{неод}$); коэффициент продуктивности ($K_{прод}$); вязкость (μ_H), относительная вязкость (μ_o), плотность (ρ_H) пластовой нефти, пластовый газовый фактор (G), давление насыщения нефти газом ($P_{нас}$); начальное пластовое давление ($P_{пл}$), температура ($t_{пл}$), глубина залегания пласта ($H_{зал}$); плотность сетки добывающих скважин (ПСС); отношение количества добывающих скважин к нагнетательным (N_D/N_H).

4.4.1 Влияние интенсивности воздействия на залежи на степень выработки запасов в условиях различных тектонико-стратиграфических элементов

Известно, что наиболее значимыми параметрами, оказывающими влияние на нефтеотдачу, являются параметры воздействия на залежи нефти при разработке их с использованием заводнения – плотность сетки скважин и соотношение количества добывающих скважин к нагнетательным.

Именно поэтому на первом этапе комплексного моделирования было изучено влияние этих параметров на KIN_K^3 .

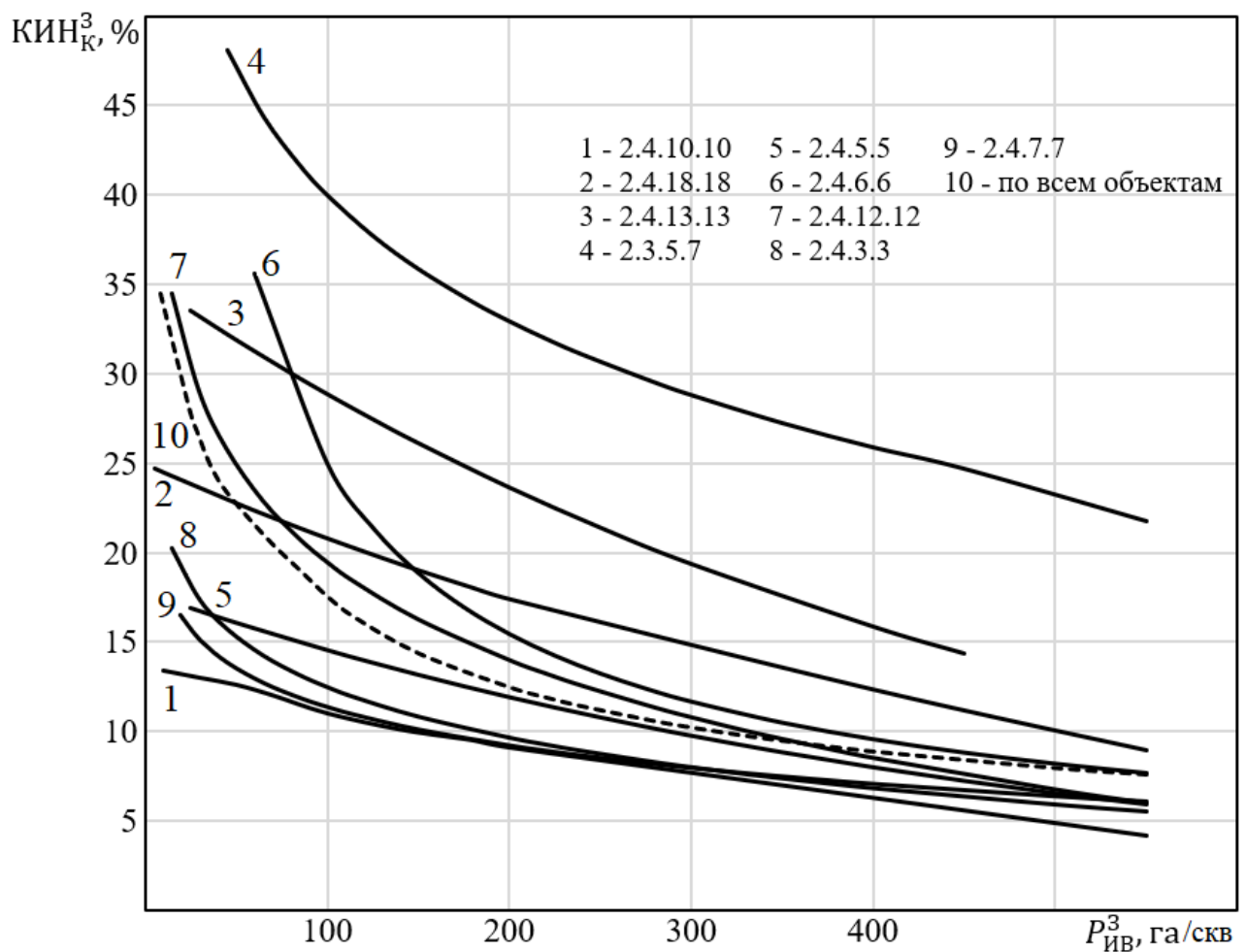
Параметр интенсивности воздействия при использовании внутриконтурного заводнения был представлен в следующем виде:

$$P_{ив}^3 = ПСС \frac{N_D}{N_H}, \quad (4.144)$$

где N_D – количество добывающих скважин;

N_H – количество нагнетательных скважин.

На Рисунке 4.6 и в Таблице 4.8 представлены зависимости, уравнения регрессии, значения коэффициентов детерминации по группам объектов, разделенных по тектонико-стратиграфическому принципу, характеризующие связь конечного коэффициента извлечения нефти от параметра интенсивности воздействия при разработке залежей в режиме вытеснения нефти водой.



Шифр кривых – номер группы объектов (Рисунки 1.17–1.26)

Рисунок 4.6 – Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти от параметра интенсивности воздействия при внутриконтурном заводнении

Таблица 4.8 – Зависимости, описывающие наилучшим образом влияние $P_{\text{ИБ}}^3$ на КИН_K^3

Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации (R^2)	Номер уравнения
2.4.10.10	$\text{КИН}_K^3 = 97,5577(P_{\text{ИБ}}^3)^{-0,4849}$	0,047	(4.145)
2.4.18.18	$\text{КИН}_K^3 = e^{2,7543-0,0034P_{\text{ИБ}}^3}$	0,516	(4.146)
2.4.13.13	$\text{КИН}_K^3 = 29,16 e^{-0,007P_{\text{ИБ}}^3}$	0,776	(4.147)
2.3.5.7	$\text{КИН}_K^3 = -4,2765 \ln(P_{\text{ИБ}}^3) + 31,4356$	0,228	(4.148)
2.4.5.5	$\text{КИН}_K^3 = 17,775e^{-0,002P_{\text{ИБ}}^3}$	0,638	(4.149)
2.4.6.6	$\text{КИН}_K^3 = 613,11P_{\text{ИБ}}^3^{-0,695}$	0,560	(4.150)
2.4.12.12	$\text{КИН}_K^3 = -0,03P_{\text{ИБ}}^3 + 15,2667$	0,317	(4.151)
2.4.3.3	$\text{КИН}_K^3 = -4,271 \ln(P_{\text{ИБ}}^3) + 31,187$	0,361	(4.152)
2.4.7.7	$\text{КИН}_K^3 = e^{2,7802-0,0031P_{\text{ИБ}}^3}$	0,542	(4.153)
Все объекты	$\text{КИН}_K^3 = 169,59P_{\text{ИБ}}^3^{-0,493}$	0,255	(4.154)

Видно, что каждая группа объектов имеет свои зависимости (получены путем перебора функций различного вида и отбора по наибольшим значениям R^2), которые указывают на различие в степени и характере влияния плотности сетки скважин и отношения количества добывающих скважин к нагнетательным на степень выработки запасов. Наблюдается значительный разброс кривых (Рисунок 4.6) относительно общей зависимости, построенной по всем объектам. Высокие значения коэффициентов детерминации (Таблица 4.8 – уравнения (4.145)–(4.154)) позволяют использовать полученные зависимости в практике для решения широкого круга задач разработки.

Необходимо отметить, что зависимость, построенная по всем объектам, характеризуется наименьшим коэффициентом детерминации, за исключением объектов группы 2.4.10.10 и 2.3.5.7. Его значение ($R^2 = 0,255$) на 72,6 % ниже, чем в среднем по объектам выделенных групп ($R^2_{\text{ср}} = 0,440$) и говорит о необходимости дифференцированного подхода к принятию управляющих решений.

Из Рисунка 4.6 также видно, что степень выработки запасов залежей наиболее трещиноватых известняков фаменского яруса Южно-Татарского свода в

2 и более раз выше, чем в условиях объектов других групп. Также относительно высокими значениями KIN_K^3 характеризуются обладающие наибольшей трещиноватостью пород-коллекторов среди залежей турнейского яруса, известняки Благовещенской впадины. Большую степень выработки залежей фаменского и турнейского яруса по сравнению с объектами, например, каширского горизонта также можно объяснить и меньшей вязкостью добываемой нефти.

Анализ показал, что и в пределах выделенных групп объектов кроме ПСС и отношения N_d/N_n на величину KIN_K^3 также оказывает существенное влияние $K_{\text{прод}}$, определенный в период от момента выхода скважин на максимальный оптимальный дебит и до момента его снижения на 10–15 %, т. е. в период, когда он в наибольшей мере отражает реальные свойства пласта в точке вскрытия его скважиной.

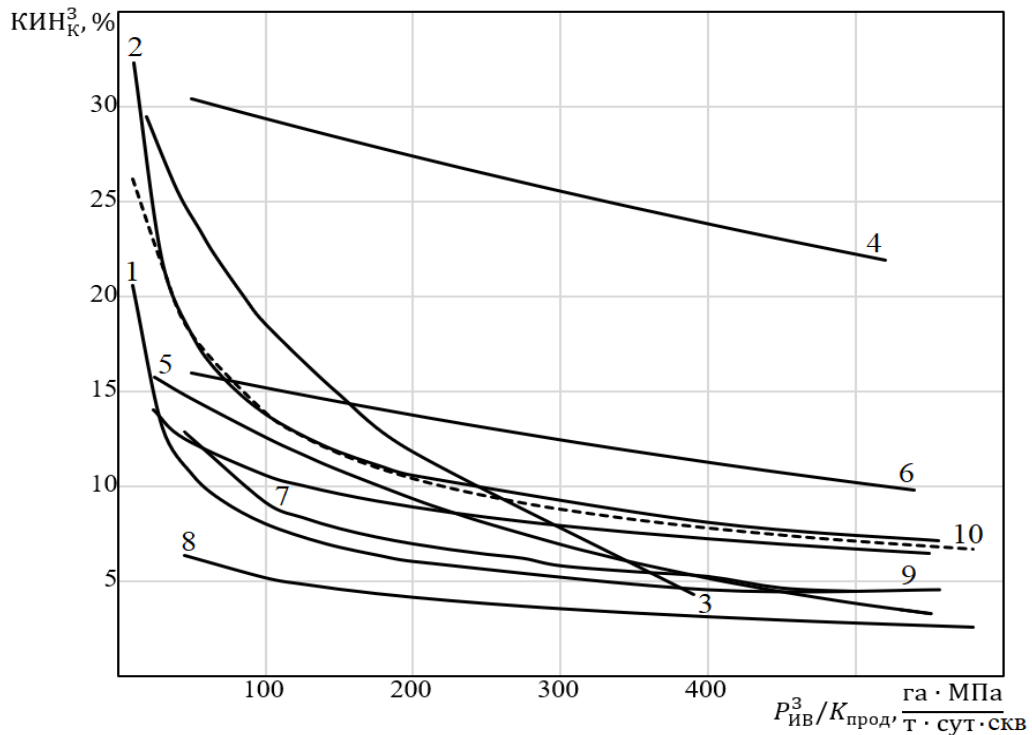
Поэтому на втором этапе было изучено совместное влияние параметра интенсивности воздействия и коэффициента продуктивности на конечный коэффициент извлечения нефти.

При совместном использовании значений произведения соотношения количества добывающих скважин к нагнетательным, плотности сетки скважин и продуктивности, как видно из Таблицы 4.9, значения коэффициентов детерминации полученных зависимостей увеличиваются по сравнению с зависимостями, полученными без учета $K_{\text{прод}}$ как по группам объектов, так и в целом по всем месторождениям. Так, в среднем, по выделенным группам объектов коэффициент детерминации увеличился с 0,432 до 0,507, а в целом по всем объектам – с 0,255 до 0,432, т. е. при решении задач, направленных на повышение эффективности разработки залежей с использованием заводнения продуктивных горизонтов, необходимо оперировать величиной удельного параметра интенсивности воздействия, приведенного к коэффициенту продуктивности.

Таблица 4.9 – Зависимости, описывающие наилучшим образом влияние $P_{ИВ}^3/K_{прод}$ на $КИН_K^3$

Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации (R^2)	Номер уравнения
2.4.10.10	$КИН_K^3 = -4,9363 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 33,9074$	0,324	(4.155)
2.4.18.18	$КИН_K^3 = 81,395(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,385}$	0,379	(4.156)
2.4.13.13	$КИН_K^3 = 214,0318(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,5718}$	0,679	(4.157)
2.3.5.7	$КИН_K^3 = 29,678e^{(-7 \cdot 10^{-4} P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,373	(4.158)
2.4.5.5	$КИН_K^3 = 16,974e^{-0,003(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,696	(4.159)
2.4.6.6	$КИН_K^3 = 123,17(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,329}$	0,700	(4.160)
2.4.12.12	$КИН_K^3 = 44,156(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,319}$	0,467	(4.161)
2.4.3.3	$КИН_K^3 = -1,483 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 12,007$	0,354	(4.162)
2.4.7.7	$КИН_K^3 = e^{-2,1784 - 0,0041(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,595	(4.163)
Все объекты	$КИН_K^3 = 94,639(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,417}$	0,432	(4.164)

Зависимости, представленные на Рисунке 4.7 показывают, что в среднем при значениях $P_{ИВ}^3/K_{прод} > 100$ га·МПа/т·сут·скв влияние плотности сетки скважин и отношения количества добывающих скважин к нагнетательным на выработку запасов снижается, однако индивидуальная граница в условиях выделенных групп объектов имеет свои значения, что говорит о необходимости дифференцированного подхода при принятии тех или иных решений при оптимизации сеток скважин и выборе систем заводнения.



Шифр кривых – аналогичен шифру на рисунке 4.6

Рисунок 4.7 – Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти от отношения параметра интенсивности воздействия к коэффициенту продуктивности при внутриконтурном заводнении

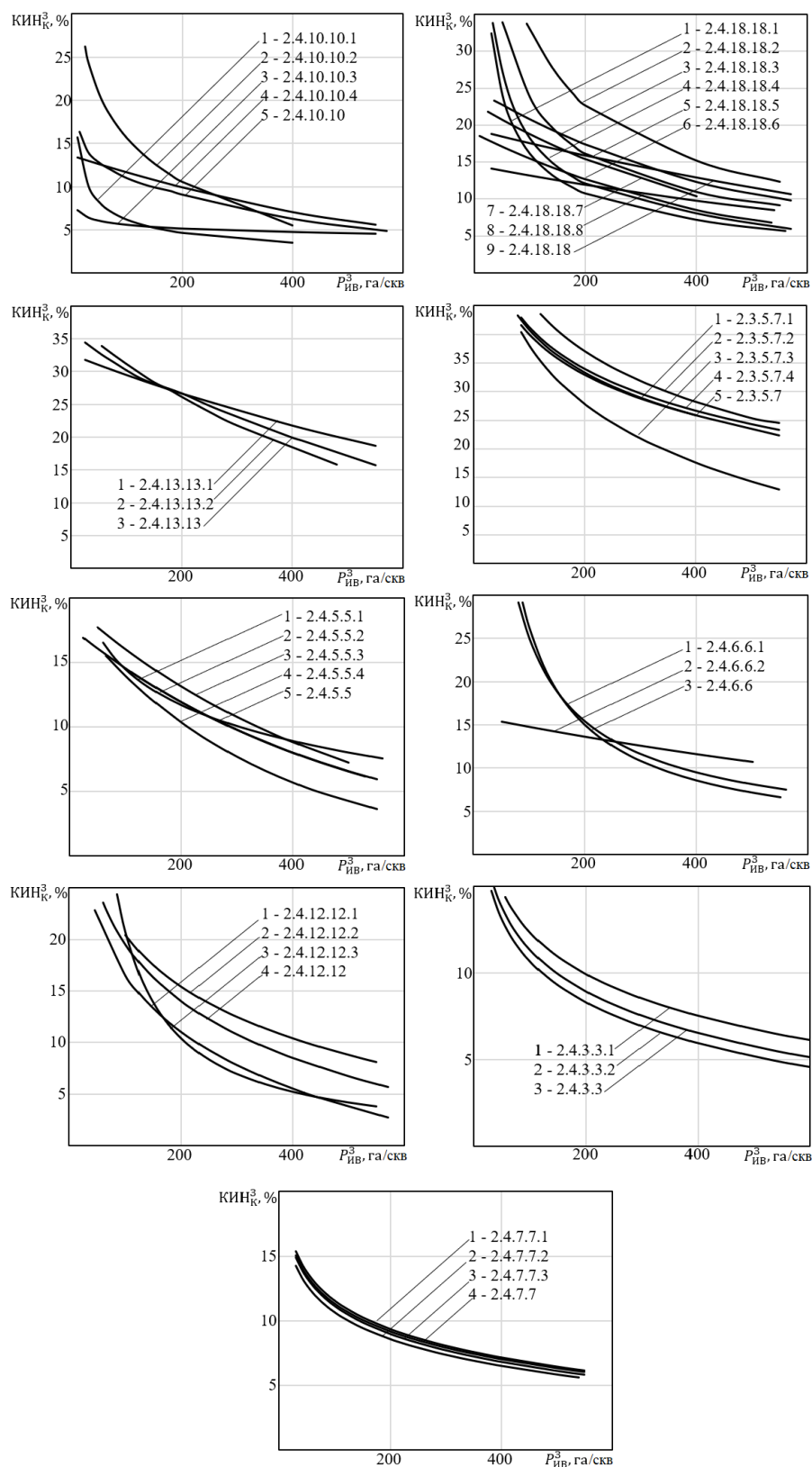
4.4.2 Влияние интенсивности воздействия на залежи на степень выработки запасов в условиях глубокой идентификации

На Рисунках 1.17–1.26 представлена схема, которая отражает результаты проведения глубокой идентификации объектов разработки в пределах выделенных тектонико-стратиграфических элементов. Возникает вопрос, насколько модели, построенные по группам объектов, выделенных при этой идентификации, отличаются от моделей, построенных в целом по этим элементам, и какова теснота связи между параметрами, входящими в модели.

Анализ зависимостей, представленных на Рисунке 4.8, показал, что в условиях залежей каширского горизонта Башкирского свода кривые по объектам, выделенным в результате глубокой идентификации, располагаются достаточно близко к кривой, построенной в целом для этой тектонико-стратиграфической

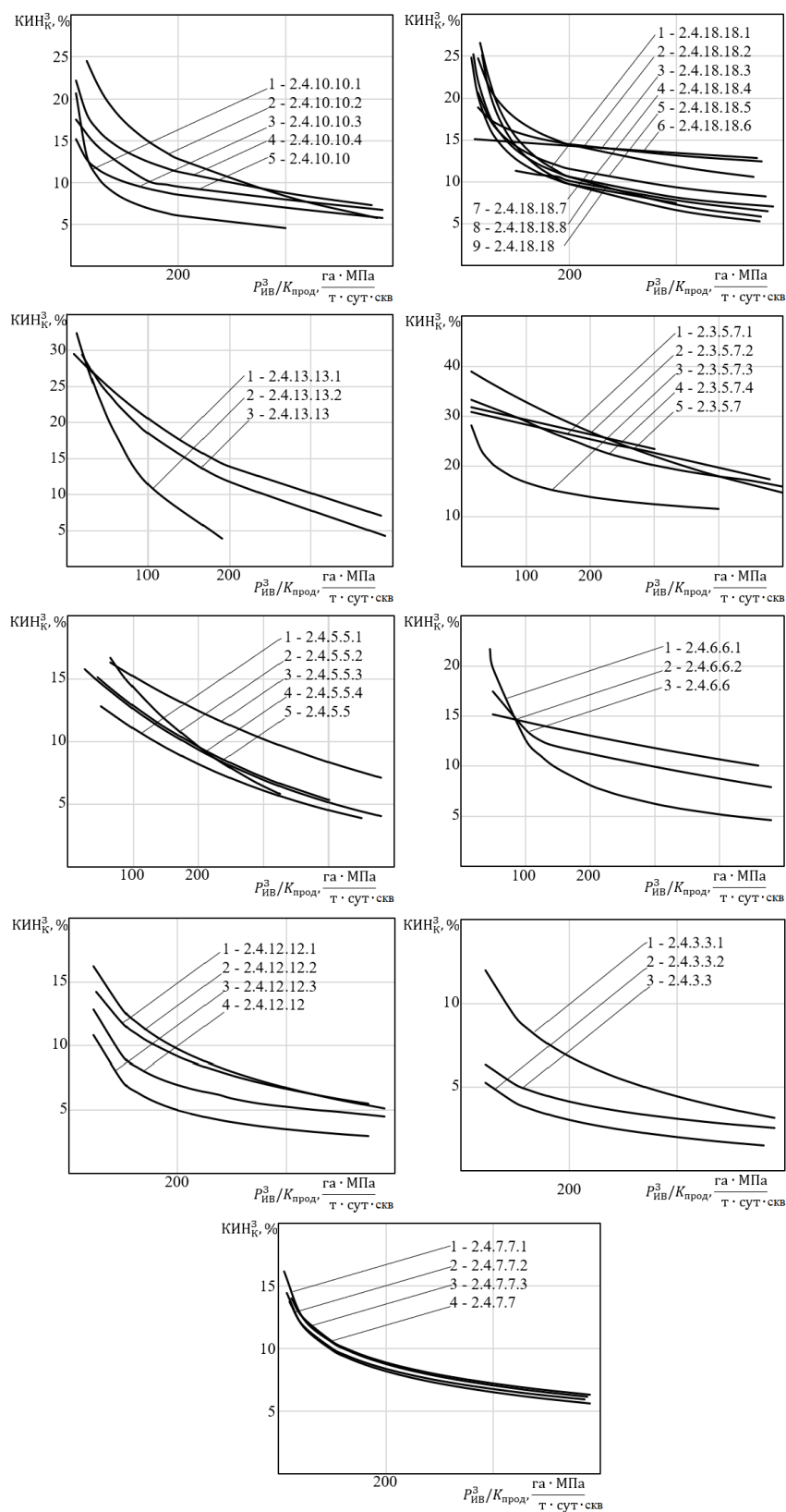
единицы (группа 2.4.7.7) и имеют с ней идентичный характер изменения конечного коэффициента извлечения нефти от параметра интенсивности воздействия. Аналогичная картина наблюдается в условиях залежей каширского горизонта Верхне-Камской впадины (группа 2.4.3.3). Во всех остальных случаях имеет место либо значительный разброс кривых относительно общей кривой в координатах $КИН_K^3 - P_{ИВ}^3$, либо эти кривые имеют иной характер изменения конечного коэффициента извлечения нефти от параметра интенсивности воздействия. Этот факт указывает на важность процедуры глубокой идентификации и необходимость использования зависимостей, построенных именно для вновь выделенных групп, что позволяет решать задачи, связанные с выбором плотности сетки скважин систем заводнения с меньшими погрешностями.

Анализ совместного влияния параметра интенсивности воздействия и коэффициента продуктивности на конечный коэффициент извлечения нефти показывает, что разброс кривых в координатах $КИН_K^3 - P_{ИВ}^3$ групп объектов при глубокой идентификации относительно кривой в целом по тектонико-стратиграфическому элементу также весьма значителен (Рисунок 4.8). В то же время, в условиях залежей каширского горизонта Башкирского свода (группа 2.4.7.7) этот разброс минимален, что позволяет использовать общие кривые для решения различных задач по объектам этого тектонико-стратиграфического элемента, не входящим ни в одну из выделенных групп, полученных при проведении глубокой идентификации (Рисунок 4.8).



Шифр кривых – номер группы объектов

Рисунок 4.8 – Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти от параметра интенсивности воздействия при внутриконтурном заводнении



Шифр кривых – номер группы объектов

Рисунок 4.9 – Зависимость конечного коэффициента извлечения нефти от отношения параметра интенсивности воздействия к коэффициенту продуктивности при внутриконтурном заводнении

Анализ значений коэффициентов детерминации полученных моделей, представленных в таблице 4.10, показывает, что среднее его значение по вновь выделенным группам выше, чем у модели, построенной в целом по тектонико-стратиграфическому элементу. Практически все они могут быть использованы при принятии решений, за исключением моделей, построенных в условиях залежей турнейского яруса Бирской седловины (группы 2.4.10.10, 2.4.10.10.3, 2.4.10.10.4.), в условиях которых более сильное влияние оказывает продуктивность залежей.

Таблица 4.10 – Зависимости, описывающие наилучшим образом влияние $P_{ИВ}^3$ на $КИН_K^3$

Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации	Номер уравнения
2.4.10.10.1	$КИН_K^3 = 39,791(P_{ИВ}^3)^{-0,405}$	0,26	(4.165)
2.4.10.10.2	$КИН_K^3 = -7,256 \ln(P_{ИВ}^3) + 49,015$	0,358	(4.166)
2.4.10.10.3	$КИН_K^3 = 9,432(P_{ИВ}^3)^{-0,115}$	0,015	(4.167)
2.4.10.10.4	$КИН_K^3 = 10^{-5}(P_{ИВ}^3)^2 - 0,0203(P_{ИВ}^3) + 13,574$	0,109	(4.168)
2.4.10.10	$КИН_K^3 = 97,5577(P_{ИВ}^3)^{-0,4849}$	0,047	(4.169)
2.4.18.18.1	$КИН_K^3 = 236,19(P_{ИВ}^3)^{-0,584}$	0,683	(4.170)
2.4.18.18.2	$КИН_K^3 = 480,55(P_{ИВ}^3)^{-0,577}$	0,577	(4.171)
2.4.18.18.3	$КИН_K^3 = 309,15(P_{ИВ}^3)^{-0,558}$	0,418	(4.172)
2.4.18.18.4	$КИН_K^3 = 272,87(P_{ИВ}^3)^{-0,589}$	0,495	(4.173)
2.4.18.18.5	$КИН_K^3 = 19,378e^{-0,001P_{ИВ}^3}$	0,524	(4.174)
2.4.18.18.6	$КИН_K^3 = 18,841e^{-0,002P_{ИВ}^3}$	0,436	(4.175)
2.4.18.18.7	$КИН_K^3 = 22,9e^{-0,002P_{ИВ}^3}$	0,433	(4.176)
2.4.18.18.8	$КИН_K^3 = 14,534e^{-0,001P_{ИВ}^3}$	0,917	(4.177)
2.4.18.18	$КИН_K^3 = e^{2,7543-0,0034P_{ИВ}^3}$	0,416	(4.178)
2.4.13.13.1	$КИН_K^3 = 32,854 e^{-0,001P_{ИВ}^3}$	0,841	(4.179)
2.4.13.13.2	$КИН_K^3 = 35,689 e^{-0,002P_{ИВ}^3}$	0,695	(4.180)
2.4.13.13	$КИН_K^3 = 29,16 e^{-0,007P_{ИВ}^3}$	0,786	(4.181)
2.3.5.7.1	$КИН_K^3 = -10,69 \ln(P_{ИВ}^3) + 89,952$	0,331	(4.182)
2.3.5.7.2	$КИН_K^3 = -12,65 \ln(P_{ИВ}^3) + 104,03$	0,303	(4.183)
2.3.5.7.3	$КИН_K^3 = -14,7 \ln(P_{ИВ}^3) + 105,7$	0,330	(4.184)
2.3.5.7.4	$КИН_K^3 = -10,54 \ln(P_{ИВ}^3) + 88,768$	0,478	(4.185)
2.3.5.7	$КИН_K^3 = -4,2765 \ln(P_{ИВ}^3) + 31,4356$	0,228	(4.186)

Продолжение табл. 4.10

Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации	Номер уравнения
2.4.5.5.1	$\text{КИН}_K^3 = -4,108 \ln(P_{\text{ИБ}}^3) + 32,944$	0,731	(4.187)
2.4.5.5.2	$\text{КИН}_K^3 = 17,748 e^{-0,002 P_{\text{ИБ}}^3}$	0,826	(4.188)
2.4.5.5.3	$\text{КИН}_K^3 = 19,577 e^{-0,002 P_{\text{ИБ}}^3}$	0,542	(4.189)
2.4.5.5.4	$\text{КИН}_K^3 = 18,84 e^{-0,003 P_{\text{ИБ}}^3}$	0,602	(4.190)
2.4.5.5	$\text{КИН}_K^3 = 17,775 e^{-0,002 P_{\text{ИБ}}^3}$	0,638	(4.191)
2.4.6.6.1	$\text{КИН}_K^3 = 1096,2(P_{\text{ИБ}}^3)^{-0,81}$	0,723	(4.192)
2.4.6.6.2	$\text{КИН}_K^3 = 16,002 e^{-8 \cdot 10^{-4} P_{\text{ИБ}}^3}$	0,425	(4.193)
2.4.6.6	$\text{КИН}_K^3 = 613,11(P_{\text{ИБ}}^3)^{-0,695}$	0,560	(4.194)
2.4.12.12.1	$\text{КИН}_K^3 = -7,196 \ln(P_{\text{ИБ}}^3) + 52,956$	0,561	(4.195)
2.4.12.12.2	$\text{КИН}_K^3 = -7,223 \ln(P_{\text{ИБ}}^3) + 53,675$	0,552	(4.196)
2.4.12.12.3	$\text{КИН}_K^3 = 2044(P_{\text{ИБ}}^3)^{-0,997}$	0,504	(4.197)
2.4.12.12	$\text{КИН}_K^3 = -0,03 P_{\text{ИБ}}^3 + 15,2667$	0,317	(4.198)
2.4.3.3.1	$\text{КИН}_K^3 = -3,399 \ln(P_{\text{ИБ}}^3) + 26,319$	0,357	(4.199)
2.4.3.3.2	$\text{КИН}_K^3 = -3,46 \ln(P_{\text{ИБ}}^3) + 28,21$	0,451	(4.200)
2.4.3.3	$\text{КИН}_K^3 = -4,2711 \ln(P_{\text{ИБ}}^3) + 31,287$	0,361	(4.201)
2.4.7.7.1	$\text{КИН}_K^3 = -3,101 \ln(P_{\text{ИБ}}^3) + 25,414$	0,804	(4.202)
2.4.7.7.2	$\text{КИН}_K^3 = -2,98 \ln(P_{\text{ИБ}}^3) + 24,363$	0,818	(4.203)
2.4.7.7.3	$\text{КИН}_K^3 = -3,164 \ln(P_{\text{ИБ}}^3) + 26,129$	0,899	(4.204)
2.4.7.7	$\text{КИН}_K^3 = e^{2,7802 - 0,0031 P_{\text{ИБ}}^3}$	0,542	(4.205)

Анализ значений коэффициентов детерминации моделей, представленных в Таблицах 4.10 и 4.11, показывает, что при совместном использовании продуктивности залежей и параметра интенсивности воздействия значения R^2 увеличиваются по сравнению с использованием только $P_{\text{ИБ}}^3$ с 0,440 до 0,633, т. е. на 43,9 % по группам, выделенным в результате глубокой идентификации, с 0,255 до 0,432, т. е. на 69,5 % по группам, выделенным по тектонико-стратиграфическим элементам.

Средние значения коэффициентов детерминации моделей, представленных в Таблице 4.11, составляют: по группам – 0,633; по тектонико-стратиграфическим элементам – 0,507, что позволяет использовать зависимости (4.206)–(4.226) в практике.

Таблица 4.11 – Зависимости, описывающие наилучшим образом влияние $P_{ИВ}^3/K_{прод}$ на $КИН_K^3$

Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации	Номер уравнения
2.4.10.10.1	$КИН_K^3 = 52,865(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,409}$	0,422	(4.206)
2.4.10.10.2	$КИН_K^3 = -6,403 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 46,571$	0,686	(4.207)
2.4.10.10.3	$КИН_K^3 = -2,214 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 20,24$	0,207	(4.208)
2.4.10.10.4	$КИН_K^3 = -3,626 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 30,499$	0,429	(4.209)
2.4.10.10	$КИН_K^3 = -4,9363 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 33,9074$	0,324	(4.210)
2.4.18.18.1	$КИН_K^3 = 186,6(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,541}$	0,683	(4.211)
2.4.18.18.2	$КИН_K^3 = 30,444(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,14}$	0,611	(4.212)
2.4.18.18.3	$КИН_K^3 = 65,071(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,284}$	0,271	(4.213)
2.4.18.18.4	$КИН_K^3 = 189,78(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,561}$	0,694	(4.214)
2.4.18.18.5	$КИН_K^3 = 58,61(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,307}$	0,391	(4.215)
2.4.18.18.6	$КИН_K^3 = 15,176e^{-3 \cdot 10^{-4}(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,640	(4.216)
2.4.18.18.7	$КИН_K^3 = 76,243(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,388}$	0,659	(4.217)
2.4.18.18.8	$КИН_K^3 = 9,0783e^{-10^{-4}(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,618	(4.218)
2.4.18.18	$КИН_K^3 = 81,395(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,385}$	0,379	(4.219)
2.4.13.13.1	$КИН_K^3 = 30,642e^{-0,004(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,812	(4.220)
2.4.13.13.2	$КИН_K^3 = 37,377e^{-0,012(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,585	(4.221)
2.4.13.13	$КИН_K^3 = 214,0318(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,5718}$	0,679	(4.222)
2.3.5.7.1	$КИН_K^3 = -4,8511 \ln(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 50,2142$	0,512	(4.223)
2.3.5.7.2	$КИН_K^3 = 40,066e^{-0,002(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,613	(4.224)
2.3.5.7.3	$КИН_K^3 = 58,709(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,271}$	0,430	(4.225)
2.3.5.7.4	$КИН_K^3 = -0,0293(P_{ИВ}^3/K_{прод}) + 32,3222$	0,535	(4.226)
2.3.5.7	$КИН_K^3 = 29,678e^{-7 \cdot 10^{-4}(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,373	(4.227)
2.4.5.5.1	$КИН_K^3 = 14,896e^{-0,003(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,919	(4.228)
2.4.5.5.2	$КИН_K^3 = 17,054e^{-0,003(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,922	(4.229)
2.4.5.5.3	$КИН_K^3 = 18,543e^{-0,002(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,708	(4.230)
2.4.5.5.4	$КИН_K^3 = 21,351e^{-0,004(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,673	(4.231)
2.4.5.5	$КИН_K^3 = 16,974e^{-0,003(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,696	(4.232)
2.4.6.6.1	$КИН_K^3 = 240,2(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,639}$	0,865	(4.233)
2.4.6.6.2	$КИН_K^3 = 15,961e^{-0,001(P_{ИВ}^3/K_{прод})}$	0,669	(4.234)
2.4.6.6	$КИН_K^3 = 123,17(P_{ИВ}^3/K_{прод})^{-0,329}$	0,700	(4.235)

Продолжение табл. 4.11

Группа объектов	Вид зависимости	Коэффициент детерминации	Номер уравнения
2.4.12.12.1	$\text{КИН}_K^3 = -3,639 \ln(P_{\text{ИВ}}^3/K_{\text{прод}}) + 28,452$	0,624	(4.236)
2.4.12.12.2	$\text{КИН}_K^3 = -4,355 \ln(P_{\text{ИВ}}^3/K_{\text{прод}}) + 32,826$	0,609	(4.237)
2.4.12.12.3	$\text{КИН}_K^3 = 79,322(P_{\text{ИВ}}^3/K_{\text{прод}})^{-0,523}$	0,594	(4.238)
2.4.12.12	$\text{КИН}_K^3 = 44,156(P_{\text{ИВ}}^3/K_{\text{прод}})^{-0,319}$	0,467	(4.239)
2.4.3.3.1	$\text{КИН}_K^3 = -3,443 \ln(P_{\text{ИВ}}^3/K_{\text{прод}}) + 25,083$	0,412	(4.240)
2.4.3.3.2	$\text{КИН}_K^3 = -1,483 \ln(P_{\text{ИВ}}^3/K_{\text{прод}}) + 10,907$	0,438	(4.241)
2.4.3.3	$\text{КИН}_K^3 = -1,483 \ln(P_{\text{ИВ}}^3/K_{\text{прод}}) + 12,007$	0,354	(4.242)
2.4.7.7.1	$\text{КИН}_K^3 = -2,46 \ln(P_{\text{ИВ}}^3/K_{\text{прод}}) + 21,816$	0,693	(4.243)
2.4.7.7.2	$\text{КИН}_K^3 = -2,418 \ln(P_{\text{ИВ}}^3/K_{\text{прод}}) + 21$	0,683	(4.244)
2.4.7.7.3	$\text{КИН}_K^3 = -2,33 \ln(P_{\text{ИВ}}^3/K_{\text{прод}}) + 20,755$	0,721	(4.245)
2.4.7.7	$\text{КИН}_K^3 = e^{2,1784 - 0,0041(P_{\text{ИВ}}^3/K_{\text{прод}})}$	0,595	(4.246)

В целом необходимо сказать, что глубокая идентификация залежей позволяет существенно снизить вероятность принятия ошибочных решений, направленных на оптимизацию плотности сетки добывающих скважин и выбор оптимальной системы заводнения в условиях залежей с различной продуктивностью.

4.4.3 Моделирование процесса нефтеизвлечения в условиях неопределенности при оценке продуктивности залежей

На третьем этапе моделирования из рассматриваемого перечня аргументов были исключены значения коэффициентов продуктивности ввиду сложности их определения в период, когда они в наибольшей мере отражают реальные свойства пласта, т. е. с момента полной очистки призабойной зоны и до момента падения максимального оптимального дебита на 10–15 %. При этом использовался полный комплекс информации, полученный по данным геофизических и лабораторных исследований после полного разбуривания залежей.

4.4.3.1 Моделирование с использованием полного комплекса информации

Для условий турнейских залежей Бирской седловины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.10.10.1:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -23533,1 + 48,4H_3 + 124,7H_3^p - 227,6\delta_{H_3} + 13,5W_{H_3} + \\ & + 174,9H_{\Pi} - 482,1\delta_{H_{\Pi}} + 1,4W_{H_{\Pi}} + 111,4m_{\Gamma} + 51,9m_K - \\ & - 413\delta_m + 44,2W_m - 308,6\mathfrak{D}_{H_3} + 155,6\mathfrak{D}_{H_{\Pi}} + 71,1t_{\text{пл}} - \\ & - 0,016P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,755) \end{aligned} \quad (4.247)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.2:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -1462,7 + 3,3H_3 - 11,0H_3^p + 25,4\delta_{H_3} + 0,29W_{H_3} + 2,23H_{\Pi} + \\ & + 21,0\delta_{H_{\Pi}} + 0,43W_{H_{\Pi}} + 14,54m_{\Gamma} + 232,6m_K - 165,8\delta_m + \\ & + 18,4W_m - 2010,1K_{\text{H}} - 19,2\mathfrak{D}_{H_3} - 54,9\mathfrak{D}_{H_{\Pi}} - 0,91\mathfrak{D}_m - \\ & - 1,9K_p + 169,4\bar{\mathfrak{D}}_{H_3} - 6,32\bar{\mathfrak{D}}_{H_{\Pi}} + 20,2\bar{\mathfrak{D}}_m - 2,56K_{\text{неод}} - \\ & - 0,21\Pi_{H_3} - 0,78\Pi_{H_{\Pi}} + 0,11\Pi_m + 223,1K_{\Pi} - 0,01P_{\text{ИБ}}^3; \\ & (R^2 = 0,728) \end{aligned} \quad (4.248)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.3:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -948,6 + 31,1H_3 + 2,06H_3^p - 15,4\delta_{H_3} + 1,19W_{H_3} - 4,37H_{\Pi} + \\ & + 23,3\delta_{H_{\Pi}} - 0,47W_{H_{\Pi}} - 5,8m_{\Gamma} + 72,8m_K + 47,2\delta_m - \\ & - 2,88W_m - 12,9\mathfrak{D}_{H_3} - 17,2\mathfrak{D}_{H_{\Pi}} + 4,66\mathfrak{D}_m - 13,2K_p + \\ & + 24,5\bar{\mathfrak{D}}_{H_3} - 3,71\bar{\mathfrak{D}}_{H_{\Pi}} + 43,9\bar{\mathfrak{D}}_m + 0,69K_{\text{неод}} - 0,04\Pi_{H_3} - \\ & - 0,01\Pi_{H_{\Pi}} - 0,47\Pi_m + 46,1K_{\Pi} - 0,008P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,484) \end{aligned} \quad (4.249)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.4:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -428,4 + 14,2H_3 - 0,62H_3^p - 7,51\delta_{H_3} + 0,20W_{H_3} + 24,7H_{\Pi} + \\ & + 26,5\delta_{H_{\Pi}} - 0,14W_{H_{\Pi}} + 0,65m_{\Gamma} + 71,9m_K + 18,8\delta_m - \\ & - 0,03W_m - 655,0K_{\text{H}} + 1,45\mathfrak{D}_{H_3} - 53,6\mathfrak{D}_{H_{\Pi}} + 4,415\mathfrak{D}_m - \\ & - 9,671K_p + 13,563\bar{\mathfrak{D}}_{H_3} + 7,528\bar{\mathfrak{D}}_{H_{\Pi}} - 43,547\bar{\mathfrak{D}}_m + \\ & + 1,01K_{\text{неод}} - 0,02\Pi_{H_3} - 0,009\Pi_{H_{\Pi}} - 0,46\Pi_m - 7,59K_{\Pi} - \\ & - 0,002P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,575) \end{aligned} \quad (4.250)$$

- по объектам группы 2.4.10.10:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -602,3 + 18,2H_3 - 2,715H_3^p - 6,13\delta_{H_3} + 0,6W_{H_3} + 16,6H_{\Pi} + \\ & + 33,8\delta_{H_{\Pi}} - 0,37W_{H_{\Pi}} + 2,86m_{\Gamma} + 88,3m_K - 2,48\delta_m + \\ & + 1,42W_m - 704,3K_{\text{H}} + 6,86\mathfrak{D}_{H_3} - 43,4\mathfrak{D}_{H_{\Pi}} - 1,29\mathfrak{D}_m - \\ & - 8,08K_p + 9,37\bar{\mathfrak{D}}_{H_3} + 5,47\bar{\mathfrak{D}}_{H_{\Pi}} + 34,2\bar{\mathfrak{D}}_m + 0,46K_{\text{неод}} - \\ & - 0,01\Pi_{H_3} - 0,01\Pi_{H_{\Pi}} - 0,105\Pi_m + 12,6K_{\Pi} - 0,004P_{\text{ИБ}}^3. \\ & (R^2 = 0,465) \end{aligned} \quad (4.251)$$

Анализ полученных моделей показывает сильное влияние параметра интенсивности воздействия на степень выработки запасов. Среди геологических параметров: с увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины, средней толщины нефтенасыщенных пропластков, пористости по данным геофизических исследований и по керну, коэффициента песчанистости и снижением неоднородности по H_3 , отражаемой с помощью P_{H_3} , коэффициента расчлененности, неоднородности по $H_{п}$, отражаемой с помощью $P_{H_{п}}$, неоднородности по m_r , отражаемой с помощью P_m конечный коэффициент извлечения нефти растет, что хорошо согласуется с результатами исследований, проведенными различными учеными в иных геологических условиях, хотя степень этого влияния – иная. В то же время необходимо отметить, что, например, в условиях различных групп объектов и в целом по всем объектам в отдельных случаях наблюдается различная степень и характер влияния на величину выработки запасов параметров, отражающих геологическую неоднородность $(\delta_{H_3}, W_{H_3}, \delta_{H_{п}}, W_{H_{п}}, \mathcal{E}_{H_{п}}, \bar{\mathcal{E}}_{H_{п}}, \delta_m, W_m, \mathcal{E}_m, \bar{\mathcal{E}}_m, K_{неод})$. Этот факт говорит об особенностях процесса вытеснения нефти водой в условиях выделенных групп объектов, сложной взаимосвязью рассматриваемых параметров между собой, что еще раз подтверждает необходимость отдельного подхода при решении задач разработки. Кроме того, в различных ситуациях геологическая неоднородность по вышеприведенным параметрам может по-разному влиять на выработку запасов в зависимости от сочетания и соотношения этих параметров между собой. Так, например увеличение KIN_K^3 с ростом W_{H_3} объясняется тем, что в знаменателе вариации находится среднее значение H_3^p , которое в значительной степени определяет выработку запасов. Именно к участкам залежей с большими значениями эффективной нефтенасыщенной толщины приурочены зоны с хорошими коллекторскими свойствами пластов, где выработка запасов нефти происходит более эффективно. Увеличение KIN_K^3 с ростом $\delta_{H_{п}}, W_{H_{п}}, \mathcal{E}_{H_{п}}, \bar{\mathcal{E}}_{H_{п}}$ происходит за счет лучшей выработки запасов из пропластков значительной толщины в разрезе одних залежей, а в условиях других – происходит снижение

из-за значительных запасов в пропластках с незначительными толщинами и низкими коллекторскими свойствами, неохваченными процессом вытеснения нефти водой.

Для условий турнейских залежей Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.18.18.1:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -246,509 - 16,808H_3 - 104,787H_3^p - 229,964\delta_{H_3} + \\ & + 20,140W_{H_3} - 41,693H_{\Pi} + 111,668\delta_{H_{\Pi}} - 14,274W_{H_{\Pi}} - \\ & - 2,173m_{\Gamma} - 0,46m_K - 7,929\delta_m + 0,719W_m - 7,092\mathfrak{E}_{H_3} + \\ & + 33,697\mathfrak{E}_{H_{\Pi}} + 25,863\mathfrak{E}_m - 0,014P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,647) \end{aligned} \quad (4.252)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.2:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 151,3297 + 0,3899H_3 - 24,1035H_3^p + 77,2555\delta_{H_3} - \\ & - 3,9945W_{H_3} + 8,9436H_{\Pi} - 11,8642\delta_{H_{\Pi}} - 0,0152P_{\text{ИБ}}^3; \\ & (R^2 = 0,632) \end{aligned} \quad (4.253)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.3:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -436,372 - 59,919H_3 + 110,255H_3^p - 27,018\delta_{H_3} + 1,4W_{H_3} - \\ & - 201,150H_{\Pi} + 72,458\delta_{H_{\Pi}} - 3,148W_{H_{\Pi}} - 85,531m_{\Gamma} + \\ & + 146,759m_K - 6,409\delta_m - 0,014P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,754) \end{aligned} \quad (4.254)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.4:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 187967,3 - 323,9H_3 + 1333,2H_3^p - 6938,2\delta_{H_3} + 179,2W_{H_3} - \\ & - 261,6H_{\Pi} + 1401,9\delta_{H_{\Pi}} - 55,1W_{H_{\Pi}} + 300,5m_{\Gamma} - 84,5m_K + \\ & + 413,9\delta_m + 54,4W_m - 10607,3K_{\text{H}} - 1100,4\mathfrak{E}_{H_3} + \\ & + 1955,4\mathfrak{E}_{H_{\Pi}} - 1228,9\mathfrak{E}_m + 4935,6K_p - 864,4\mu_{\text{H}} + \\ & + 1775,5\mu_0 - 232,3\rho_{\text{H}} - 13694,4\bar{\mathfrak{E}}_{H_3} + 12631,1\bar{\mathfrak{E}}_{H_{\Pi}} + \\ & + 6980\bar{\mathfrak{E}}_m - 90,8K_{\text{неод}} + 26,8\Pi_{H_3} + 4,3\Pi_{H_{\Pi}} - 11,2\Pi_m - P_{\text{ИБ}}^3; \\ & (R^2 = 0,599) \end{aligned} \quad (4.255)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.5:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 2239,239 + 8,724H_3 - 18,260H_3^p + 68,428\delta_{H_3} + 0,187W_{H_3} - \\ & - 124,388H_{\Pi} + 194,245\delta_{H_{\Pi}} - 5,889W_{H_{\Pi}} + 11,78m_{\Gamma} + \\ & + 16,7m_K - 81,876\delta_m + 11,661W_m - 162,512K_{\text{H}} - \\ & - 127,729\mathfrak{E}_{H_3} - 10,115\mathfrak{E}_{H_{\Pi}} - 21,909\mathfrak{E}_m + 11,701K_p + \\ & + 88,25\mu_{\text{H}} + 134,819\mu_0 + 2,125\rho_{\text{H}} + 105,655\bar{\mathfrak{E}}_{H_3} - \\ & - 66,712\bar{\mathfrak{E}}_{H_{\Pi}} - 12,447\bar{\mathfrak{E}}_m + 0,495H_{\text{зал}} - 31,486P_{\text{нас}} - \\ & - 0,145G - 19,146P_{\text{пл}} - 12,896t_{\text{пл}} - 46,151K_{\text{неод}} + \\ & + 0,087\Pi_{H_3} - 0,207\Pi_{H_{\Pi}} + 0,073\Pi_m - 2,16K_{\text{неод}} + \\ & + 153,093K_{\Pi} - 0,011P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,618) \end{aligned} \quad (4.256)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.6:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -665,316 - 40,874H_3 + 113,627H_3^p - 117,463\delta_{H_3} + \\ & + 2,842W_{H_3} - 742,351H_{\Pi} + 1161,987\delta_{H_{\Pi}} + 1161,987\delta_{H_{\Pi}} - \\ & - 22,467W_{H_{\Pi}} + 32,63m_{\Gamma} - 98,561m_K - 51,934\delta_m + \\ & + 17,092W_m - 982,114K_H - 68,865\mathfrak{D}_{H_3} + 95,647\mathfrak{D}_{H_{\Pi}} + \\ & + 50,14\mathfrak{D}_m - 78,872K_p - 66,684\mu_H + 43,68\mu_0 + 4,15\rho_H - \\ & - 0,006P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,857) \end{aligned} \quad (4.257)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.7:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 535,43 - 30,179H_3 + 2,56H_3^p + 103,948\delta_{H_3} - 6,179W_{H_3} - \\ & - 224,982H_{\Pi} + 345,061\delta_{H_{\Pi}} - 8,158W_{H_{\Pi}} + 49,092m_{\Gamma} - \\ & - 36,028m_K - 307,959\delta_m + 31,574W_m - 0,018P_{\text{ИБ}}^3; \\ & (R^2 = 0,726) \end{aligned} \quad (4.258)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.8:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 84,0677 + 9,9129H_3 - 17,7389H_3^p + 28,0937\delta_{H_3} - \\ & - 1,3298W_{H_3} + 4,8179H_{\Pi} - 38,8016\delta_{H_{\Pi}} + ,7032W_{H_{\Pi}} - \\ & - 11,6005m_{\Gamma} + 5,7088m_K - 0,00888P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,817) \end{aligned} \quad (4.259)$$

- по объектам группы 2.4.18.18:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -131,641 - 2,199H_3 + 0,225H_3^p - 15,859\delta_{H_3} - 0,304W_{H_3} - \\ & - 1,982H_{\Pi} + 27,095\delta_{H_{\Pi}} - 0,476m_{\Gamma} + 3,426m_K + 1,218\delta_m - \\ & - 11,193W_m + 0,642K_H - 66,659\mathfrak{D}_{H_3} + 23,187\mathfrak{D}_{H_{\Pi}} - \\ & - 6,112\mathfrak{D}_m - 16,009K_p + 5,065\mu_H - 1,040\mu_0 - 2,26\rho_H + \\ & + 0,5\bar{\mathfrak{D}}_{H_3} - 44,689\bar{\mathfrak{D}}_{H_{\Pi}} + 1,632\bar{\mathfrak{D}}_m + 8,577H_{\text{зал}} - 0,05P_{\text{нас}} + \\ & + 2,212G - 0,915P_{\text{пл}} + 6,37t_{\text{пл}} - 0,684K_{\text{неод}} + 4,662\Pi_{H_3} + \\ & + 0,084\Pi_{H_{\Pi}} - 0,088\Pi_m + 0,063K_{\text{прон}} - 0,088K_{\Pi} - 0,007P_{\text{ИБ}}^3. \\ & (R^2 = 0,451) \end{aligned} \quad (4.260)$$

Анализ моделей этой группы объектов показывает, что наибольшая степень выработки запасов наблюдается в условиях объектов, имеющих наименьшие средние значения толщины нефтенасыщенных пропластков, что объясняется их меньшей неоднородностью по фильтрационно-емкостным свойствам и равномерностью продвижения фронта вытеснения, о чем свидетельствует факт снижения степени выработки с уменьшением вариации по H_{Π} . Снижение КИН_K^3 с ростом $K_{\text{прон}}$ объясняется ростом трещиноватости со снижением значений коэффициента пористости по керну. Видно также, что с ростом коэффициента

песчанистости и снижением вязкости пластовой нефти коэффициент извлечения нефти увеличивается.

Необходимо выделить факт сильного влияния параметра интенсивности воздействия на процесс выработки запасов при организации закачки в пласт воды в условиях анализируемых залежей с трудноизвлекаемыми запасами. В этих условиях плотность сетки скважин и отношение количества добывающих скважин к нагнетательным во-многом определяет эффективность разработки залежей. При этом, значимость геологических параметров существенно снижается по сравнению с разработкой залежей на естественных режимах, что позволяет снизить их негативное влияние (например, геологической неоднородности) путем искусственного регулирования параметров технологий разработки, в том числе с использованием полученных моделей. Так, например, отрицательное влияние неоднородности по пористости, отражаемое в условиях всех групп объектов с помощью среднеквадратичного отклонения, можно нивелировать регулированием значения параметра интенсивности воздействия. Как и в условиях турнейских залежей Бирской седловины объекты одноименного горизонта Южно-Татарского свода также весьма разнообразны по геологическому строению, на что указывают различные структуры моделей, а также характер и степень влияния геолого-технологических показателей на степень выработки запасов при разработке залежей в режиме вытеснения нефти водой.

Для условий турнейских залежей Благовещенской впадины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.13.13.2:

$$\text{КИН}_K^3 = 0,12 - 0,007H_3 + 8,7H_3^p - 10,9\delta_{H_3} + 0,64W_{H_3} - 31,1H_{\Pi} - 0,0224P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,451) \quad (4.261)$$

- по объектам группы 2.4.13.13.3:

$$\text{КИН}_K^3 = -239,061 + 1,261H_3 + 14,810H_3^p - 27,013\delta_{H_3} + 4,206W_{H_3} + 23,387H_{\Pi} - 0,068P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,690) \quad (4.262)$$

- по объектам группы 2.4.13.13:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 72,6 - 1,97H_3 + 9,4H_3^p - 12,9\delta_{H_3} + 0,28W_{H_3} + 1,87H_{\Pi} + \\ & + 22,7\delta_{H_{\Pi}} - 0,24W_{H_{\Pi}} - 8,77m_r + 2,76m_k - 0,0342P_{\text{ИБ}}^3. \end{aligned} \quad (4.263)$$

$(R^2 = 0,499)$

Видно, что и в условиях этих групп объектов эффективность процесса вытеснения определяют ПСС и соотношение количества добывающих скважин к нагнетательным. Геологические параметры влияют в меньшей мере на нефтеотдачу, чем в условиях турнейских объектов БИС и ЮТС. С увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины и снижением неоднородности по ней, отражаемой среднеквадратичным отклонением, а также с увеличением средней толщины нефтенасыщенных пропластков и снижением неоднородности по ней, отражаемой с помощью вариации, степень выработки запасов закономерно растет. Залежи характеризуются повышенной степенью трещиноватости по сравнению с двумя предыдущими группами. Этот факт находит свое отражение в том, что со снижением пористости КИН_K^3 увеличивается, что объясняется наличием развитой системы трещин с уплотнением пород и снижением m_r . Рост нефтеотдачи с увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины в зоне разбуривания говорит о том, что с ростом матричной пористости и проницаемости в условиях трещиноватых коллекторов степень выработки запасов закономерно повышается.

Модели по фаменским группам объектов в карбонатных коллекторах Южно-Татарского свода имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.3.7.7.1:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 276,1 + 22,1H_3 + 14,1H_3^p - 69,1\delta_{H_3} + 4,55W_{H_3} - 115,9H_{\Pi} + \\ & + 206,1\delta_{H_{\Pi}} - 7,18W_{H_{\Pi}} - 0,021P_{\text{ИБ}}^3; \end{aligned} \quad (4.264)$$

$(R^2 = 0,681)$

- по объектам группы 2.3.7.7.2:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 109,4 + 15,5H_3 - 11,2H_3^p - 2,06\delta_{H_3} - 0,39W_{H_3} - 10,08H_{\Pi} + \\ & + 38,3\delta_{H_{\Pi}} + 1,45W_{H_{\Pi}} - 0,0363P_{\text{ИБ}}^3; \end{aligned} \quad (4.265)$$

$(R^2 = 0,762)$

- по объектам группы 2.3.7.7.3:

$$\text{КИН}_K^3 = -3475,3 + 4,97H_3 + 320,3H_3^p - 752,5\delta_{H_3} + 82,5W_{H_3} - 0,03P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,763) \quad (4.266)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.4:

$$\text{КИН}_K^3 = 33,04 - 7,37H_3 + 5,32H_3^p + 3,76\delta_{H_3} - 0,128W_{H_3} + 14,1H_{\text{п}} - 30,05\delta_{H_{\text{п}}} - 0,0335P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,682) \quad (4.267)$$

- по объектам группы 2.3.7.7:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 217,6 + 11,8H_3 - 1,05H_3^p - 25,32\delta_{H_3} + 1,72W_{H_3} - 3,97H_{\text{п}} - \\ & - 1,89\delta_{H_{\text{п}}} + 4,57m_{\text{Г}} + 5,96m_{\text{К}} + 10,9\delta_m - 0,38W_m - \\ & - 299,9K_{\text{н}} + 43,2\mathcal{E}_{H_3} - 23,4\mathcal{E}_{H_{\text{п}}} - 43,8\mathcal{E}_m + 0,005\Pi_{H_3} + \\ & + 0,006\Pi_{H_{\text{п}}} - 0,017\Pi_m - 0,006K_{\text{прон}} + 13,5K_{\text{п}} - 0,029P_{\text{ИБ}}^3. \\ & (R^2 = 0,606) \end{aligned} \quad (4.268)$$

Залежи фаменского яруса ЮТС характеризуются наибольшей степенью трещиноватости по сравнению с объектами турнейского яруса БИС, ЮТС и БВ. Именно этот факт объясняет снижение КИН_K^3 с ростом проницаемости по керну, которая не отражает трещинную проницаемость. В реальных условиях с уплотнением пород снижается пористость и поровая (матричная) проницаемость, при этом трещиноватость растет. Выработка запасов из трещин при режиме вытеснения нефти водой существенно выше, чем в матрицах порового типа, кроме того, растет и охват вытеснения за счет развитой системы трещин и противоточной капиллярной пропитки. В целом по всем объектам наблюдается рост нефтеотдачи с увеличением коэффициента песчанистости, снижением неоднородности по $H_{\text{п}}$, отражаемой с помощью вариации, снижением неоднородности по $m_{\text{Г}}$, отражаемой с помощью вариации, т. е. коллекторы ведут себя как коллекторы порового типа, однако увеличение степени выработки запасов с ростом $\delta_{H_{\text{п}}}, \mathcal{E}_{H_{\text{п}}}, \Pi_{H_3}, \Pi_m$, в отдельных случаях со снижением H_3, H_3^p говорят о наличии определенной степени трещиноватости. Также сказывается сильное влияние технологических параметров на процесс выработки запасов.

Модели залежей верейского горизонта Башкирского свода, а также отдельных залежей Верхне-Камской и Благовещенской впадин имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.5.5.1:

$$\text{КИН}_K^3 = -37,9 + 9,3H_3 + 15,8H_3^p - 76,6\delta_{H_3} + 2,26W_{H_3} + 13,5H_{\Pi} - 29,4\delta_{H_{\Pi}} - 0,01P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,7445) \quad (4.269)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.2:

$$\text{КИН}_K^3 = 21,6 - 12,07H_3 - 6,6H_3^p + 68,07\delta_{H_3} - 1,79W_{H_3} - 1,96H_{\Pi} + 26,2\delta_{H_{\Pi}} - P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,787) \quad (4.270)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.3:

$$\text{КИН}_K^3 = 1744,5 - 4,09H_3 - 415,3H_3^p + 1392,4\delta_{H_3} - 55,7W_{H_3} - 45,6H_{\Pi} + 95,3\delta_{H_{\Pi}} - 1,27W_{H_{\Pi}} - 0,013P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,685) \quad (4.271)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.4:

$$\text{КИН}_K^3 = 322,5 + 0,72H_3 - 88,9H_3^p + 277,7\delta_{H_3} - 10,2W_{H_3} + 9,7H_{\Pi} - 0,0232P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,679) \quad (4.272)$$

- по объектам группы 2.4.5.5:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -1114,8 + 92,5H_3 - 115,6H_3^p + 508,9\delta_{H_3} - 16,7W_{H_3} + \\ & + 74,1H_{\Pi} - 180,2\delta_{H_{\Pi}} + 0,11W_{H_{\Pi}} + 10,03m_{\Gamma} + 22,9m_K - \\ & - 177,8\delta_m + 15,8W_m + 1231,01K_{\Pi} - 0,01P_{\text{ИБ}}^3. \end{aligned} \quad (4.273)$$

$(R^2 = 0,502)$

Особенностью залежей в карбонатных коллекторах верейского горизонта является то, что в них отсутствует трещиноватость и они ведут себя как гранулярные терригенные коллекторы. И действительно, степень выработки запасов в целом по всем объектам растет с увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины, средней толщины нефтенасыщенных пропластков, пористости по керну и геофизике, коэффициента нефтенасыщенности и уменьшением показателей геологической неоднородности $W_{H_3}, \delta_{H_{\Pi}}, \delta_m$, что присуще гранулярным коллекторам порового типа. Однако в пределах выделенных групп объектов наблюдаются различные степень и характер влияния на конечную нефтеотдачу вышерассмотренных и некоторых других геологических параметров, что лишний раз подтверждает необходимость

проведения глубокой дифференциации залежи при моделировании и решении широкого круга задач повышения эффективности разработки. И в этих геологических условиях наблюдается сильное влияние плотности сетки скважин и интенсивности системы внутриконтурного заводнения на конечный коэффициент извлечения нефти, причем степень этого влияния различна в условиях различных групп объектов.

Для условий залежей в карбонатных коллекторах башкирского яруса Башкирского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.6.6.1:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -48,1 + 17,3H_3 - 4,02H_3^p - 8,91\delta_{H_3} + 1,35W_{H_3} - 1,74H_{\Pi} + \\ & + 71,1\delta_{H_{\Pi}} - 0,91m_{\Gamma} - 0,68m_K - 0,012P_{\text{ИБ}}^3; \end{aligned} \quad (4.274)$$

$(R^2 = 0,73)$

- по объектам группы 2.4.6.6.2:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -45,9 + 15,2H_3 - 8,17H_3^p - 1,01\delta_{H_3} + 0,55W_{H_3} + 24,7H_{\Pi} - \\ & - 18,2\delta_{H_{\Pi}} + 0,15W_{H_{\Pi}} - 0,0067P_{\text{ИБ}}^3; \end{aligned} \quad (4.275)$$

$(R^2 = 0,908)$

- по объектам группы 2.4.6.6:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -64,2 + 1,08H_3 + 5,33H_3^p - 11,9\delta_{H_3} + 1,59W_{H_3} + 49,8H_{\Pi} + \\ & + 68,4\delta_{H_{\Pi}} - 1,24W_{H_{\Pi}} - 5,71m_{\Gamma} + 6,03m_K + 35,8\delta_m - \\ & - 5,21W_m + 21,01K_{\text{Н}} - 3,02\mathfrak{E}_{H_3} - 36,4\mathfrak{E}_{H_{\Pi}} + 2,09\mathfrak{E}_m - \\ & - 0,0085P_{\text{ИБ}}^3. \end{aligned} \quad (4.276)$$

$(R^2 = 0,614)$

Анализ моделей, полученных для групп башкирского яруса показывает, что основное влияние на величину выработки запасов при разработке залежей с заводнением продуктивных горизонтов оказывают наряду с плотностью сетки скважин и отношением добывающих скважин к нагнетательным – эффективная нефтенасыщенная толщина, толщина нефтенасыщенных пропластков и коэффициент нефтенасыщенности, с ростом которых КИН_K^3 увеличивается. Увеличение неоднородности продуктивных пластов по различным параметрам $(\delta_{H_3}, \delta_{H_{\Pi}}, W_{H_{\Pi}}, \delta_m, W_m, \mathfrak{E}_{H_3}, \mathfrak{E}_{H_{\Pi}})$ ведет к снижению нефтеотдачи.

Увеличение выработки запасов с ростом W_{H_3} объясняется более сильным влиянием эффективной нефтенасыщенной толщины на нефтеотдачу по сравнению с неоднородностью по этому параметру, отражаемую с помощью

среднеквадратичного отклонения. Снижение KIN_K^3 с ростом пористости по геофизике в целом по всем объектам объясняется наличием трещиноватости, хотя в условиях группы 2.4.6.6.1 наблюдается обратная картина, что говорит о незначительной вариации этого параметра относительно среднего значения и минимальной степени трещиноватости. И в условиях башкирских известняков Башкирского свода наблюдается необходимость проведения процедуры идентификации при проведении моделирования различных процессов, происходящих в пласте.

Для условий залежей каширского горизонта Бирской седловины модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.12.12.1:

$$KIN_K^3 = 1434,6 - 29,5H_3 - 87,7H_3^p + 200,9\delta_{H_3} - 6,42W_{H_3} - 684,1H_{\Pi} + 1187,3\delta_{H_{\Pi}} - 17,9W_{H_{\Pi}} - 0,009P_{IB}^3; (R^2 = 0,685) \quad (4.277)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.2:

$$KIN_K^3 = 8469,3 - 20,2H_3 + 26,9H_3^p - 12,9\delta_{H_3} + 0,02W_{H_3} - 188,4H_{\Pi} + 334,1\delta_{H_{\Pi}} - 5,6W_{H_{\Pi}} - 386,9m_r - 0,014P_{IB}^3; (R^2 = 0,732) \quad (4.278)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.3:

$$KIN_K^3 = 1010,8 - 5,63H_3 - 102,2H_3^p + 204,1\delta_{H_3} - 7,73W_{H_3} - 440,1H_{\Pi} + 659,8\delta_{H_{\Pi}} - 8,84W_{H_{\Pi}} - 0,011P_{IB}^3; (R^2 = 0,6605) \quad (4.279)$$

- по объектам группы 2.4.12.12:

$$KIN_K^3 = -94632,5 - 18H_3 + 92,5H_3^p - 105,6\delta_{H_3} + 3,2W_{H_3} - 180H_{\Pi} + 24,4\delta_{H_{\Pi}} - 0,9W_{H_{\Pi}} + 4493,8m_r + 62,6\bar{\Delta}_{H_3} + 25,5\bar{\Delta}_{H_{\Pi}} - 111,2K_p - 31,4\bar{\Delta}_{H_3} + 104,8\bar{\Delta}_{H_{\Pi}} - 9,4K_{неод} - 0,0063P_{IB}^3. \quad (4.280)$$

$$(R^2 = 0,516)$$

Анализ полученных моделей на первый взгляд показывает противоречивую картину относительно классических представлений о влиянии геологических параметров на конечную нефтеотдачу в условиях полного отсутствия трещиноватости. Видно, что с ростом эффективной нефтенасыщенной толщины, средней толщины нефтенасыщенных пропластков, снижением неоднородности по H_{Π} , отражаемой с помощью среднеквадратичного отклонения и относительной энтропии, выработка запасов ухудшается. Этот факт объясняется тем, что в

условиях довольно сильного влияния плотности сетки скважин и отношения количества добывающих скважин к нагнетательным, незначительных интервалов вариации значений этих параметров, низких значений фильтрационно-емкостных свойств, линзовидного строения пород-коллекторов при незначительном радиусе этих линз реальная картина влияния факторов искажается. Это необходимо учитывать в условиях данных групп объектов при физической интерпретации процесса вытеснения нефти водой, особенно в случае использования на низкопродуктивных участках систем с большими значениями параметра интенсивности воздействия. С другой стороны, необходимо при моделировании использовать параметры, позволяющие проводить дифференциацию более качественно при значительной вариации значений. Так, например, как видно в целом, увеличение коэффициента расчлененности, комплексного показателя неоднородности, относительной энтропии по H_3 , вариации по H_{Π} приводит закономерно к снижению KIN_K^3 .

Для условий залежей каширского горизонта Верхне-Камской впадины модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.3.3.1:

$$KIN_K^3 = 201,9 + 13,9H_3 + 66,4H_3^p - 159,6\delta_{H_3} + 4,74W_{H_3} - 10,6H_{\Pi} + 342,1\delta_{H_{\Pi}} - 4,8W_{H_{\Pi}} - 0,01P_{IB}^3; (R^2 = 0,645) \quad (4.281)$$

- по объектам группы 2.4.3.3.2:

$$KIN_K^3 = 161,1 + 13,2H_3 - 71,1H_3^p + 216,8\delta_{H_3} - 8,27W_{H_3} + 10,6H_{\Pi} + 34,8\delta_{H_{\Pi}} + 1,53W_{H_{\Pi}} + 2,48m_{\Gamma} - 2,31m_{\kappa} - 0,0053P_{IB}^3; (R^2 = 0,629) \quad (4.282)$$

- по объектам группы 2.4.3.3:

$$KIN_K^3 = -103,6 + 52,5H_3 + 39,3H_3^p - 472,1\delta_{H_3} + 11,5W_{H_3} - 30,4H_{\Pi} - 35,1\delta_{H_{\Pi}} + 3,05W_{H_{\Pi}} + 125,9m_{\Gamma} - 111,1m_{\kappa} - 337,3\delta_m + 26,6W_m - 0,009P_{IB}^3. (R^2 = 0,485) \quad (4.283)$$

Анализ полученных моделей показывает иную картинку относительно влияния параметров на нефтеотдачу по сравнению с моделями, полученными в условиях каширских известняков Бирской седловины. Видно, что при существенном влиянии P_{IB}^3 на степень выработки запасов увеличение

эффективной нефтенасыщенной толщины как в среднем по залежам, так и в зоне разбуривания, увеличение пористости по геофизике, снижение неоднородности по H_3 , H_{Π} , m_{Γ} , отражаемые с помощью среднеквадратичного отклонения в целом по объектам каширского горизонта Бирской седловины, приводит к ее росту. В то же время отдельные параметры в условиях различных групп оказывают различное влияние на KIN_K^3 как по степени, так и по характеру, отражая особенности выделенных групп объектов.

Для условий залежей каширского горизонта Башкирского свода модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.7.7.1:

$$KIN_K^3 = 82,6 - 1,65H_3 - 37,2H_3^p + 220,8\delta_{H_3} - 4,83W_{H_3} - 0,0014P_{ИВ}^3; \quad (R^2 = 0,446) \quad (4.284)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.2:

$$KIN_K^3 = 499,7 + 17H_3 - 223,58H_3^p + 840,8\delta_{H_3} - 19,6W_{H_3} - 9,0H_{\Pi} - 0,002P_{ИВ}^3; \quad (R^2 = 0,600) \quad (4.285)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.3:

$$KIN_K^3 = 4326,3 + 154,6H_3 - 3856,7H_3^p + 256,9\delta_{H_3} - 58,0W_{H_3} - 2731,5H_{\Pi} - 95,9\delta_{H_{\Pi}} - 246,6W_{H_{\Pi}} + 14,1m_{\Gamma} + 475,3m_{\kappa} - 700,2\delta_m + 854,2W_m + 4955,0K_H - 4415,6\delta_{H_3} + 12,3P_{нас} - 0,001P_{ИВ}^3; \quad (R^2 = 0,812) \quad (4.286)$$

- по объектам группы 2.4.7.7:

$$KIN_K^3 = 29,9 + 3,88H_3 - 46,1H_3^p + 192,5\delta_{H_3} - 4,32W_{H_3} + 67,46H_{\Pi} - 171,8\delta_{H_{\Pi}} + 1,69W_{H_{\Pi}} - 0,002P_{ИВ}^3. \quad (R^2 = 0,378) \quad (4.287)$$

Анализ моделей, полученных для условий каширского горизонта Башкирского свода, показывает, что эта группа объектов включает в себя особенности как группы залежей одноименного возраста Верхне-Камской впадины, так и группы залежей Бирской седловины, занимая промежуточное положение в плане интерпретации влияния геолого-технологических параметров на конечный коэффициент извлечения нефти при режиме вытеснения нефти водой. Этот факт говорит о правильности выбранного пути дифференциации залежей как по тектонико-стратиграфическому принципу, так и в пределах каждого тектонико-стратиграфического элемента при проведении анализа,

проектирования, мониторинга и управления процессом разработки залежей ВУНГП.

Высокие значения коэффициентов детерминации моделей (4.247)–(4.287) позволяют использовать их для решения обозначенного выше круга задач с минимально возможными на данном этапе погрешностями, в том числе с использованием искусственного интеллекта.

4.4.3.2 Моделирование с использованием ограниченного объема информации

Моделирование, проведенное выше, показало, что на конечный коэффициент извлечения нефти залежей в карбонатных коллекторах при разработке их с использованием внутриконтурного заводнения существенное влияние оказывают параметры, характеризующие геологическую неоднородность по эффективной нефтенасыщенной толщине, толщине нефтенасыщенных пропластков и пористости. Однако, как было сказано выше, данные параметры ($\delta_{H_3}, W_{H_3}, \mathcal{E}_{H_3}, \bar{\mathcal{E}}_{H_3}, P_{H_3}, \delta_{H_{II}}, W_{H_{II}}, \mathcal{E}_{H_{II}}, \bar{\mathcal{E}}_{H_{II}}, P_{H_{II}}, \delta_m, W_m, \mathcal{E}_m, \bar{\mathcal{E}}_m, P_m$) представляется возможным определить только после полного разбуривания залежей, причем наиболее достоверными значения этих параметров являются при плотности разбуривания менее 25 га/скв., а количество скважин должно быть не менее 30 на объекте. Иначе говоря, на стадии ввода месторождений в разработку и в большей мере мелких и средних, использование полученных выше моделей не представляется возможным. Возникают неопределенности, которые необходимо устранять. Одним из способов этого устранения является попытка проведения моделирования с использованием параметров, определение которых возможно на стадии составления первых проектных документов.

В связи с этим, на четвертом этапе при построении моделей параметры геологической неоднородности были исключены. Такой подход при получении удовлетворительных по точности моделей позволяет определять тренды эффективной добычи нефти низкорентабельных объектов с целью вовлечения их в активную разработку.

Для условий турнейских залежей Бирской седловины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.10.10.1:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 10572,3 + 31,2H_9 - 8,7H_9^p - 42,5H_{\Pi} + 1,42m_{\Gamma} - 18,2K_p - \\ & - 13,3\mu_{\text{H}} - 34,3t_{\text{пл}} - 0,1K_{\text{неод}} + 25K_{\Pi} - 0,0014P_{\text{ИБ}}^3; \\ & (R^2 = 0,561) \end{aligned} \quad (4.288)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.2:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -13,1 + 6,79H_9 - 6,66H_9^p + 7,82H_{\Pi} - 1,13m_{\Gamma} + 4,42K_p + \\ & + 3,31\mu_{\text{H}} - 0,04H_{\text{зал}} + 0,05K_{\text{неод}} + 37,3K_{\Pi} - 0,0029P_{\text{ИБ}}^3; \\ & (R^2 = 0,571) \end{aligned} \quad (4.289)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.3:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -46,4 + 15,8H_9 - 10,2H_9^p - 8,3H_{\Pi} + 0,54m_{\Gamma} - 3,05K_p + \\ & + 2,21\mu_{\text{H}} + 0,27K_{\text{неод}} - 0,02K_{\Pi} - 0,0023P_{\text{ИБ}}^3; \quad (R^2 = 0,402) \end{aligned} \quad (4.290)$$

- по объектам группы 2.4.10.10.4:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -4,79 + 3,56H_9 - 4,15H_9^p + 11,6H_{\Pi} + 0,16m_{\Gamma} + 2,42K_p + \\ & + 0,14\mu_{\text{H}} - 0,005H_{\text{зал}} + 0,15K_{\text{неод}} + 4,08K_{\Pi} - 0,00638P_{\text{ИБ}}^3; \\ & (R^2 = 0,426) \end{aligned} \quad (4.291)$$

- по объектам группы 2.4.10.10:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -6,6 + 3,95H_9 - 5,24H_9^p + 12H_{\Pi} + 0,1m_{\Gamma} + 3,3K_p + 0,11\mu_{\text{H}} - \\ & - 0,005H_{\text{зал}} + 0,127K_{\text{неод}} + 10,33K_{\Pi} - 0,00249P_{\text{ИБ}}^3. \\ & (R^2 = 0,490) \end{aligned} \quad (4.292)$$

Для условий турнейских залежей Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.18.18.1:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -19,2 - 3,66H_9 + 5,67H_9^p - 4,45H_{\Pi} + 2,01m_{\Gamma} - 9,89K_p + \\ & + 3,07\mu_{\text{H}} - 10,2K_{\text{неод}} - 0,0139P_{\text{ИБ}}^3; \quad (R^2 = 0,465) \end{aligned} \quad (4.293)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.2:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 53,09 + 15,6H_9 + 8,79H_9^p - 16,8H_{\Pi} + 4,11m_{\Gamma} - 14,5K_p - \\ & - 8,78\mu_{\text{H}} - 0,0152P_{\text{ИБ}}^3; \quad (R^2 = 0,532) \end{aligned} \quad (4.294)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.3:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 14231,6 - 45,2H_3 + 42,1H_3^p - 34,2H_{\Pi} - 72,2m_{\Gamma} + 134,8K_p - \\ & - 62,7\mu_{\text{H}} - 6,27H_{\text{зал}} - 289,4P_{\text{нас}} - 104,7G + 18,3K_{\text{неод}} - \\ & - 0,01P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,554) \end{aligned} \quad (4.295)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.4:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 268,3 - 10,7H_3 + 8,7H_3^p - 0,22H_{\Pi} - 5,58m_{\Gamma} + 19,6K_p + \\ & + 3,909\mu_{\text{H}} + 0,13H_{\text{зал}} - 1,56P_{\text{нас}} + 4,21G - 34,7P_{\text{пл}} + \\ & + 0,36K_{\text{неод}} - 125,9K_{\Pi} - 0,008P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,346) \end{aligned} \quad (4.296)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.5:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -4,19 - 1,83H_3 - 0,57H_3^p + 1,39H_{\Pi} + 0,30m_{\Gamma} + 0,417K_p + \\ & + 0,47\mu_{\text{H}} - 0,04H_{\text{зал}} + 1,7P_{\text{нас}} - 0,15G + 3,65P_{\text{пл}} + \\ & + 0,054t_{\text{пл}} - 3,61K_{\text{неод}} + 24,2K_{\Pi} - 0,01072P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,486) \end{aligned} \quad (4.297)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.6:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -308,3 - 2,63H_3 + 2,29H_3^p - 17,1H_{\Pi} - 0,64m_{\Gamma} + 3,94K_p - \\ & - 3,8\mu_{\text{H}} + 0,16H_{\text{зал}} + 3,57P_{\text{нас}} - 1,41G - 18,7P_{\text{пл}} + 1,12t_{\text{пл}} - \\ & - 0,92K_{\text{неод}} + 144,8K_{\Pi} - 0,006P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,785) \end{aligned} \quad (4.298)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.7:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 15212,7 - 27,7H_3 - 1,41H_3^p + 81,8H_{\Pi} - 40,2m_{\Gamma} + 122,4K_p - \\ & - 56,6\mu_{\text{H}} + 0,93H_{\text{зал}} + 161,2P_{\text{нас}} - 43,4G - 13,7P_{\text{пл}} - \\ & - 52,4t_{\text{пл}} - 0,02P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,426) \end{aligned} \quad (4.299)$$

- по объектам группы 2.4.18.18.8:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & -32,5 - 1,06H_3 - 4,09H_3^p + 14,7H_{\Pi} + 2,8m_{\Gamma} + 6,62K_p + \\ & + 0,34\mu_{\text{H}} - 3,16K_{\text{неод}} - 0,008P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,729) \end{aligned} \quad (4.300)$$

- по объектам группы 2.4.18.18:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 66,8 - 2,36H_3 + 1,82H_3^p - 0,27H_{\Pi} + 1,08m_{\Gamma} + 0,03K_p - \\ & - 0,17\mu_{\text{H}} - 0,0066H_{\text{зал}} - 0,569P_{\text{нас}} + 1,7G - 0,21P_{\text{пл}} + \\ & + 0,90t_{\text{пл}} - 0,6K_{\text{неод}} - 0,003K_{\Pi} - 0,006P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,295) \end{aligned} \quad (4.301)$$

Для условий турнейских залежей Благовещенской впадины получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.13.13.1:

$$\begin{aligned} \text{КИН}_K^3 = & 17,6 + 2,08H_3 + 0,9H_3^p - 37,1H_{\Pi} + 2,99m_{\Gamma} - 0,4K_p - 0,02P_{\text{ИБ}}^3; \\ & (R^2 = 0,295) \end{aligned} \quad (4.302)$$

- по объектам группы 2.4.13.13.2:

$$\text{КИН}_K^3 = 284 - 4,58H_9 + 6,94H_9^p - 37,7H_{\Pi} - 16,5m_{\Gamma} - 5,59K_p - 0,06P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,49) \quad (4.303)$$

- по объектам группы 2.4.13.13.3:

$$\text{КИН}_K^3 = -13657,2 - 17H_9 - 30,6H_9^p + 177,3H_{\Pi} - 18,6m_{\Gamma} + 12,7K_p + 291,2\mu_{\text{н}} + 4,7H_{\text{зал}} + 717,6P_{\text{нас}} + 12,4K_{\text{неод}} - 0,03P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,399) \quad (4.304)$$

Для условий залежей фаменского яруса Южно-Татарского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.3.7.7.1:

$$\text{КИН}_K^3 = -0,59 + 3,61H_9 - 38,1H_9^p + 65,4H_{\Pi} + 14,4m_{\Gamma} + 86,3K_p - 2,01\mu_{\text{н}} - 0,15H_{\text{зал}} - 0,02P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,481) \quad (4.305)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.2:

$$\text{КИН}_K^3 = -2378 + 3,21H_9 + 22,1H_9^p - 12,2H_{\Pi} - 15,7m_{\Gamma} - 160,9K_p + 46,9\mu_{\text{н}} + 1,41H_{\text{зал}} - 0,04P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,634) \quad (4.306)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.3:

$$\text{КИН}_K^3 = -940 - 9,01H_9 + 23,0H_9^p + 81,3H_{\Pi} + 48,5m_{\Gamma} - 0,03P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,514) \quad (4.307)$$

- по объектам группы 2.3.7.7.4:

$$\text{КИН}_K^3 = -35,3 + 0,51H_9 - 5,56H_9^p + 14,47H_{\Pi} + 2,24m_{\Gamma} + 11,09K_p + 1,08\mu_{\text{н}} - 0,0335P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,429) \quad (4.308)$$

- по объектам группы 2.3.7.7:

$$\text{КИН}_K^3 = -1856,8 + 1,57H_9 + 1,84H_9^p - 8,11H_{\Pi} - 10,14m_{\Gamma} - 36,3K_p + 31,2\mu_{\text{н}} + 0,67H_{\text{зал}} + 126,03P_{\text{нас}} - 39,3K_{\text{неод}} - 0,03P_{\text{ИБ}}^3. (R^2 = 0,366) \quad (4.309)$$

Для условий залежей верейского горизонта Башкирского свода, а также отдельных залежей Верхне-Камской и Благовещенской впадин получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.5.5.1:

$$\text{КИН}_K^3 = -15,9 + 7,65H_9 + 7,82H_9^p - 11,3H_{\Pi} + 0,69m_{\Gamma} - 11,02K_p + 1,20\mu_{\text{H}} - 0,01P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,366) \quad (4.310)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.2:

$$\text{КИН}_K^3 = 46,8 - 1,15H_9 + 14,3H_9^p - 28,5H_{\Pi} + 0,47m_{\Gamma} - 16,7K_p - 1,08\mu_{\text{H}} - 0,0146P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,587) \quad (4.311)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.3:

$$\text{КИН}_K^3 = 1231,1 + 2,88H_9 - 7,01H_9^p - 8,74H_{\Pi} + 1,4m_{\Gamma} + 35,6K_p - 76,6\mu_{\text{H}} - 0,75H_{\text{зал}} - 0,013P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,584) \quad (4.312)$$

- по объектам группы 2.4.5.5.4:

$$\text{КИН}_K^3 = -263,5 + 127,08H_9 - 33,9H_9^p + 300,3H_{\Pi} - 55,01m_{\Gamma} + 148,7K_p - 0,023P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,504) \quad (4.313)$$

- по объектам группы 2.4.5.5:

$$\text{КИН}_K^3 = 357,38 - 1,63H_9 + 23,7H_9^p - 34,9H_{\Pi} + 0,53m_{\Gamma} - 35,8K_p - 19,4\mu_{\text{H}} - 0,15H_{\text{зал}} + 0,0095K_{\text{неод}} - 12,5K_{\Pi} - 0,0146P_{\text{ИБ}}^3. (R^2 = 0,361) \quad (4.314)$$

Для условий залежей башкирского яруса Башкирского свода получены следующие модели:

- по объектам группы 2.4.6.6.1:

$$\text{КИН}_K^3 = -4549,9 + 14,9H_9 - 21,7H_9^p + 74,3H_{\Pi} - 0,27m_{\Gamma} + 20,4K_p + 47,9\mu_{\text{H}} + 3,77H_{\text{зал}} + 4,01K_{\text{неод}} - 0,01P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,621) \quad (4.315)$$

- по объектам группы 2.4.6.6.2:

$$\text{КИН}_K^3 = -255,8 + 21,8H_9 - 30,9H_9^p + 24H_{\Pi} + 1,24m_{\Gamma} + 26,7K_p + 2,03\mu_{\text{H}} + 0,16H_{\text{зал}} - 0,007P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,701) \quad (4.316)$$

- по объектам группы 2.4.6.6:

$$\text{КИН}_K^3 = 174,5 + 14,2H_9 - 8,51H_9^p - 18,2H_{\Pi} - 2,33m_{\Gamma} + 5,32K_p - 1,75\mu_{\text{H}} - 0,25H_{\text{зал}} + 29,06P_{\text{нас}} - 0,27K_{\text{неод}} - 0,0085P_{\text{ИБ}}^3. (R^2 = 0,494) \quad (4.317)$$

Для условий залежей каширского горизонта Бирской седловины модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.12.12.1:

$$\text{КИН}_K^3 = 2548,5 - 8,92H_3 + 14,6H_3^p - 13,07H_{\Pi} - 117,9m_{\Gamma} - 18,5K_p - 1,01K_{\text{неод}} - 0,009P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,514) \quad (4.318)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.2:

$$\text{КИН}_K^3 = 38103,9 - 3,75H_3 + 29,9H_3^p + 18,7H_{\Pi} - 1809,2m_{\Gamma} - 15,2K_p + 3,17K_{\text{неод}} - 0,01P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,565) \quad (4.319)$$

- по объектам группы 2.4.12.12.3:

$$\text{КИН}_K^3 = -25585,3 - 7,3H_3 + 106H_3^p - 159,2H_{\Pi} + 1230,1m_{\Gamma} - 203,3K_p - 1,7K_{\text{неод}} - 0,009P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,510) \quad (4.320)$$

- по объектам группы 2.4.12.12:

$$\text{КИН}_K^3 = 5359,5 - 8,28H_3 + 13,4H_3^p - 20,3H_{\Pi} - 249,7m_{\Gamma} - 24,9K_p - 1,41K_{\text{неод}} - 0,011P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,400) \quad (4.321)$$

Для условий залежей каширского горизонта Верхне-Камской впадины модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.3.3.1:

$$\text{КИН}_K^3 = -391,4 - 3,87H_3 + 21,01H_3^p + 4,69H_{\Pi} + 11,01m_{\Gamma} - 26,2K_p - 64,7\mu_{\text{н}} + 0,87H_{\text{зал}} - 0,01P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,431) \quad (4.322)$$

- по объектам группы 2.4.3.3.2:

$$\text{КИН}_K^3 = -85303,7 + 94,5H_3 + 208,3H_3^p + 364,3H_{\Pi} + 1806,3m_{\Gamma} - 47,3K_p + 345,6\mu_{\text{н}} + 50H_{\text{зал}} + 106,6K_{\text{неод}} - 9887,9K_{\Pi} - 0,0073P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,415) \quad (4.323)$$

- по объектам группы 2.4.3.3:

$$\text{КИН}_K^3 = -66872,4 + 71,9H_3 + 155,8H_3^p + 158,4H_{\Pi} + 845,8m_{\Gamma} - 66,2K_p + 2141,9\mu_{\text{н}} + 16,7H_{\text{зал}} + 6495,3P_{\text{нас}} - 424,7G + 65,3K_{\text{неод}} - 5266,2K_{\Pi} - 0,0059P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,384) \quad (4.324)$$

Для условий залежей каширского горизонта Башкирского свода модели имеют следующий вид:

- по объектам группы 2.4.7.7.1:

$$\text{КИН}_K^3 = 46,03 + 0,29H_3 - 7,76H_3^p - 9,34H_{\Pi} - 0,49m_{\Gamma} - 0,0059P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,384) \quad (4.325)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.2:

$$\text{КИН}_K^3 = 163,8 - 2,19H_3 + 43,8H_3^p - 101,8H_{\Pi} - 0,99m_{\Gamma} - 56,5K_p - 0,0062P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,403) \quad (4.326)$$

- по объектам группы 2.4.7.7.3:

$$\text{КИН}_K^3 = -46,5 - 12,1H_3 - 53,3H_3^p + 559,9H_{\Pi} + 0,34m_{\Gamma} + 92,2K_p + 0,84\mu_{\text{н}} - 0,0088H_{\text{зал}} - 83,7P_{\text{нас}} + 0,21G - 2,19P_{\text{пл}} - 10,5K_{\text{н}} - 0,0015P_{\text{ИБ}}^3; (R^2 = 0,617) \quad (4.327)$$

- по объектам группы 2.4.7.7:

$$\text{КИН}_K^3 = 760,9 + 0,53H_3 - 4,11H_3^p - 279,2H_{\Pi} - 18,4m_{\Gamma} - 61,7K_p + 25,6\mu_{\text{н}} - 31,05K_{\text{неод}} - 0,002P_{\text{ИБ}}^3. (R^2 = 0,281) \quad (4.328)$$

Анализ моделей показывает следующее: коэффициенты детерминации зависимостей снизились в среднем на 27 % по отношению к моделям, полученным в результате обработки и интерпретации полного объема геолого-промысловых данных. Тем не менее, данные модели могут быть использованы в решение задач прогнозирования нефтеотдачи пластов при заводнении. Сопоставление трендов направления влияния одноименных параметров в моделях (4.288)–(4.328) и моделях (4.247)–(4.287) демонстрирует его сохранение более чем в 60 % вариантах. Так, например, с ростом средней эффективной нефтенасыщенной толщины неоднородность по этому параметру, отражаемая с помощью среднеквадратичного отклонения также растет, а отражаемая с помощью вариации снижается (т. к. среднее значение находится в знаменателе). Поскольку априори мы не можем сказать, что оказывает большее влияние на нефтеотдачу – толщинные свойства пород-коллекторов или неоднородность по параметрам, отражающим эти свойства, может произойти ситуация, в которой возможно неправильное толкование физического смысла влияния параметров на степень выработки запасов. И только внутренний и всесторонний анализ позволяет определить истинное влияние того или иного аргумента на изменение функции.

Исходя из этого, изменение знака влияния различных показателей на степень выработки запасов нефти происходит при исключении показателей геологической неоднородности. Это необходимо учитывать для снижения рисков

возникновения неопределенности в рамках их интерпретации и поиска скрытых закономерностей.

В целом направление влияния параметров в полученных моделях на нефтеотдачу с учетом проведенных выше результатов анализа соответствует классическим представлениям.

Обобщение и выводы

На основании проведенных исследований получены следующие основные результаты и сделаны следующие основные выводы:

– *по залежам в терригенных коллекторах ЗСНГП:*

- для условий пяти групп объектов уточнены минимальные значения параметров успешности заводнения и максимальные значения расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами, ниже которых успешность будет однозначно положительной;

- для условий четырех групп объектов определены критические значения параметров успешности заводнения, расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами, ниже и выше которых соответственно успешность будет однозначно отрицательной;

- предложен алгоритм снижения зон неопределенности при оценке успешности заводнения по данным геолого-геофизических исследований скважин и технологических параметров систем заводнения;

- получены уравнения дискриминантных функций, позволяющие установить граничные значения для разделения добывающих скважин на взаимодействующие и не взаимодействующие с высокой степенью точности;

- предложены алгоритмы прогноза максимальных значений взаимнокорреляционных функций дифференцированно по различным группам объектов с целью обоснования принятия решений, направленных на совершенствование применяемых систем разработки с использованием данных

геолого-геофизических исследований скважин. Дана физическая интерпретация процесса на основе анализа полученных моделей. Определены параметры, влияющие в наибольшей мере на изменение значений взаимнокорреляционных функций;

- установлена необходимость дифференцированного подхода при решении задач повышения эффективности заводнения залежей, поскольку в условиях различных групп объектов на степень реагирования добывающих скважин на закачку воды влияют различные комплексы геолого-технологических параметров;

- построены геолого-статистические модели, на основе которых предложена методика прогноза максимального оптимального дебита скважин при разработке залежей на естественном режиме, а также скважин, окружающих нагнетательные, для обоснования выбора и совершенствования систем заводнения, ввода в эксплуатацию простаивающих скважин и скважин с других горизонтов. Определены параметры, оказывающие превалирующее влияние на дебиты скважин различных групп объектов. Дано физическое толкование их влияния на величину дебита. Методика базируется на использовании ограниченного объема косвенной информации, имеющейся в наличии у недропользователей. Установлены области применения полученных результатов с минимальными рисками;

— по залежам в карбонатных коллекторах ВУНГП:

- в условиях залежей башкирского яруса Башкирского свода и турнейского яруса Южно-Татарского свода, Бирской седловины и Благовещенской впадин выявлены параметры, оказывающие превалирующее влияние на успешность внутриконтурного заводнения и исходя из этого предложены комплексные параметры успешности заводнения;

- для повышения вероятности достоверного ответа на вопрос об успешности заводнения определены по группам залежей, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу, а также выделенных в результате глубокой идентификации значения минимальных и критических значений параметров

успешности заводнения, позволяющие определить максимальные и критические значения расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами. Показано различие значений этих параметров в условиях выделенных групп объектов, различная степень влияния геологических параметров и параметров закачки. Установлена необходимость проведения глубокой идентификации залежей и дифференцированного использования соответствующих параметров успешности для снижения рисков принятия низкоэффективных управляющих решений;

- показано существенное снижение зон неопределенности при проведении глубокой идентификации залежей в плане прогноза успешности реализации внутриконтурного заводнения;

- предложен алгоритм выбора добывающих скважин для перевода их под нагнетание в условиях залежей, находящихся в разработке, а также алгоритм выбора расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами на стадии выхода месторождений из разведки дифференцированно по группам залежей, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу, в результате глубокой идентификации, а также внутри групп с учетом особенностей их геологического строения, на основе полученных формул и граничных значений параметров успешности;

- в условиях более 40 групп объектов, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу и на основе глубокой идентификации, установлена тесная корреляционная связь между конечным коэффициентом извлечения нефти и коэффициентом продуктивности, определенным в период с момента выхода скважин на максимальный оптимальный дебит и до момента его снижения на 15 %, а также плотностью сетки скважин и соотношением количества добывающих скважин к нагнетательным при разработке залежей с использованием внутриконтурного заводнения;

- предложено для эффективного решения задач анализа, проектирования мониторинга и управления разработкой залежей использовать предложенный параметр интенсивности воздействия, который в комплексе включает в себя

плотность сетки скважин, отношение количества добывающих и нагнетательных скважин и во многом определяет степень выработки запасов нефти;

- установлено, что в различных интервалах изменения значений параметр интенсивности воздействия по-разному влияет на коэффициент нефтеизвлечения, а степень и характер влияния этого параметра, а также продуктивности на выработку запасов в условиях выделенных различных групп объектов различны и указывают на необходимость дифференцированного подхода при реализации полученных результатов;

- предложены модели, позволяющие оценивать конечный коэффициент извлечения нефти при разработке залежей с заводнением при различных плотностях сеток скважин и соотношениях количества добывающих и нагнетательных скважин на основе проведения гидродинамических исследований после очистки призабойной зоны от продуктов бурения и стабилизации максимального оптимального дебита;

- доказана необходимость проведения глубокой идентификации залежей для снижения погрешностей оценки степени выработки запасов при различных значениях параметра интенсивности воздействия на участках с различной продуктивностью;

- показана необходимость дифференциации плотности сетки добывающих и систем размещения нагнетательных скважин по площади объектов разработки в зависимости от особенности геологического строения залежей и количественного влияния этих особенностей в координатах конечный коэффициент извлечения нефти – параметр интенсивности воздействия;

- показано, что в условиях объектов каширского горизонта Верхне-Камской впадины и Башкирского свода могут быть использованы зависимости $K_{ИН}^3 - P_{ИВ}^3$, полученные в целом по тектонико-стратиграфическим элементам, тогда как в условиях турнейского яруса Южно-Татарского свода, Бирской седловины, Благовещенской впадины необходимо проведение глубокой дифференциации и использование соответствующих моделей для решения задач проектирования и разработки;

- установлено, что и в условиях трещиноватых известняков фаменского и турнейского ярусов параметр интенсивности воздействия также оказывает существенное влияние на нефтеотдачу, однако степень выработки запасов по ним по сравнению с залежами каширского, верейского и подольского горизонтов при равных значениях коэффициента продуктивности существенно выше;

- показана необходимость совместного использования коэффициента продуктивности и параметра интенсивности воздействия при прогнозе конечного коэффициента нефтеизвлечения;

- предложен алгоритм для выбора систем размещения добывающих и нагнетательных скважин, а также определения оптимальной сетки скважин по залежам в карбонатных коллекторах, основанный на предложенной схеме идентификации объектов с последующим использованием соответствующих моделей;

- созданы геолого-статистические модели для прогноза конечного коэффициента извлечения нефти по группам объектов, выделенных с использованием методов факторного анализа, основанных на использовании комплекса геолого-промысловой информации в условиях дефицита данных гидродинамических исследований скважин;

- установлено существенное влияние параметров геологической неоднородности на величину выработки запасов нефти, причем степень и характер влияния в условиях различных групп объектов различны, что необходимо учитывать при проведении процедуры прогноза через идентификацию и выбор соответствующей модели;

- созданы геолого-статистические модели для оценки конечного коэффициента извлечения нефти на стадии составления первых проектных документов, предусматривающие использование набора геологических параметров, определение которых достаточно надежно производится на стадии выхода месторождений из разведки, а также использование различных значений параметра интенсивности воздействия;

- предложен алгоритм оценки эффективности применения различных систем заводнения и методов увеличения нефтеотдачи пластов, основанный на адресном использовании полученных моделей при условии разработки залежей с применением внутриконтурного заводнения;

- установлены сходства и различия геологического строения групп объектов, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу и в результате глубокой идентификации, их влияние на коэффициент нефтеизвлечения;

- дана физическая интерпретация влияния геолого-технологических параметров на процесс выработки запасов нефти на основе использования понятия эмерджентности геологических систем, что позволило устранить противоречивые толкования этого влияния на конечный коэффициент извлечения нефти по сравнению с классическими представлениями;

- показано, что в условиях различных групп объектов на степень выработки запасов нефти оказывает влияние свой специфический набор геологических параметров, при этом вклад их в конечный результат различен, различны характер и степень влияния плотности сетки скважин и интенсивности систем заводнения, что является отражением влияния неучтенных факторов и нивелируется процедурой идентификации, последующей дифференциацией объектов и использованием соответствующих моделей;

- установлено, что при прочих равных условиях увеличение степени трещиноватости пород-коллекторов приводит к росту степени выработки запасов при эксплуатации залежей с применением заводнения продуктивных пластов;

- на основе геолого-статистического моделирования построены модели, позволяющие проводить оценку и прогнозирование значений конечных коэффициентов извлечения нефти залежей групп объектов, выделенных как с использованием тектонико-стратиграфического фактора, так и в результате глубокой идентификации внутри крупных тектонических и стратиграфических элементов в пределах провинции;

- показано, что модели, полученные с использованием ограниченного объема информации, имеют коэффициент детерминации на 27 % ниже, чем модели, полученные с использованием полного комплекса, однако использование их на стадии составления первых проектных документов вполне оправдано;

- установлено, что погрешности моделей, построенных в целом по тектонико-стратиграфическим элементам во всех рассмотренных случаях выше погрешностей моделей, построенных по выделенным группам объектов в результате проведения глубокой идентификации внутри этих элементов, что необходимо учитывать при проведении оценок и прогнозировании коэффициентов извлечения нефти.

Кроме того, проведенные исследования и полученные результаты позволяют эффективно проводить решение широкого круга задач, направленных на повышение эффективности эксплуатации залежей нефти ВУНГП и ЗСНГП в условиях наличия неопределенностей в плане геолого-промысловой информации с использованием искусственного интеллекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проведенных исследований получены следующие основные результаты и сделаны следующие основные выводы:

1. Решены задачи создания комплекса алгоритмов и методик, а также установления особенностей проведения процедуры идентификации объектов разработки в условиях неопределенности. При этом, более чем по полутора тысячам объектов разработки Волго-Уральской нефтегазоносной провинции проведена процедура идентификации и на её основе созданы алгоритмы: подбора объектов-аналогов на качественном уровне для залежей на ранней стадии разработки на основе использования типа коллектора, принадлежности к стратиграфической системе, ярусу, горизонту, тектоническому элементу; идентификации и группирования, адаптированные к условиям залежей нефти, основанные на использовании параметров, оказывающих превалирующее влияние на процессы выработки запасов нефти и эффективность разработки, и лежащие в основе подсчета запасов и проектирования разработки месторождений; идентификации залежей нефти с различным типом коллекторов для поиска залежей-аналогов в коллекторах, приуроченных к различным стратиграфическим системам; поиска групп объектов-аналогов для залежей, находящихся вне рассмотренных в работе тектонических и стратиграфических элементов; идентификации залежей для стадии полного разбуривания месторождений, основанной на последовательном использовании получаемой информации об объекте; глубокой идентификации объектов, предполагающей использование достаточной по объему количественно-качественной информации для эффективного использования метода аналогий при решении производственных задач.

Установлены: области определения объектов-аналогов в карбонатных коллекторах, приуроченных к различным стратиграфическим системам; необходимость предварительной дифференциации объектов в зависимости от принадлежности к той или иной системе, что позволяет более четко провести

идентификацию по ярусам и горизонтам; определенное сходство отдельных залежей в карбонатных коллекторах каменноугольной системы, приуроченных не только к различным тектоническим элементам, но и к различным стратиграфическим комплексам; различие степени влияния параметров, характеризующих особенности геологического строения и свойства пластовых флюидов, а также условия залегания и термобарические свойства на идентифицируемость залежей в разных условиях; минимальный набор параметров, характеризующих различные геологические системы для проведения процедуры идентификации с использованием ограниченного объема информации на ранних стадиях разработки нефтяных месторождений; случаи перемещения объектов во времени на факторных плоскостях дискриминантных функций в процессе получения дополнительной информации об объекте.

Определены: состав групп объектов, входящих в различные тектонико-стратиграфические элементы, а также вероятность их появления в группе с выделением группообразующих тектонико-стратиграфических элементов, что расширяет области поиска объектов-аналогов при их явном отсутствии; области в осях канонических дискриминантных функций для поиска объектов в терригенных коллекторах, близких по геологическому строению, приуроченных к различным стратиграфическим системам; набор единых параметров, обеспечивающих семидесятипроцентную идентифицируемость залежей.

Показано, что: при группировании процент верно сгруппированных объектов существенно выше при комплексном использовании факторов тектоники и стратиграфии по залежам с различными типами коллекторов; в пределах групп, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу, присутствуют отдельные объекты, входящие в состав сопредельных тектонических элементов, ввиду идентичности условий формирования залежей – и это необходимо учитывать при идентификации и поиске объектов-аналогов; использование фактора тектонической приуроченности при группировании объектов необходимо проводить отдельно по залежам с различным типом коллекторов для снижения зон неопределенности; значимость параметров при

проведении идентификации во многом определяется эмерджентностью (целостностью) системы, которая находит свое выражение в коррелированности параметров, характеризующих эту систему между собой.

2. Реализована процедура моделирования продуктивности скважин и залежей с использованием косвенной информации в условиях неопределенностей, вызванных отсутствием достоверных и достаточных данных гидродинамических исследований для реализации концепции эффективной разработки залежей с использованием искусственного интеллекта. При этом, на основе изучения процесса восстановления свойств призабойной зоны скважин после выхода из бурения в условиях групп объектов, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу, а также с использованием глубокой идентификации создана методика, позволяющая в условиях неопределенностей, связанных с ограниченным проведением гидродинамических исследований с использованием косвенной информации, дифференцированно по различным группам объектов: определять время восстановления реальных свойств призабойной зоны посредством проведения исследований методом установившихся отборов в период очистки ПЗП; оценивать дебиты скважин в период от освоения и до выхода на максимальный оптимальный дебит; сравнивать эффективность добычи нефти с использованием забоев различной конструкции.

Установлены периоды стабилизации значений коэффициентов продуктивности скважин после очистки призабойной зоны пласта дифференцированно по объектам, приуроченным к различным тектонико-стратиграфическим элементам и выделенным группам объектов внутри них, что позволяет снизить влияние посторонних «шумов» при оценке реальных значений коэффициента продуктивности.

Построены модели для прогнозирования продуктивности и удельной продуктивности скважин и залежей групп объектов, выделенных как с использованием тектонико-стратиграфического фактора, так и в результате глубокой идентификации внутри крупных тектонических и стратиграфических

элементов. Модели для оценки продуктивности построены на основе использования как полного комплекса имеющейся информации о залежах групп объектов, в том числе и с использованием показателей геологической неоднородности, так и с использованием ограниченного объема, что позволяет осуществлять процедуру прогнозирования в стадии ввода месторождений в эксплуатацию, а также в условиях отсутствия или непредставительного объема информации о залежах. Проведен анализ полученных моделей и дано физическое толкование влияния параметров, вошедших в модели на продуктивность как с точки зрения классических представлений, так и с точки зрения эмерджентности пластовых систем.

Установлено, что погрешности моделей, построенных по тектонико-стратиграфическим элементам во всех случаях выше погрешностей моделей, построенных по выделенным группам объектов в результате проведения глубокой идентификации внутри этих элементов, что необходимо учитывать при проведении оценок и прогнозирования реальных значений коэффициентов продуктивности и удельной продуктивности как скважин, так и залежей в целом.

3. Изучены особенности процесса нефтеизвлечения дифференцированно в условиях различных групп месторождений с созданием научно-методических основ использования информационных технологий в решении задач повышения эффективности выработки запасов при разработке залежей без организации закачки в пласт воды.

Создан комплекс алгоритмов, позволяющих проводить прогноз и оценку конечного коэффициента извлечения нефти и выбор плотности сетки скважин в условиях неопределенности параметров пластовых систем по различным группам объектов, на основе полученных геолого-статистических моделей, построенных с использованием многовариантности и включающих в себя параметры, определяемые:

- по данным гидродинамических исследований скважин;
- достаточно надежно на начальной стадии разработки по результатам геофизических и лабораторных исследований;

- после полного разбуривания месторождений с учетом геологической неоднородности.

Установлены наборы параметров геологической неоднородности, в наибольшей мере оказывающие влияние на нефтеотдачу, причем степень и характер влияния их в условиях представленных групп объектов различны, что должно учитываться при проведении процедуры прогноза через идентификацию и выбор соответствующей модели.

Дана физическая интерпретация влияния вошедших в модели геолого-технологических параметров на коэффициент нефтеизвлечения, зависимостей степени выработки запасов при разработке залежей до предела экономической рентабельности от плотности сетки скважин и коэффициента продуктивности, что позволило устранить противоречивые толкования этого влияния на конечный коэффициент извлечения нефти по сравнению с классическими представлениями.

Показано, что модели, полученные для использования на ранней стадии разработки, имеют коэффициент детерминации на 25 % ниже, чем модели, полученные для использования после полного разбуривания месторождений, однако использование их на стадии составления технологических схем и проектов вполне оправдано, а погрешности моделей, построенных с учетом их тектонической и стратиграфической приуроченности, выше погрешностей моделей, построенных по группам объектов, выделенным в результате проведения глубокой идентификации внутри этих элементов, что необходимо учитывать при проведении оценок и прогнозировании коэффициентов извлечения нефти.

4. Решен комплекс задач по созданию научно-методической базы геолого-технологического обоснования повышения эффективности управления заводнением в условиях неоднородной информации о залежах. При этом предложены параметры, характеризующие успешность заводнения, определены критические и минимальные их значения для фактической оценки взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин, критические и максимальные расстояния между ними, а также алгоритмы снижения зон

неопределенности при оценке успешности заводнения и прогноза максимальных значений взаимнокорреляционных функций по геолого-геофизическим данным.

Построены геолого-статистические модели, которые легли в основу методики прогноза максимального оптимального дебита скважин при разработке залежей на естественном режиме, а также скважин, окружающих нагнетательные, для обоснования выбора и совершенствования систем заводнения, ввода в эксплуатацию простаивающих скважин и скважин с других горизонтов. Определены параметры, оказывающие превалирующее влияние на дебиты скважин. Дано физическое толкование их влияния на величину дебита. Методика базируется на использовании ограниченного объема косвенной информации, имеющейся в наличии у недропользователей. Установлены области применения полученных результатов с минимальными рисками и показано существенное снижение зон неопределенности при проведении глубокой идентификации залежей в плане прогноза успешности реализации внутриконтурного заводнения.

Предложен комплекс алгоритмов для установления скважин-кандидатов добывающего фонда для перевода их в нагнетательный на разбуренных объектах, а также выбора систем заводнения на залежах, вводимых в разработку по объектам групп, выделенным с учетом тектонико-стратиграфического фактора и в результате проведения процедуры глубокой идентификации на основе полученных формул и граничных значений параметров успешности.

Для эффективного решения задач разработки предложено использовать параметр интенсивности воздействия, который в комплексе включает в себя не только плотность сетки скважин, но и отношение количества скважин добывающего и нагнетательного фондов. Созданы модели для прогноза конечного коэффициента извлечения нефти при использовании различных плотностей сеток скважин и систем заводнения на основе проведения гидродинамических исследований по скважинам после очистки призабойной зоны от продуктов бурения. Показана необходимость дифференциации плотности сетки добывающих и систем размещения нагнетательных скважин по площади объектов разработки.

Определен актуальный набор параметров, позволяющий использовать созданные геолого-статистические модели прогноза конечного коэффициента извлечения нефти в различных условиях разработки, в том числе в условиях дефицита данных гидродинамических исследований.

Дана физическая интерпретация характера влияния геолого-технологических факторов на процесс выработки запасов нефти.

Показано, что в условиях каждой выделенной группы объектов на степень выработки запасов нефти оказывает влияние свой специфический набор геологических параметров, при этом вклад их в конечный результат различен, различны характер и степень влияния плотности сетки скважин и соотношения количества добывающих скважин к нагнетательным, что является отражением влияния неучтенных факторов и нивелируется процедурой идентификации, последующей дифференциацией объектов и использованием соответствующих моделей. Установлено, что увеличение степени трещиноватости пород-коллекторов приводит к росту степени выработки запасов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Токарев М. А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой / М. А. Токарев. – Москва: Недра, 1990. – 267 с.
2. Абызбаев И. И. Группирование пластовых залежей нефти по основным геолого-промысловым параметрам / И. И. Абызбаев // Геология нефти и газа. – 1985. – № 3. – С. 54-56.
3. Мухаметшин В. Ш. Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей при решении задач разработки / В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – 84 с.
4. Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving / V. Sh. Mukhametshin, I. N. Khakimzyanov, R. N. Bakhtizin, L. S. Kuleshova // SOCAR Proceedings. – 2021. – Special Issue 1. – Pp. 88-97. – DOI: 10.5510/OGP2021SI100513.
5. Рогачев М. К. Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири / М. К. Рогачев, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Записки Горного института. – 2019. – Т. 240. – № 6. – С. 711-715. – DOI: 10.31897/PMI.2019.6.711.
6. Мухаметшин В. В. Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий / В. В. Мухаметшин // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2020. – № 4. – С. 42-50. – DOI: 10.5510/OGP20200400464.
7. Мухаметшин В. В. Научно-методические основы системного геолого-технологического обоснования повышения эффективности управления и использования ресурсной базы жидких углеводородов в условиях изменения структуры запасов нефти: дис. ... д-р техн. наук / Мухаметшин Вячеслав Вячеславович. – Уфа, 2019. – 580 с.

8. Муслимов Р. Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН) / Р. Х. Муслимов. – Казань: ФЭН, 2014. – 750 с.
9. Мухаметшин В. В. Идентификация и группирование залежей для использования метода аналогий в решении задач повышения эффективности управления ресурсами жидких углеводородов: монография / В. В. Мухаметшин – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – 176 с.
10. Лозин Е. В. Геология и нефтегазоносность Башкортостана / Е. В. Лозин. – Уфа: Изд-во БашНИПИнефть, 2015. – 704 с.
11. Муслимов Р. Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии / Р. Х. Муслимов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 30-35.
12. Шмаль Г. И. Нефтегазовый комплекс в условиях геополитических и экономических вызовов: проблемы и пути решения / Г. И. Шмаль // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 8-11.
13. Дмитриевский А. Н. Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России / А. Н. Дмитриевский // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 6-7.
14. Иванова М. М. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа / М. М. Иванова, Л. Ф. Дементьев, И. П. Чоловский. – Москва: Альянс, 2014. – 422 с.
15. Лобусев А. В. Моделирование разведки и разработки виртуального нефтегазового месторождения / А. В. Лобусев, М. А. Лобусев, Л. Н. Назарова. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2016. – 125 с.
16. Мухаметшин В. Ш. Разработка низкопродуктивных залежей нефти на естественных режимах: учебное пособие / В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – 109 с.
17. Токарев М. А. Оценка и использование характеристик геологической неоднородности продуктивного пласта / М. А. Токарев. – Уфа: Изд-во УНИ, 1983. – 66 с.

18. Дементьев Л. Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии / Л. Ф. Дементьев. – Москва: Недра, 1983. – 189 с.
19. Геолого-технологические особенности разработки нефтяных месторождений южного региона Башкортостана / Ю. А. Котенев, Ю. Н. Ягофаров, В. П. Давыдов, В. Е. Андреев. – Санкт-Петербург: Недра, 2004. – 286 с.
20. Классификация объектов разработки нефтяных месторождений Дюртюлинской группы Башкортостана / В. Е. Андреев, Ю. А. Котенев, Ш. Х. Султанов, И. М. Назмиев // Актуальные проблемы геологии нефти и газа. Кремсовские чтения: материалы 2-ой региональной научно-практической конференции, посвященной 300-летию геологической службы России, 100-летию со дня рождения А. Я. Кремса, 30-летию кафедры Геологии нефти и газа / отв. ред. А. И. Дьяконов, А. Р. Бенч. – Ухта: Изд-во Ухтинского индустриального института. – С. 317-319.
21. Идентификация слабо выработанных зон на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами / И. Ф. Хатмуллин, Е. И. Хатмуллина, А. Т. Хамитов, Р. А. Гималетдинов, С. Е. Мезиков // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 74-79.
22. Геолого-технологические особенности разработки нефтяных месторождений южного региона Башкортостана / Ю. А. Котенев, Ю. Н. Ягофаров, В. П. Давыдов, В. Е. Андреев. – Санкт-Петербург: Недра, 2004. – 286 с.
23. Кулешова Л. С. Повышение эффективности управления разработкой залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами в условиях ограниченного объема информации: дис. ... канд. техн. наук / Кулешова Любовь Сергеевна. – Уфа, 2020. – 158 с.
24. Алварado В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения / В. Алварado, Э. Манрик; пер. с англ. Б. Л. Фалалеева. – Москва: Премиум инжиниринг, 2011. – 220 с.
25. Armstrong L. Environmental Considerations for Transferring Offshore Facilities to National Oil Company Operators / L. Armstrong, J. L. Edmunds, J. B. Clare // SPE International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and

Gas Exploration and Production. – Nice, France, 2008. – 8 p. – DOI: 10.2118/111704-MS.

26. Методический подход к классификации месторождений и поиску месторождений-аналогов / И. О. Орлова, Е. И. Захарченко, Н. К. Скиба, Ю. И. Захарченко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 12. – С. 16-18.

27. Хасанов М. М. Компьютерные технологии решения многокритериальных задач мониторинга разработки нефтяных месторождений / М. М. Хасанов, Р. К. Мухамедшин, И. Ф. Хатмуллин // Вестник инжинирингового центра ЮКОС. – 2001. – № 2. – С. 26-29.

28. Zoveidavianpoor M. Development of a Fuzzy System Model for Candidate-well Selection for Hydraulic Fracturing in a Carbonate Reservoir / M. Zoveidavianpoor, A. Samsuri, S. R. Shadizadeh // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. – Mumbai, India, 2012. – 25 p. – DOI: 10.2118/153200-MS.

29. Снижение рисков при проведении ремонтно-изоляционных работ / Т. С. Усманов, И. Ф. Хатмуллин, Р. К. Мухамедшин, И. З. Муллагалин, А. Г. Телин, И. С. Афанасьев, В. Н. Чукашов, М. М. Тазиев // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 8. – С. 86-89.

30. Андреева Н. Н. Изучение международного опыта создания полигонов для испытания техники и технологий, применяемых в ТЭК / Н. Н. Андреева, И. М. Валиуллин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 107-111.

31. Султанов Ш. Х. Эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях НГДУ «Чекмагушнефть» / Ш. Х. Султанов, И. М. Назмиев // Тезисы докладов 49-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых / коллектив авторов. – Уфа: [б. и.], 1998. – С. 21.

32. Применение микробиологического воздействия путем закачки избыточного активного ила для увеличения нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки / Л. Н. Загидуллина, В. Е. Андреев, Ю. А. Котенев, Ш. Х. Султанов // Проблемы нефтегазового комплекса России: тезисы докладов

Международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: [б. и.], 1998. – С. 63.

33. Метод экспресс-оценки технологических показателей новых проектов / В. В. Плынин, С. С. Уразов, А. А. Кожемякин, Е. А. Трахачева // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 102-105.

34. Joshi S. D. Horizontal well technology / S. D. Joshi. – Tulsa: Pennwell Publishing Company, 1991. – 535 p.

35. Алтунин А. Е. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях / А. Е. Алтунин, М. В. Сумухин. – Тюмень: Изд-во Тюменского государственного университета, 2000. – 352 с.

36. Мирзаджанзаде А. Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность / А. Х. Мирзаджанзаде, М. М. Хасанов, Р. Н. Бахтизин. – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.

37. Адаптивные методы контроля выработки запасов (на примере Мамонтовского месторождения, Тюменская область) / М. М. Хасанов, И. Ф. Хатмуллин, Р. М. Галеев, Н. С. Тянь, В. Н. Шабловский // Нефтепромысловое дело. – 1998. – № 6. – С. 7–9.

38. Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа / Р. М. Тер-Саркисов, В. М. Максимов, К. С. Басниев, А. Н. Дмитриевский, Л. М. Сургучев. – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2012. – 452 с.

39. Антоневиц Ю. С. Интегрированный подход к управлению инвестиционным портфелем в нефтегазодобывающих компаниях / Ю. С. Антоневиц, А. В. Ефимов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 83-85.

40. Back M. J., Guercio C. Portfolio Management for Strategic Planning and Operational Optimization // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Florence, Italy, 2010. – 6 p. – DOI: 10.2118/134339-MS.

41. Briones M., Zambrano J. A., Zerpa C. Study of Gas-Condensate Well Productivity in Santa Barbara Field, Venezuela, by Well Test Analysis // SPE Annual

Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas. – 2002. – 9 p. – DOI: 10.2118/77538-MS.

42. Streamline Simulation for Enhanced-Oil Recovery: Review and Laboratory Tests / V. Alvarado, M. Stirpe, C. La Roque, R. Ponce, M. Farias // Proceedings of INGERPET, EXPL-4-VA-84. – Lima. – 2002.

43. Минниханов Р. Н. О создании научных полигонов по изучению трудноизвлекаемых запасов нефти в Татарстане / Р. Н. Минниханов, Н. У. Маганов, Р. С. Хисамов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 60-63.

44. Шахвердиев А. Х. Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений / А. Х. Шахвердиев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 58-63.

45. Larue D. K., Yue Y. How stratigraphy influences oil recovery: a comparative reservoir database study // The Leading Edge. – 2003. – Vol. 22. – № 4. – P. 332-339.

46. Leffler W. L., Pattarozzi R., Sterling G. Deepwater Petroleum Exploration & Production: A Nontechnical Guide. – PennWell, 2003. – 166 p.

47. Allan J., Qing Sun S. Controls on Recovery Factor in Fractured Reservoirs: Lessons Learned from 100 Fractured Fields // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Denver, Colorado, 2003. – 18 p. – DOI: 10.2118/84590-MS.

48. Шаблоны применения технологий – эффективный способ систематизации знаний / С. И. Кудряшов, М. М. Хасанов, В. А. Краснов, Р. А. Хабибуллин, А. А. Семенов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 7-9.

49. Геолого-технологические особенности разработки нефтяных месторождений северо-запада Башкортостана / Ф. Х. Хатмуллин, И. М. Назмиев, В. Е. Андреев, Ю. А. Котенев, Л. Н. Загидуллина, Ш. Х. Султанов. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1999. – 284 с.

50. Вайншток С. М. Геолого-технологические особенности разработки месторождений Когалымского региона с применением методов увеличения нефтеотдачи / С. М. Вайншток, Н. Ш. Хайредин, В. Е. Андреев – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – 156 с.

51. Alvarado V., Thyne G., Murrell G. R. Screening Strategy for Chemical

Enhanced Oil Recovery in Wyoming Basin // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Denver, Colorado, 2008. – 14 p. – DOI: 10.2118/115940-MS.

52. Скачек К. Г. Разработка моделей прогноза нефтегазоносности пласта Ю₂ по геохимическим данным (на примере территории деятельности ООО «Лукойл-Западная Сибирь») / К. Г. Скачек, В. И. Галкин, А. В. Растегаев // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 13-16.

53. Концептуальные модели и нефтеносность пласта Ю₁¹ на территории деятельности ООО «Лукойл-Западная Сибирь» в широтном Приобье / С. А. Лац, А. Б. Сметанин, Е. А. Щергина, Н. В. Белов, А. Н. Шайхутдинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 9. – С. 10-17.

54. Шпуров И. В. Дифференцированный анализ степени вовлечения и выработанности запасов юрских залежей в пределах Западно-Сибирской НГП / И. В. Шпуров, В. А. Захаренко, А. Я. Фурсов // Недропользование XXI век. – 2015. – № 1 (51). – С. 12-19.

55. Дмитриевский А. Н. Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов / А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2015. – № 6. – С. 10-16.

56. Запивалов Н. П. Нефтегазовая наука и практика XXI века: новые идеи и парадигмы / Н. П. Запивалов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 2. – С. 32-37.

57. Характеристика геологической модели и перспектив нефтегазоносности клиноформ берриасского возраста ачимовской толщи севера Западной Сибири / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, А. С. Недосекин, А. В. Лукашов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – 2016. – № 1. – С. 9-22.

58. Яковлева-Устинова Т. Нефтяной рекорд России // Oil and Gas Journal. – 2016. – № 1. – С. 46-49.

59. Байков Н. М. Об энергетической стратегии России на период до 2030 года (в порядке обсуждения) / Н. М. Байков // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 4.

– С. 34-37.

60. Медведева О. С. Поиск решений по вовлечению в разработку остаточных запасов нефти объекта ЮС₁ Южно-Ягунского месторождения / О. С. Медведева, Е. С. Остяков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 9. – С. 69-75.

61. Муслимов Р. Х. Новая стратегия освоения нефтяных месторождений в современной России – оптимизация добычи и максимизация КИН / Р. Х. Муслимов // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 4. – С. 8-17.

62. Зональное изменение свойств пород и продуктивности скважин в блоковой структуре юрских отложений Ватъеганского месторождения / А. Н. Лесной, А. В. Бочкарев, А. А. Калугин, Е. И. Бронсова // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 6. – С. 23-28.

63. Гуляев В. Н., Киприн И. И. О реализации нестационарного заводнения на объекте АВ₁₋₂ Урьевского месторождения / В. Н. Гуляев, И. И. Киприн // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 9. – С. 76-81.

64. Еремин Н. А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа: учебное пособие в 2-х кн. / Н. А. Еремин. – Кн. 1. – Москва: Изд-во РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 200 с.

65. Демидов А. В. Повышение эффективности выработки запасов гидродинамически связанных пластов на основе одновременно-раздельной закачки воды с содержанием взвешенных частиц / А. В. Демидов, П. В. Пятибратов // Нефть, газ и бизнес. – 2016. – № 9. – С. 3-7.

66. Обоснование выработки юрских залежей Ватъеганского месторождения / А. Н. Лесной, А. В. Лобусев, А. В. Бочкарев, А. А. Калугин, К. В. Казаков // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 7. – С. 9-14.

67. Метод экспресс-оценки технологических показателей новых проектов / В. В. Плынин, С. С. Уразов, А. А. Кожемякин, Е. А. Трахачева // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 102-105.

68. Norwegian Petroleum Directorate. Chapter 4: Recovery of oil. In R. Binns

(Trans). The petroleum resources on the Norwegian continental shelf. – Stavanger, Norway: Norwegian Petroleum Directorate, 2005. – P. 30-37.

69. Количественные методы использования аналогов в задачах разведки и разработки месторождений / С. И. Кудряшов, Е. Ю. Белкина, М. М. Хасанов, В. А. Павлов, П. А. Тарасов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 4. – С. 43-47.

70. Белонин М. Д. Факторный анализ в геологии / М. Д. Белонин, В. А. Голубева, Г. Т. Скублов. – Москва: Недра, 1982. – 269 с.

71. Дементьев Л. Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии / Л. Ф. Дементьев. – М.: Недра, 1983. – 189 с.

72. Йереског К. Г., Клован Д. И., Реймент Р. А. Геологический факторный анализ / пер. с англ. Л. Н. Дуденко. – Л.: Недра, 1980. – 224 с.

73. Крамбейн У., Кауфмен М., Мак-Кеммон Р. Модели геологических процессов: введ. в мат. геологию / пер. с англ. Р.И. Когана.– М.: Мир, 1973.–150 с.

74. Мирзаджанзаде А. Х., Степанова Г. С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа / А. Х. Мирзаджанзаде, Г. С. Степанова. – М.: Недра, 1977. – 229 с.

75. Гусейнзаде М. А., Калинина Э. В., Добкина М. В. Методы математической статистики в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1979. – 340 с.

76. Каналин В. Г. Интерпретация геолого-промысловой информации при разработке нефтяных месторождений. – М., Недра, 1984. — 184 с.

77. Гиматудинова Ш. К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. – М.: Недра, 1983. – 455 с.

78. Лебединец Н. П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М.: Наука, 1997. – 397 с.

79. Dorfman M. B. Evalution of decrease in productivity indices of production wells in the fi elds with reservoirs comprised of highly heterogeneous carbonates // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2006 (Moscow, Russia, 3–6 October, 2006). – 2006. – Vol. 1. – P. 463-468. – DOI: 10.2118/102299-MS

80. Ромм Е. С. Структурные модели порового пространства горных пород. / Е. С. Ромм. – Л.: Недра, 1985. – 240 с

81. Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Перевод с английского. - М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2009. – 868 с.

82. SPE 177563-MS Renfeng Yang (CNOOC Research Institute) Jingting Zhang (CNOOC Research Institute) Li Yang (CNOOC Research (CNOOC Research Institute), 2015

83. Щербаков А. А., Хижняк Г. П., Галкин В. И. Прогнозирование коэффициента продуктивности скважин с боковым стволом (на примере Уньвинского месторождения) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг ресурсов. – 2019. – Т. 330 – №5. – С. 93-99.

84. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С. С. Черепанов, И. Н. Пономарева, А. А. Ерофеев, С. В. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 94-96.

85. Кашников Ю. А. Опыт создания ориентированной трещины гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / Ю. А. Кашников, С. Г. Ашихмин, С. С. Черепанов, Т. Р. Балдина, Е. В. Филиппов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 40-43.

86. Шешенина, А. В. Применение гидродинамических исследований для выбора оптимального режима работы скважины, определения коэффициента продуктивности и пластового давления / А. В. Шешенина // Геология в развивающемся мире: сборник научных трудов по материалам XVI Международной научно–практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых / отв. ред. Н. В. Кулакова. – Пермь: Изд-во Пермского государственного национального исследовательского университета, 2023. – С. 318-321. – EDN AEQFQJ.

87. Опыт оценки продуктивных характеристик эксплуатационного объекта гидродинамическими и геохимическими методами / И. С. Левченко, К. Г. Каган,

В. С. Левченко [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 10(382). – С. 57-65. – DOI: 10.33285/2413-5011-2023-10(382)-57-65. – EDN EQEDDJ.

88. Уточнение геологической модели месторождения по данным геохимического мониторинга молекулярного состава нефтей / А. В. Ермоловский, А. Я. Куклинский, С. Ю. Штунь [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2021. – № 12 (360). – С. 31-36. – DOI: 10.33285/2413-5011-2021-12(360)-31-36.

89. Лабораторная, численная и промысловая оценка эффективности циклического геомеханического воздействия на карбонатном коллекторе турнейского яруса / И. М. Индрупский, И. И. Ибрагимов, Т. Н. Цаган-Манджиев [и др.] // Записки Горного института. – 2023. – Т. 262. – С. 581-593. – DOI: 10.31897/PMI.2023.5. – EDN GSVEJA.

90. Padhy G. S., Al-Rashidi T., Gezeeri T. M. et al. Role of Geomechanics and Integrated Reservoir Characterization in Production Enhancement from a Heterogeneous Carbonate Reservoir: A Success Story From Kuwait // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 18–21 March 2019, Manama, Bahrain. OnePetro, 2019. № SPE–194920–MS. – DOI: 10.2118/194920-MS.

91. Мартюшев Д. А. Экспериментальное исследование влияния забойного давления добывающих скважин на выработку запасов из сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 5. – С. 110-119. – DOI: 10.18799/24131830/2021/05/3190. – EDN: FZQDVR.

92. Леонов, Е. Г. Расчет коэффициентов проницаемости и продуктивности, а также скин-фактора с помощью формул индикаторных линий, полученных в лабораторных условиях / Е. Г. Леонов, У. Б. Убушаев, А. Н. Костюченко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 6(366). – С. 68-72. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-6(366)-68-72. – EDN JDCYZJ.

93. Закиров А. А. Скважинные исследования для определения эксплуатационных характеристик / А. А. Закиров, А. М. Зиновьев, Е. С. Ширяев // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 1. – № 1 (15). – С. 104-106. – EDN ISZNRS.

94. Применение различных методик определения продуктивности скважин для оценки эффекта от планируемых ГТМ на Восточно–Мессояхском месторождении / А. П. Кротова, Н. А. Новопашин, А. В. Ширококов, Б. Р. Миннебаев // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2023. – Т. 8. – № 2 (28). – С. 83-89. – DOI 10.51890/2587–7399–2023–8–2–83–89. – EDN JFQDZA.

95. Методика расчета коэффициента продуктивности скважин неоднородных по проницаемости коллекторов / Н. Г. Назарова// Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 4 (209). – С. 51-55.

96. Султанов В. Ф. Инструмент оперативного расчета запускных показателей скважины на основании данных результатов интерпретации геофизических исследований / В. Ф. Султанов, Ф. Ф. Султанов // Новые технологии в газовой промышленности: газ, нефть, энергетика: тезисы XIV Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов / коллектив авторов. – Москва: Изд-во Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И. М. Губкина, 2022. – С. 428-429. – EDN TTCCAX.

97. Давлетбакова Л. А., Габитова С. И., Климов В. Ю., Шуваев Д. В., Эдельман И. Я., Шмидт С. А. Новый метод мониторинга динамики изменения коэффициента продуктивности скважин // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2021. – № 6 (2). – С. 33-38. – DOI: 10.51890/2587-7399-2021-6-2-33-38.

98. Косвенные способы оценки текущего пластового давления в скважине для использования при построении интегрированных моделей месторождений / Т. С. Ладейщикова, В. А. Волков, Н. Н. Собянин, А. В. Митрошин // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 7 (631). – С. 39-45. – DOI: 10.33285/0207–2351-2021-7(631)-39-45. – EDN QOGVIS.

99. Рекомендации по подбору конструкций многозабойных скважин в разных геологических условиях с учетом накопленного опыта / А. А. Зернин, Е.

С. Зюзев, А. С. Сергеев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 5 (149). – С. 159-167. – DOI: 10.31660/0445-0108-2021-5-159-167. – EDN NHYZFY.

100. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения / В. А. Мордвинов, Д. А. Мартюшев, Т. С. Ладейщикова, Н. П. Горланов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, – № 14. – С. 32-38. – DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.4. – EDN TMZMJR.

101. Попов С. Н., Чернышов С. Е., Гладких Е. А. Влияние деформаций терригенного коллектора в процессе снижения забойного и пластового давления на изменение проницаемости и продуктивности скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 9. – С. 148-157.

102. Поплыгин В. В. Оценка изменения коэффициентов продуктивности добывающих скважин при забойном давлении ниже давления насыщения / В. В. Поплыгин, В. А. Мордвинов // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно–нефтяное дело. – 2009. – Т. 8. – № 4. – С. 53-58. – EDN SIGBJR.

103. Поплыгин В. В. Прогнозирование продуктивности скважин и темпов нефтеизвлечения при высокой газонасыщенности пластовой нефти (на примере месторождений Верхнего Прикамья): дис. ... канд. техн. наук / В. В. Поплыгин. – Санкт Петербург, 2011.

104. Мартюшев Д. А. Оценка трещиноватости карбонатных коллекторов вероятно–статистическими методами / Д. А. Мартюшев // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 51-53. – EDN: SBKKSН

105. Факторный анализ успешности геолого–технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого–гидродинамических моделей / М. В. Наугольников, Е. В. Растегаева, Р. З. Зулъкарниев, Р. Н. Асмандияров // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. – 2019. – № 1 (11). – С. 34-38.

106. Мухаметшин В. Ш. Группирование и выделение залежей нефти в карбонатных коллекторах по продуктивности на стадии проведения геолого-разведочных работ / В. Ш. Мухаметшин, Л. С. Кулешова, А. Р. Сафиуллина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 12. – С. 43-51. – DOI: 10.18799/24131830/2021/12/2982. – EDN QPNFLY.

107. Use of hydrochloric acid to remove filter-cake damage from preformed particle gel during conformance-control treatments / A. Imqam, B. Bai, M. Wei, H. Elue, F. A. Muhammed // SPE Production & Operations. – 2016. – V. 31. – № 3. – 11 p. – DOI: 10.2118/172352-PA

108. Освоение и исследование скважин, вскрывших сложнопостроенные залежи нефти, струйными аппаратами / Г. А. Шлеин, И. И. Клещенко, Н. Н. Закиров [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2 (326). – С. 32-38. – DOI: 10.33285/0130-3872-2020-2(326)-32-38. – EDN PBUQSR.

109. Бахитов Р. Р. Применение алгоритмов машинного обучения в задачах прогноза коэффициента продуктивности скважин карбонатных месторождений / Р. Р. Бахитов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 82-85. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-9-82-85. – EDN QLDUEN.

110. Automatic Well Log Analysis Across Priobskoe Field Using Machine Learning Methods / B. Belozarov, N. Bukhanov, D. Egorov, A. Zakirov [et al.] // SPE 18RPTC. – 2018.

111. Ольховская В. А. Особенности процесса фильтрации нефти в одиночных карбонатных постройках верхнедевонско-турнейского возраста осевой зоны Камско-Кинельской системы прогибов / В. А. Ольховская, Н. М. Максимкина, А. М. Зиновьев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 4. – С. 4-11. – DOI: 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-4-11. – EDN IVJWCJ.

112. Дорфман М. Б. Влияние создаваемых депрессий при эксплуатации скважин на изменение коэффициента продуктивности в карбонатных коллекторах

/ М. Б. Дорфман, О. П. Туфанова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – № 4 (112). – С. 52-57. – DOI: 10.33285/1999-6934-2019-4(112)-52-57. – EDN MEJBVN.

113. Галкин В. И., Силайчева В. А. Разработка статистической модели прогноза коэффициента проницаемости по совокупности геологических и технологических показателей // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 10-12.

114. Дорфман М. Б. Влияние создаваемых депрессий при эксплуатации скважин на изменение коэффициента продуктивности в карбонатных коллекторах / М. Б. Дорфман, О. П. Туфанова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – № 4 (112). – С. 52-57. – DOI: 10.33285/1999-6934-2019-4(112)-52-57. – EDN MEJBVN.

115. Мухаметшин В. Ш. Продуктивность скважин и залежей, её прогнозирование и использование при решении задач разработки: учебное пособие / В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 81 с.

116. Термогазохимическое воздействие на малодебитные скважины / Г. А. Чазов, В. И. Азаматов, С. В. Якимов [и др.]. – М.: Недра, 1986. – 150 с.

117. Жданов М. А. Дифференциация запасов нефти в неоднородных коллекторах / М. А. Жданов, В. И. Гудков, В. М. Гусев. – Москва: Недра, 1982. – 176 с.

118. Шустеф И. Н., Стадникова Н. Е. Влияние геологических и технологических факторов на показатели разработки нефтяных месторождений Пермской области / РНТО Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – 67 с.

119. Жданов А. С., Стасенков В. В. Комплексное изучение коллекторских свойств продуктивных пластов. – М.: Недра, 1976. – 136 с.

120. Азаматов В. И., Свихнушин Н. М. Методы изучения неоднородных коллекторов в связи с оценкой запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1976. – 216 с.

121. Элланский М. М., Холин А. И., Зверев Г. Н. Математические методы в газонефтяной геологии и геофизике. – М.: Недра, 1972. – 208 с.

122. Дементьев Л. Ф., Акбашев Ф. С., Файнштейн В. М. Изучение свойств неоднородных терригенных нефтеносных пластов. – М.: Недра, 1980. – 213 с.

123. Демушкин Ю. И. Изменение проницаемости продуктивного горизонта БФ8 Мегионского месторождения в процессе эксплуатации / Ю. И. Демушкин, Р. С. Сахибгареев, М. Ф. Свишев // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1970. – № 8. – С. 7-9.

124. Ильяев В. И. Определение нижних пределов проницаемости пластов с учетом их толщины и депрессии / В. И. Ильяев, В. И. Дорофеев // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 3. – С. 29-33.

125. Жданов М. А. Оценка нефтеотдачи по промысловым данным / М. А. Жданов, М. Г. Ованесов, М. А. Токарев // РНТС Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – 92 с.

126. Вендельштейн Б. Ю. О критериях выделения коллекторов по данным промысловой геофизики / Б. Ю. Вендельштейн, Н. В. Царева // Нефть и газ. – 1969. – № 6. – С. 5-8.

127. Халимов Э. М., Каримов М. Ш. Оценка нефтеотдачи неоднородных пластов по данным геолого–промыслового анализа // РНТС Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – 52 с.

128. Шароварин В. Д., Определение коэффициентов продуктивности пластов по промыслово–геофизическим материалам / В. Д. Шароварин, С. А. Бедчер // Нефть и газ. – 1973. – № 12. – С. 6-10.

129. Каналин В. Г., Дементьев Л. Ф. Методика и практика выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях. – М.: Недра, 1982. – 224 с.

130. Щербинин В. Г., Токарев М. А., Каримов М. Ш. Прогнозирование продуктивности залежей нефти по геолого–физической характеристике пласта // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1981. – № 5. – С. 19-21.

131. Оценка качества первичного вскрытия продуктивных пластов по промысловым и геофизическим данным / В. И. Азаматов, Н. И. Крысин, В. Д.

Спасибко [и др.] // РНТО Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 46 с.

132. Султанов С. А., Зинатуллин Н. Х. Определение нижних пределов параметров продуктивных пластов // РНТС Нефтегазовая геология и геофизика. – 1981. – № 12. – С. 25-29.

133. Выжигин Г. Б. Влияние условий вскрытия пластов и заканчивания скважин на их продуктивность // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 5. – С. 30-34.

134. Санин В. П., Медведова Н. И., Науменко А. И. Определение минимальной нефтенасыщенной мощности для размещения добывающих скважин // РНТС Нефтегазовая геология и геофизика. – 1981. – № 1. – С. 24-26.

135. Гусев В. М., Соскова Р. М. Прогнозная оценка добывных свойств продуктивных пластов по структурному показателю // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1973. – № 9. – С. 12-14.

136. Плешаков В. П., Ярославов Б. Р., Вострецов А. М. Изучение корреляционной зависимости коэффициента продуктивности скважин от мощности пластов на Арланском нефтяном месторождении // РНТС Нефтегазовая геология и геофизика. – 1973. – № 10. – С. 13-16.

137. Демиленов А. Г. Параметры эксплуатационных объектов многопластовых месторождений Коми АССР // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 1. – С. 20-22.

138. Дияшев Р. М. Совместная разработка нефтяных пластов. – М.: Недра, 1984. – 208 с.

139. Плотность перфорации скважин при эксплуатации горизонтов продуктивной толщи Азербайджана / Л. С. Мелик-Асланов, О. А. Сидоров, М. У. Сейфулова [и др.] // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1972. – № 10. – С. 10-11.

140. Амиян В. А., Амиян А. В. Повышение производительности скважин. – М.: Недра, 1986. – 160 с.

141. Об оптимальной плотности перфорации обсадных колонн на месторождениях Западной Сибири / И. П. Толстолыткин, А. Ф. Ковалев, А. С. Кувшинов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1932. – № 3. – С. 40-44.

142. Муслимов Р. Х., Габдуллин Р. Г. Выбор плотности перфорации скважин // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 8. – С. 31-33.

143. Основные направления борьбы с преждевременным обводнением скважин / Р. Р. Габдуллин, Р. Х. Ибатуллин, С. К. Чепик [и др.] // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1985. – № 10. – С. 10-14.

144. Иконникова Л. Н. Оценка дебита нефтяной скважины при изменении забойного давления относительно давления насыщения / Л. Н. Иконникова, А. Б. Золотухин // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 43-45. – DOI: 10.24887/0028–2448–2018–3–43–45. – EDN YSWAOF.

145. Иконникова Л. Н., Золотухин А. Б. Прогнозирование дебита скважины после соляно–кислотной обработки при забойном давлении ниже давления насыщения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 2. – С. 35-37.

146. Методика расчета коэффициента продуктивности скважин неоднородных по проницаемости коллекторов / Л. Н. Назарова, С. И. Казетов, А. Л. Ганиев, К. Р. Уразаков // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 4. – С. 51-55. – EDN XNRQKT.

147. Мартюшев Д. А. Исследование особенностей выработки запасов трещинно–поровых коллекторов с использованием данных гидродинамических исследований скважин / Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 102-104. – DOI: 10.24887/0028–2448–2017–10–102–104. – EDN ZPDYKR.

148. Morenov V, Leusheva E., Liu T (2021). Development of a weighted barite–free formate drilling mud for well construction under complicated conditions. Polymers, 13(24),4457 10.3390/ polym13244457. DOI:: 10.3390/polym13244457

149. Никишин В. В., Блинов П. А., Болдырев С. А. Анализ проводки скважин и разработка бурового раствора для бурения горизонтальных скважин в терригенных отложениях // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 8 (128). – С. 14-17. – EDN: OXHXRN.

150. Ariyaratna T. M., Obeyesekere N. U., Jayaneththi T. S., Wylde J. J. (2021). Inhibiting Calcium Chloride Heavy Brines to be Used as Drilling Fluids: Hurdles Encountered in Treatment, Application, Corrosion Mitigation, Solubility, and Foaming Tendencies for Drilling Sites in Canada. Proceedings – SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 2021–December. DOI: 10.2118/204337–MS

151. Liu F., Yao H., Liu Q., Wang, D., Deng, Y (2021). Nano–silica/ polymer composite as filtrate reducer in water–based drilling fluids. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 627,127168. DOI:: 10.1016/j.colsurfa.2021.127168 EDN: IGWJPS

152. Intelligent completion inside uncemented liner for selective high–rate carbonate matrix acidizing / A. W. Kent [et al.] // SPE Drilling and Completion. – 2014. – Vol. 29. – № 2. – P. 165-181. – DOI:: 10.2118/166209–PA

153. Поплыгин В. В. Прогнозирование изменения коэффициентов продуктивности скважин в башкирско–серпуховских отложениях месторождений севера Пермского края / В. В. Поплыгин, М. Уирсигроч, Е. Е. Павловская // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 78-81. – EDN WZSTOL.

154. Живаева В. В. Модель для расчета радиуса проникновения фильтрата бурового раствора при вскрытии пласта / В. В. Живаева, В. И. Никитин // Современные наукоемкие технологии. – 2016. – № 6–2. – С. 250-254.

155. Савенок О. В. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин / О. В. Савенок, Е. О. Петрушин, А. С. Арутюнян // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 23-28. – EDN VSVQXF.

156. Овнатанов Г. Т. Вскрытие и обработка пласта. – М.: Недра, 1970. – 158 с.

157. Сидоровский В. А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. – М.: Недра, 1978. – 256 с.

158. Амиян В. А., Уголев В. С. Физико–химические методы повышения производительности скважин. – М.: Недра, 1970. – 280 с.

159. Амиян В. А., Васильев Н. П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. – М.: Недра, 1972. – 306 с.

160. Четыркин А. И. Об изменениях коэффициента продуктивности скважин и параметров пласта по мере эксплуатации нефтяной залежи // Тезисы докладов VIII Всесоюзной конференции по гидродинамическим методам исследования нефтяных скважин и пластов. – М: [б. и.], 1967. – С. 315-316.

161. Четыркин А. И. Изменение коэффициента продуктивности скважин Таныпского месторождения (по данным исследований методом установившихся отборов). // Тр. ПермНИПИнефть. – Пермь: ПермНИПИнефть, 1971. – Вып. 6. – С. 154-160.

162. Насыбуллин А. В. Анализ зависимости коэффициента охвата пласта заводнением от основных показателей макронеоднородности / А. В. Насыбуллин, Р. З. Саттаров // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 5. – С. 76-81. – EDN SJKKKR.

163. Козубовский А. Г. Исследование влияния процесса разработки залежи на продуктивность скважин / А. Г. Козубовский, Т. В. Кузьмина // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 2 (24). – С. 32-40. – DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40. – EDN OELFQN.

164. Подготовка исходной информации для опережающего ввода в промышленную разработку нефтяных месторождений / Ю. А. Дулепов, Н. Г. Балашова, Н. Е. Стадникова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 8. – С. 30-34.

165. Добрынин В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 239 с.

166. Фурсов А. Я. Влияние литологических особенностей пород на характер индикаторных диаграмм // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1964. – № 2. – С. 19-21.

167. Каналин В. Г. Об определении параметров неоднородного пласта // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1967. – № 6. – С. 16-18.

168. Дияшев Р. Н., Хмелевских Е. И. Исследование зависимости коэффициента гидропроводности и работающей мощности пласта от депрессии // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1971. – № 6. – С. 20-22.

169. Дияшев Р. Н. Влияние неньютоновских свойств газа, воды и нефти в пористой среде на результаты исследования скважин по кривым восстановления давления // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 3. – С. 30-32.

170. Хмелевских Е. И., Гайнанов В. Б. Влияние разгазирования нефти в призабойной зоне скважин и обводнения пласта на коэффициент продуктивности // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1972. – № 2. – С. 16-18.

171. Хмелевских Е. И., Гайнанов В. Б., Каптелинина С. Ф. Изменение относительного коэффициента продуктивности скважин по жидкости при обводнении их продукции // Тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1975. – Вып. 30. – С. 175-177.

172. Шитов Б. В., Поддубный Ю. А., Казаков А. А. Анализ изменения коэффициентов продуктивности скважин Туймазинского месторождения // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1976. – № 8. – С. 11-14.

173. Мартиросян В. Б. Гидродинамические исследования скважин верхнемеловых отложений Ачикулакского месторождения // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1977. – № 4. – С. 35-38.

174. Галлямов М. Н., Рахимкулов Р. Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений. – М.: Недра, 1978. – 207 с.

175. Кусаков М. М., Ребиндер П. А., Зинченко К. Е. Поверхностные явления в процессе фильтрации нефти // Докл. АН СССР. – М.: АН СССР. – Т. XXVIII. – 1940. – № 5. – С. 432-436.

176. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1953. – 609 с.

177. Мелик-Пашаев В. С., Власенко В. В., Серегина Н. В. Давление насыщения в нефтяных залежах. – М.: Недра, 1973. – 94 с.

178. Лысенко В. Д., Буторин О. И., Шавалиев А. М. Учет зависимости коэффициента продуктивности от забойного давления // Нефтяное хозяйство. – 1930. – № 8. – С. 43-46.

179. Викторин В. Д., Стадникова Н. Е. Некоторые особенности разработки залежей нефти при давлениях ниже давления насыщения // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1975. – № 3. – С. 10-12.

180. Каналин В. Г., Капралова М. К. Исследование изменения коэффициента продуктивности при разработке залежей нефти Западной Сибири // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 11. – С. 10-12.

181. Оценка и использование коэффициента продуктивности для решения задач управления разработкой / Л. С. Кулешова, В. Ш. Мухаметшин, Р. У. Рабаев, Ш. Х. Султанов, Р. Р. Степанова, Д. И. Кобища // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2022. – № S1. – С. 19-26. – DOI: 10.5510/OGP2022SI100641.

182. Мелик-Пашаев В. С. Определение плотности сетки скважин на различных стадиях разработки нефтяных залежей / В. С. Мелик-Пашаев // Нефтяное хозяйство. – 1975. – № 10. – С. 29-31.

183. Михайлов Н. Н. Моделирование распределения остаточной нефти в заводненных неоднородных пластах / Н. Н. Михайлов, В. И. Полищук, З. Р. Хазигалеева // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 36-39. – EDN SKIXPZ.

184. Михайлов Н. Н., Варламов Д. П., Кленков К. А. Моделирование влияния систем расстановки скважин на остаточное нефтенасыщение заводненных пластов // Бурение и нефть. – 2004. – № 1. – С. 13-15. – EDN: OQRDIL

185. Панарин А. Т. Новые подходы к технологии разработки на поздней стадии / А. Т. Панарин // Георесурсы. – 2013. – № 4 (54). – С. 54-57. – EDN RGUCLN.

186. Щелкачев В. Н. Влияние на нефтеотдачу плотности сетки скважин и их размещения / В. Н. Щелкачев // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 6. – С. 26-30.

187. Лебединец Н. П. О плотности сетки скважин // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 6. – С. 54-55.

188. Сазонов Б. Ф. Плотность сетки скважин и ее динамика в процессе разработки залежей // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 26-28.
189. Михайлов Н. Н. Новые направления повышения информативности геолого-гидродинамического моделирования залежи // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 69-73.
190. Закиров С. Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача». – М.: Грааль, 2002. – 314 с.
191. Тахаутдинов Ш. Ф., Жеребцов Е. П., Панарин А. Т., Калачев И. Ф.: Энергосберегающие технологии в нефтяной промышленности // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 7. – С. 18-20.
192. Абызбаев И. И., Леви Б. И. Повышение эффективности разработки водонефтяных зон нефтяных месторождений платформенного типа. – М: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1979. – 48 с.
193. Оптимальные условия размещения нагнетательных скважин в разрезающем ряду / А. М. Ахмедов, М. К. Мамедов, А. Н. Гусейнов, Г. И. Набиев, Б. М. Саркисян // Нефтяное хозяйство. – 1966. – № 1. – С. 44-47.
194. Исследование влияния плотности сетки скважин на природно-технологические показатели разработки нефтяных месторождений с учетом ползучей деформации горных пород / А. М. Кулиев, Р. М. Эфендиев, Б. З. Казымов [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 2 (547). – С. 38-45. – DOI 10.33285/0132-2222-2019-2(547)-38-45. – EDN YWQNYD.
195. Щелкачев В. Н., История разработки месторождений через призму работы с ЦКР. Сб. «У руля разработки нефтяных месторождений» (35 лет ЦКР МИНТОПЭНЕРГО РФ). – Москва, 1998. – С. 12-51.
196. Муслимов Р. Х. Выдающаяся роль Бавлинского нефтяного месторождения в формировании высоких технологий выработки продуктивных пластов / Р. Х. Муслимов // Георесурсы. – 2006. – № 3 (20). – С. 3-7.

197. О предварительных результатах промышленного эксперимента на Бавлинском месторождении / Ф. А. Бегишев, Р. Ш. Мингареев, И. Г. Полуян, А. И. Горюнов // Геология нефти и газа. – 1956. – № 6.

198. О комплексной системе разработки трудноизвлекаемых запасов / Р. Х. Муслимов, Р. Г. Галеев, А. И. Иванов, Э. И. Сулейманов, Р. Т. Фазлыев, Р. Г. Абдулмазитов, И. Г. Юсупов // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 6. – С. 23-25.

199. Industrial experiment at the Novo-Khazinskaya area of the Arlan field – 60 years later / I. A. Faizov, A. Sh. Garifullin, V. Sh. Mukhametshin, L. S. Kuleshova, S. R. Nurov, R. R. Gareev, R. F. Yakupov, Z. N. Sagitova // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 1. – Pp. 107-116. – DOI: 10.5510/OGP20230100812.

200. Garifullin, A. Sh., Osipova, O. A., Nurov, S. R. (2018). Assessment of the influence of the well grid density on the final oil recovery coefficient on the example of the Arlanskoye field. Collection of scientific works of BashNIPIneft, 125, 105-115

201. Шахвердиев А. Х. Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений / А.Х. Шахвердиев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 58-63.

202. Гусейнов, А. Г., Гусейнов, Е. А. (2021). Пути совершенствования инновационной деятельности на нефтегазодобывающих предприятиях. SOCAR Proceedings, SI2, 1-7.

203. Токарев М. А., Ситдикова Д. Ф., Чинаров А. С. Повышение эффективности выработки объектов с высоковязкой нефтью при оптимизации гидродинамического воздействия на пласт // Нефтегазовое дело. – 2006. – С. 1-7.

204. Токарев М. А., Ахмерова Э. Р., Газизов А. А., Денисламов И. З. Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на крупных объектах разработки: учебное пособие – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – 115 с

205. Плиткина Ю. А. Повышение эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемых неоднородных коллекторах трудноизвлекаемыми запасами / Ю. А. Плиткина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 3 (147). – С. 63-78. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-3-63-78. – EDN YWDMST.

206. Кааров Ж. З. Разработка трудноизвлекаемых запасов Тюменской свиты с применением горизонтальных скважин с МГРП / Ж. З. Кааров // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. – 2020. – № 3-1 (42). – С. 64-67. – DOI 10.24411/2500-1000-2020-10206. – EDN TUVBKI.

207. Лысенко В. Д. О плотности сетки горизонтальных и вертикальных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 8. – С. 20-22.

208. Мулявин С. Ф. Методика расчета коэффициента охвата для систем разработки с горизонтальными скважинами / С. Ф. Мулявин // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 5. – С. 27-30. – EDN OYLKMX.

209. Нуреева Н. С. Анализ опыта разработки карбонатных отложений турнейского яруса западного склона южно-Татарского свода / Н. С. Нуреева // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «ТАТНЕФТЬ». Вып. LXXXVII. – Москва: Нефтяное хозяйство, 2019. – С. 96-104. – EDN YMCQQG.

210. Особенности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах верхнетурнейского подъяруса Южно-Татарского свода / Р. З. Мухаметшин, Е. Ю. Мочалов, А. М. Гайнаншина, А. Т. Панарин // Геология нефти и газа. – 1992. – № 5. – С. 31-35.

211. Бондаренко, О. А. Особенности оценки КИН для повышения эффективности реализованной системы на поздней стадии разработки месторождения в условиях фациальной неоднородности на примере пласта ЮИ11 Северо-Варьганского месторождения / О. А. Бондаренко, И. В. Гейст, С. В. Соколов // Нефтяная провинция. – 2019. – № 4 (20). – С. 184-201. – DOI 10.25689/NP.2019.4.184-201. – EDN HNTADM.

212. Зависимость коэффициента извлечения нефти от проявления в нефти структурно-механических свойств на бобриковских отложениях Тат-Кандызского нефтяного месторождения / Р. Х. Низаев, Р. Ш. Назмутдинов, Д. Р. Туйчин, С. А. Александров // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ТатНИПИнефть. Вып. 85. – Набережные Челны: ЭкспозицияНефтьГаз, 2017. – С. 108-115. – EDN OUARCV.

213. Назмутдинов, Р. Ш. Разработка нефтяных месторождений с предельным градиентом сдвига / Р. Ш. Назмутдинов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 175-181. – EDN XUVXOH.

214. Повышение коэффициента нефтеизвлечения путем бурения уплотняющих скважин в зонах с наибольшими нефтенасыщенными толщами на примере поднятия Ивинского месторождения / И. Н. Хакимзянов, Д. Т. Киямова, Р. И. Шешдиров [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 9. – С. 62-66. – EDN WWXIFJ.

215. Хамитов, И. Г. Численное исследование плотности сетки скважин с учетом многоствольных скважин на примере месторождения Западной Сибири / И. Г. Хамитов, И. Ш. Щекатурова, Н. В. Федоренко // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 2. – С. 15-18. – EDN RWFIWF.

216. Щелкачев В. Н. О подтверждении упрощенной формулы, оценивающей влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 1. – С. 30-33.

217. Владимиров И. В., Закиров И. С. Соотношение числа горизонтальных и вертикальных скважин при определении плотности сетки скважин // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 66-67.

218. Абдульмянов С. Х., Еловиков С. Л., Щекатурова И. Ш. Эффективность формирования и уточнения величины плотности сетки скважин с учетом горизонтальных стволов // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 11. – С. 38-41.

219. Вышенская, М. И. Соотношение числа горизонтальных и вертикальных скважин при определении плотности сетки скважин / М. И. Вышенская // Нефть и газ – 2012: материалы 66-ой Международной молодёжной научной конференции / коллектив авторов. – Москва: Изд-во Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И. М. Губкина, 2012. – С. 145. – EDN ERHZVG.

220. Обиход А. П. Обоснование учета влияния горизонтальных скважин на фактическую плотность сетки по залежи / А. П. Обиход // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 10. – С. 40-42. – EDN IIWHIL.

221. Б. Ф. Сазонов. Плотность сетки скважин и ее динамика в процессе разработки нефтяной залежи // Труды Гипровостокнефть. Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных месторождений. – Самара: [б. и.], 2000. – С. 25-34.

222. Кулиев М. А. Влияние ползучести горных пород на нефтеотдачу залежей, разрабатываемых в естественном режиме / М. А. Кулиев, Р. М. Эфендиев, Б. З. Казымов // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2012. – № 3. – С. 32-37. – DOI 10.5510/OGP20120300120. – EDN QCRRHP.

223. Шавалиев А. М. Статистические исследования нефтеотдачи и водонефтяного фактора месторождений Урало-Поволжья // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 12. – С. 30-32.

224. Теория и практика разработки нефтенасыщенных карбонатных коллекторов / Б. Г. Ганиев, А. Г. Миннуллин, Т. Р. Вафин [и др.]. – М.: ДПК Пресс, 2022. – 360 с.

225. Мингазов А. Н., Миннуллин А. Г., Хисамутдинов Н. И., Шарифгалеев А. Р. Перспективы развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 5. – С. 38-43. – DOI: 10.33285.0207-2351-2023-5-38-43.

226. Галкин В. И., Колтырин А. Н. Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта // Записки Горного института. – 2020. – Вып. 246. – С. 650-659. – DOI: 10.31B97/PMI.2020.6.7. – EDN: VUFKUI

227. Трухина О. С. Оценка эффективности применения горизонтальных скважин в регулярных системах размещения скважин на месторождениях Западной Сибири // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2014. – С. 324-327.

228. Соснин Н. Е. Разработка статистических моделей для прогноза нефтегазоносности (на примере терригенных девонских отложений Северо-Татарского свода) // Вестник Пермского национального исследовательского

политехнического университета. Геология. Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 11. – № 5. – С. 16-25.

229. Галкин В. И. Разработка геолого-математических моделей для прогноза нефтегазоносности сложнопостроенных структур в девонских терригенных отложениях / В. И. Галкин, Н. Е. Соснин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 28-31. – EDN: QAZMUL

230. Хабибрахманов А. Г., Зарипов А. Т., Хакимзянов И. Н. [и др.] Оценка эффективности уплотнения сетки скважин на низкопроницаемых карбонатных коллекторах (на примере месторождений Республики Татарстан). – Казань: Слово, 2019.

231. Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами / И. Н. Хакимзянов, В. Ш. Мухаметшин, Р. Н. Бахтизин, Р. И. Шешдиров // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – № 2. – С. 47-53. – DOI 10.5510/OGP20210200495. – EDN NDDDHM.

232. Влияние неоднородности пласта на прогнозный коэффициент извлечения нефти на северном лицензионном участке Приобского месторождения / А. В. Тимонов, А. В. Сергейчев, И. Р. Ямалов, Т. Р. Мусабиров // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 38-40.

233. Зубарева В. Д., Саркисов А. С., Андреев А. Ф. Техничко-экономический анализ нефтегазовых проектов: эффективность и риски. – М.: Изд-во РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 280 с. – EDN: CVLDTZ

234. Хижняк Г. П. Возможности учета коэффициента вытеснения при оценке коэффициента извлечения нефти в различных геолого-технологических условиях разработки терригенных и карбонатных коллекторов Пермского края / Г. П. Хижняк, А. М. Амиров, Я. В. Савицкий // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11. – № 4. – С. 49-55. – EDN PFSZPL.

235. Оценка параметров пласта и продуктивности скважин при его разработке на естественном режиме / В. А. Мордвинов, Д. А. Мартюшев, И. А.

Черных, В. И. Пузиков // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 31-33. – EDN SFJAQV.

236. Определение оптимального режима разработки низкопроницаемых пластов при проведении многостадийного гидроразрыва / А. Н. Ситников, А. А. Пустовских, Е. В. Белоногов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 56-59. – EDN XWOJDD.

237. Азаматов В. И. Опыт использования методов математической статистики в решении некоторых вопросов подсчета запасов нефти / В. И. Азаматов, В. А. Бадьянов. – М.: Недра, 1965. – С. 28-39.

238. Люгай Д. В. Результаты анализа эффективности применения методов расчета коэффициентов извлечения нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей к условиям Чаяндинского месторождения / Д. В. Люгай, И. И. Минаков, С. В. Буракова // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2016. – № 2 (26). – С. 10-18. – EDN YKMCHKZ.

239. РД 39-0147035-214-86. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. – М., 1986. – 254 с.

240. Кочнева О. Е., Седунова А. П. Влияние геологической неоднородности коллекторов фаменско-турнейского пласта на процесс извлечения нефти Уньвинского месторождения // Вестник Перм. ун-та. Геология. – 2013. – № 32. – С. 87-93.

241. Батурин, Ю. Е. Слово о КИНЕ (коэффициенте извлечения нефти) / Ю. Е. Батурин // Бурение и нефть. – 2011. – № 2. – С. 53-58. – EDN NDGYDZ.

242. Муслимов, Р. Х. КИН - его прошлое, настоящее и будущее на месторождениях России / Р. Х. Муслимов // Бурение и нефть. – 2011. – № 2. – С. 27-31. – EDN NDGYBH.

243. Ермолин Д. С. Особенности реологического поведения полимерных растворов, применяемых в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов / Д. С. Ермолин, Р. Р. Бязров, Д. Г. Подопригора // Новые технологии в ТЭК, энергоэффективность и энергосбережение в ТЭК: материалы II Всероссийской

научно-практической конференции / коллектив авторов. – Ханты-Мансийск: Изд-во Югорского государственного университета, 2023. – С. 144-151. – EDN ПОХГУ.

244. Кузовлев С. С. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой в коллекторах с предельно низкой начальной насыщенностью / С. С. Кузовлев, А. Г. Кротова, К. А. Моторова // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2023. – № 2. – С. 93-98. – DOI 10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-2-93-98. – EDN VEAMCP.

245. Фазлетдинов С. У. Численное и экспериментальное исследование эффективности вытеснения нефти в насыпных моделях пористой среды / С. У. Фазлетдинов, Ю. А. Питюк, А. И. Муллаянов // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2023. – Т. 27. – № 1 (99). – С. 60-68. – DOI 10.54708/19926502_2023_2719960. – EDN ROGIH.

246. Belhaj A. F., Elraies K. A., Mahmood S. M., Zulki i N. N., Akbari S., Hussien O. S. The effect of surfactant concentration, salinity, temperature, and pH on surfactant adsorption for chemical enhanced oil recovery: a review // J. Pet. Explor. Prod. Technol. – 2020. – V. 10. – P. 125-137.

247. Abbas A. H., Sulaiman W. R. W., Jaafar M. Z., Gbadamosi A. O., Ebrahimi S. S., Elrufai A. Numerical study for continuous surfactant flooding considering adsorption in heterogeneous reservoir // Journal of King Saud University-Engineering Sciences. – 2020. – V. 32. – № 1. – P. 91-99. – DOI: 10.1016/j.jksues.2018.06.001

248. Янин А. Н. 20 лет спустя: анализ тенденций изменения коэффициента вытеснения нефти водой по низкопроницаемым пластам Приобского месторождения (с 1993-1997 по 2013-2016 гг.) / А. Н. Янин, М. М. Биккулов // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 3 (651). – С. 17-24. – DOI 10.33285/0207-2351-2023-3(651)-17-24. – EDN JHCFNK.

249. Зайнутдинов Р. С. Совершенствование метода определения остаточной нефтенасыщенности пластов по керну для оценки коэффициентов вытеснения нефти водой: специальность 05.15.06: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Зайнутдинов Роберт Султанович. – Уфа, 1998. – 18 с. – EDN ZKEJGZ.

250. Казаков Р. В. Геолого-физические факторы, предопределяющие величину коэффициента остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой по месторождениям Урало-Поволжья / Р. В. Казаков // Геомодель 2023: сборник материалов 25-й юбилейной научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа /коллектив авторов. – Москва: Геомодель, 2023. – С. 186-189. – EDN UHEHOM.

251. Головина Ю. А. Определение расчетных значений коэффициентов вытеснения нефти водой для оценки нефтеотдачи пластов девона Сологаевского месторождения / Ю. А. Головина // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 2. – № 15. – С. 97-103. – EDN XAAPFP.

252. Гладких Е. А., Галкин В. И., Хижняк Г. П., Об оценке коэффициента вытеснения нефти визейских терригенных отложений // Современные тенденции развития науки и технологий. – 2017. – № 3-2. – С. 62-66

253. Янин А. Н. Обобщенные" зависимости для определения коэффициентов вытеснения в низкопроницаемых (до 10 мД) пластах Приобского месторождения / А. Н. Янин, М. М. Биккулов // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 6 (642). – С. 20-30. – DOI 10.33285/0207-2351-2022-6(642)-20-30. – EDN RQPTRC.

254. Петрушин Е. О. Выделение пластов-коллекторов и оценка коэффициента пористости пластов ас10 Биттемского нефтяного месторождения / Е. О. Петрушин, А. С. Арутюнян, А. С. Самойлов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 62-79. – EDN WFENBT.

255. Подбор композиций ПАВ для извлечения остаточных нефтяных запасов в условиях высокотемпературных коллекторов неомских отложений пластов группы БС Западной Сибири / К. А. Овчинников, Е. В. Подлеснова, Ф. Э. Сафаров [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т. 21. – № 5. – С. 29-43. – DOI 10.17122/ngdelo-2023-5-29-43. – EDN YORXTY.

256. Кузина О. А. Влияние капиллярного числа и работы адгезии на вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ / О. А. Кузина, Л. П. Семихина, А. Б. Шабаров // Вестник Тюменского государственного

университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2019. – Т. 5. – № 2. – С. 27-42. – DOI 10.21684/2411-7978-2019-5-2-27-42. – EDN ZVGBRO.

257. Композиция поверхностно-активных веществ для увеличения нефтеотдачи истощенных залежей девонских песчаников Волго-Уральского региона / Ф. Э. Сафаров, Н. А. Сергеева, А. А. Ратнер [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 7 (643). – С. 32-38. – DOI 10.33285/0207-2351-2022-7(643)-32-38. – EDN ELWZWP.

258. Зашихин В. В. Геолого-технологические особенности проведения водогазовых воздействий и перспективы их применения на объектах Северного Кавказа / В. В. Зашихин, А. Н. Степанов // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа (ГЕОКАВКАЗ 2021): коллективная монография по материалам XI Всероссийской научно-технической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Москва: Изд-во Института истории естествознания и техники им. С. И. Вавилова РАН, 2021. – Т. XI. – С. 50-60. – DOI 10.34708/GSTOU.2021.84.61.009. – EDN XEJVPB.

259. Симкин Э. М. Механизм доизвлечения остаточной нефти при водогазовом воздействии на обводненные пласты // Нефтегазовые технологии. – 2011. – № 6. – С. 11-16.

260. Сургучев М. Л., Желтов Ю. В., Симкин Э. М. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах. – М.: Недра, 1984. – 216 с.

261. Степанова Г. С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: Газоил пресс, 2006. – 200 с.

262. Муслимов Р. Х. Повышение роли нетрадиционных видов углеводородного сырья для длительного устойчивого развития экономики (на примере Республики Татарстан) / Р. Х. Муслимов // Георесурсы. – 2013. – № 4 (54). – С. 45-54. – EDN RGUCLD.

263. Рзаева С. Д. Повышение нефтеотдачи пласта пенообразующими составами / С. Д. Рзаева, У. Т. Ахмедова // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 222-224. – EDN PCCCOE.

264. Уплотняющее бурение на Приобском нефтяном месторождении, ретроспективный анализ и перспективы дальнейшего использования / Д. С. Мицукова, А. А. Гильмиянова, Ф. Т. Эюбов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2022. – Т. 20. – № 3. – С. 17-28. – DOI 10.17122/ngdelo-2022-3-17-37. – EDN CIQADQ.

265. Назарова Л. Н. Влияние фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов на величину коэффициента извлечения нефти / Л. Н. Назарова // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. – 2014. – № 3 (276). – С. 18-29. – EDN TDRGGX.

266. Субботина Е. В. Анализ зависимости нефтеотдачи залежей с карбонатными коллекторами порового типа Урало-Поволжья от различных факторов // Сб. науч. трудов ВНИИ. – Вып. 100. – М., 1987. – С. 104-110.

267. Максимкина Н. М. Особенности геологического строения расчленённого терригенного коллектора, влияющие на коэффициент охвата по толщине продуктивного пласта (на примере пронькинского месторождения оренбургской области) / Н. М. Максимкина // Ашировские чтения. – 2018. – Т. 1, № 1 (10). – С. 396-403. – EDN QZWWQC.

268. Медведев К. Ю. Апробация модифицированной технологии циклического воздействия на карбонатных коллекторах Речицкого месторождения / К. Ю. Медведев, И. В. Жук // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 2017. – № 1. – С. 56-61. – EDN YJKPQZ.

269. Бурденюк О. О. Обзор эффективности использования низкоминерализованного заводнения терригенных коллекторов / О. О. Бурденюк, А. В. Кожевников // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Т. 2. – № 4. – С. 11. – EDN YIKPVV.

270. Иванов М. М. Динамика добычи нефти из залежей / М. М. Иванов. – М.: Недра, 1976. – 247 с.

271. Девликамов В. В., Хабибуллин З. А., Кабиров М. М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975. – 168 с.

272. Мирзаджанзаде А. Х., Ковалев А. Г., Зайцев Ю. В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. – М.: Недра, 1972. – 200 с.

273. Пирвердян А. М. Нефтяная подземная гидравлика / А. М. Пирвердян. – Баку: Азнефтеиздат, 1956. – 332 с.
274. Мархасин И. Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1977. – 214 с.
275. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М. Л. Сургучев, В.И. Колганов, А. В. Гавура [и др.]. – М.: Недра, 1987. – 230 с.
276. Амелин И. Д., Субботина Е. В. Особенности разработки залежей нефти с карбонатными коллекторами // РНТО Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – Вып. 8 (115). – 45 с.
277. Шустеф И. Н. Геологические основы технологических решений в разработке нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. – 199 с.
278. Токарев М. А. Оценка и использование характеристик геологической неоднородности продуктивного пласта. – Уфа: Изд-во УНИ, 1983. – 66 с
279. Чоловский И. П. Геолого-промысловый анализ при разработке нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1977. – 208 с
280. Гомзиков В. К. Оценка конечной нефтеотдачи залежей Азербайджана // РНТС Нефтегазовая геология и геофизика. – 1978. – № 2. – С.19-21.
281. Абасов М. Т., Султанов Ч. А. Шацкий А. В. Влияние геолого-физических факторов на процесс нефтеизвлечения // Геология нефти и газа. – 1985. – № 6. – С.53-56.
282. Амелин И. Д., Кочетов М. Н. Учет влияния водонефтяных зон залежей на величину проектного коэффициента нефти при водонапорном режиме // Геология нефти и газа. – 1982. – № 4. – С. 4-8.
283. Wayhan D. A., Albrecht R. A., Andrea D. W. and Lancaster W. R. Estimating Water flood Recovery in Land stone Reservous // Drill and Prod. Prag. API. – 1970. – P. 252-259.
284. Коцюбинский В. Л., Фазлыев Р. Т., Фаттахов Б.З. К обоснованию промышленных кондиций нефтяных пластов // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 9. – С. 21.-24.

285. Горбачев Б. И. О зависимости конечной нефтеотдачи от отношения количества смол и асфальтенов в нефти // Тр.ИГИРГИ. – М.: ИГИРГИ, 1977. – Вып. 29. – С. 61-65

286. Байшев Б. Т., Цынкова О. Э., Шовкринский Г. Ю. Экспресс-методы оценки технологических показателей разработки нефтяных месторождений за рубежом // РНТС Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – Вып. 11 (100). – 55 с.

287. Мартос В. Н., Куренков А. И. Экономическая оценка разведанных нефтяных месторождений // Геология нефти и газа. – 1984. – № 4. – С. 33-37.

288. Карпушин В. З., Коваленко К. И., Лисовский Н. Н. Геолого-технологические факторы, определяющие нефтеотдачу залежей на завершающей стадии их эксплуатации // Геология нефти и газа. – 1983. – № 1. – С.14-18.

289. Мухаметшин Р. З., Кашитская Н. В., Хафизова Э. А. Предварительные результаты разработки турнейских залежей Ямашкинского месторождения на естественном режиме // РНТС Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. –1985. – № 7. – С.1-3.

290. Повышение продуктивности карбонатных коллекторов / Р. Х. Муслимов, Р. Г. Рамазанов, Р. Г. Абдулмазитов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 10. – С. 27-31.

291. Султанов Ч. А. К прогнозированию конечной нефтеотдачи на относительно ранней стадии изученности // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 2. – С. 28-29.

292. Немец М. В., Шапиро В. Я. Влияние технологических показателей разработки на нефтеотдачу пластов // РНТС Нефтепромысловое дело. –1982. – № 11. – С. 5-6.

293. Абдулмазитов Р. Г., Ошитко В. М., Ракутин Ю. В. Исследование влияния различных факторов на текущую нефтеотдачу залежей нефти терригенного девона ТАССР // Тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1978. – Вып. 38. – С. 109-113.

294. Джакиев К. Т., Орлов В. С. Оценка нефтеотдачи месторождений Эмбинского района в поздней стадии их разработки // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1972. – №3. – С. 3-5.

295. Боксерман А. А., Сгаджанянц В. Г., Фаалыев В. Т. Некоторые результаты вытеснения нефти водой на неоднородной пористой среды // Тр. ВНИИ. – М.: ВНИИ, 1965. – Вып. 28.

296. Гомзиков В. К. К оценке конечной нефтеотдачи пластов, разрабатываемых при водонапорном режиме на ранней стадии изученности залежей // РНТС Нефтегазовая геология и геофизика. – 1976. – № 4. – С. 34-36.

297. Березин В. М., Николаев В. А. Первоначальная нефтенасыщенность и нефтеотдача карбонатных коллекторов по лабораторным данным // Тр. УфНИИ. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – Вып. 9-10. – С. 173-179

298. Абызбаев И. И., Леви Б. И. Повышение эффективности разработки водонефтяных зон месторождений Башкирии. – Уфа: Башкирское книжное издательство, 1978. – 72 с.

299. Абызбаев И. И., Осипов В. В. Оценка нефтеотдачи терригенных залежей, содержащих нефти повышенной вязкости // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 11. – С. 6-7.

300. Гавура А. В. О влиянии неоднородности карбонатных коллекторов на показатели нефтеотдачи // Тр. Гипровостокнефть, 1979. – Вып. 33. – С. 83-88.

301. Хитрова Г. А., Элланский М. М., Тимофеев В. А. Возможности прогнозирования накоплений добычи нефти по геолого-промысловым характеристикам продуктивного пласта // Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. – 1984. – № 2. – С. 11-13.

302. Гомзиков В. К., Молотова Н. А. Оценка конечной нефтеотдачи на ранней стадии их изученности // Нефтяное хозяйство. – 1977. – № 12. – С. 24-26.

303. Ханкулиев Х. Изучение зависимости нефтеотдачи от некоторых показателей неоднородности пласта // Тр. ТуркменНИПИнефть. – Ашхабат: Изд-во ТуркменНИПИнефть, 1980. – Вып. 21. – С. 27-30.

304. Крейг Ф. Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. – М.: Недра, 1974. – 192 с.

305. Оценка влияния различных геолого-технологических факторов на нефтеотдачу / М. Г. Ованесов, О. Т. Золоев, Ю. И. Брагин [и др.] // РНТС Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – 44 с.

306. Ahps J. J., Brons F., Van-Everdingen A. F. A statistical Study of Recovery Efficiency // APL Bull. D14. – Oct., 1967. – 33 p.

307. Пантелеев А. С., Гришин Е. С., Гилева Н. М. Влияние слоистой неоднородности карбонатного коллектора на процесс обводнения и конечную нефтеотдачу // Геология нефти и газа. – 1968. – № 8. – С. 14-16.

308. Аббасов М. Т., Султанов Ч. А., Багаров Т. М. К прогнозированию величины конечной нефтеотдачи по геолого-физическим данным // РНТС Нефтегазовая геология и геофизика. – 1974. – № 5. – С. 18-20.

309. Статистическая оценка конечной нефтеотдачи по залежам Азербайджана / М. Т. Абасов, Ч. А. Султанов, Б. М. Листенгартен [и др.] // Геология нефти и газа. – 1974. – № 2. – С. 21-24.

310. Амелин И. Д., Кочетов М. Н. Учет влияния водонефтяных зон на величину проектного коэффициента извлечение нефти при напорном режиме // Геология нефти и газа. – 1982. – № 4. – С. 4-8.

311. Особенности нефтеотдачи карбонатных коллекторов по данным геолого-разведочных работ / И. Н. Малиновский, А. С. Пантелеев, Н. М. Гилева [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 8. – С. 21-23.

312. Влияние геологических и технологических факторов на коэффициент нефтеотдачи / В. Н. Мартос, А. И. Куренков, В. С. Ключарев [и др.] // Геология нефти и газа. – 1982. – № 4. – С. 1-4.

313. Костюченко В. Д., Сазонов Б. Ф. Влияние неоднородности пласта по проницаемости на процесс заводнения карбонатных коллекторов // Тр. Гипровостокнефть. – Куйбышев: Гипровостокнефть, 1976. – Вып. 27. – С. 53-55.

314. Оценка нефтеотдачи залежей с равной геолого-промысловой характеристикой / М. М. Иванова, В. А. Тимофеев, Ю. И. Брагин [и др.] // Геология нефти и газа. – 1980. – № 10. – С. 6-14.

315. Сазонов Б. Ф. О влиянии плотности сетки скважин на разработку и конечную нефтеотдачу месторождений Самарской Луки // Тр. Гипровостокнефть. – Куйбышев: Гипровостокнефть, 1967. – Вып. 11. – С. 138-144.

316. Аширов К. Б. О принципах рациональной разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 10. – С. 33-35.

317. Ключарев В. С., Куренков А. И., Щендерей Л. П. Влияние вещественного состава пород-коллекторов на нефтеотдачу // Геология нефти и газа. – 1971. – № 2. – С. 37-40.

318. Van-Everdingen A. F., Criss H. S. A proposal to improve recovery efficiency // JPT. – July. – 1980.

319. Овнатанов С. Т., Каралетов К. А. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1970. – 336 с.

320. Выжигин Г. Б., Назаров А. М., Флоря С. В. Прогнозирование добычи нефти на месторождении // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 9. – С. 3-5.

321. Викторин В. Д., Лыков Н. А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М.: Недра, 1980. – 202 с.

322. Сабиров Х. Ш. Влияние темпов отбора жидкости на величину нефтеотдачи пласта // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1965. – № 5. – С. 3-7.

323. Проектирование и разработка слабопроницаемых карбонатных коллекторов / М. М. Саттаров, М. З. Валитов, Э. Т. Юлгушев [и др.] // РНТС Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1974. – 53 с.

324. Щелкачев В. Н. О подтверждении упрощенной формулы, оценивающей влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 1. – С. 30-31.

325. Говорова Г. Л. К вопросу об учете зависимости коэффициента нефтеотдачи от плотности размещения скважин // Нефтяное хозяйство. – 1966. – № 3. – С. 26-30.

326. Крылов А. П. Экономически разрешимое разрежение сетки скважин с точки зрения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 6. – С. 28-30.

327. Сазонов Б. Ф., Шабанов В. А., Асланова Е. Г. Влияние плотности сетки скважин на эффективность разработки кунгурских залежей нефти Яблоневского месторождения // Тр. Гипровостокнефть. – Куйбышев: Гипровостокнефть, 1973. – Вып. 18. – С. 132-142.

328. Тургунов Х. М. Изучение по промысловым данным влияния различных факторов на обводнение продукции нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам смешанного типа // Тр. Сев-КавНИПИнефть, 1977. – Вып. 4. – С. 69-76.

329. Мухаметшин В. В. Повышение эффективности управления активами с использованием заводнения продуктивных пластов: учебное пособие / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – 153 с.

330. Мухаметшин В. В. Научно-методические основы системного геолого-технологического обоснования повышения эффективности управления и использования ресурсной базы жидких углеводородов в условиях изменения структуры запасов нефти: дис. ... докт. техн. наук / Мухаметшин Вячеслав Вячеславович. – Уфа, 2019. – 580 с.

331. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, Э. С. Закиров [и др.]. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. – Ч. 2. – 484 с.

332. Ибатуллин Р. Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений / Р. Р. Ибатуллин. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2011. – 303 с.

333. Щелкачев В. Н. Важнейшие принципы нефтеразработки: 75 лет опыта / В. Н. Щелкачев. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 607 с.

334. Кудинов В. И. Новые технологии повышения добычи нефти / В. И. Кудинов, Б. М. Сучков. – Самара: Самарское книжное издательство, 1998. – 368 с.

335. Крылов А. П. О некоторых вопросах проблемы нефтеотдачи в связи с ее изучением / А. П. Крылов // Нефтяное хозяйство. – 1974. – 304 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Акт внедрения



АО «СМП - Нефтегаз»

Акционерное общество
пр. Строителей, 57, г. Альметьевск
Республика Татарстан, 423461
Тел: (8553) 39-43-00
ОКПО 47106065, ОГРН 1021601623922, ИНН/КПП 1644015657/997250001

Акционерлык жәмгыяте
Төзүчеләр проспекты, 57, Әлмәт шәһәре
Татарстан Республикасы, 423461
e-mail: general@smpneftegaz.ru
ОКПО 47106065, ОГРН 1021601623922, ИНН/КПП 1644015657/997250001

Исх. № 185 от «26» 03 2025г.

УТВЕРЖДАЮ



Генеральный директор
АО «СМП-Нефтегаз»

Ю. Л. Брайченко

«26» 03 2025 г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов диссертационной работы

Кулешовой Любви Сергеевны

«Научно-методические основы создания искусственного интеллекта
в решении задач повышения эффективности управления разработкой
месторождений крупных нефтегазоносных провинций в условиях
неопределенности»
в АО «СМП-Нефтегаз»

Настоящим актом подтверждаем, что методические приемы оценки параметров и интенсивности систем заводнения продуктивных пластов, обоснования и выбора очагов под нагнетание воды в залежи нефти в карбонатных коллекторах турнейского яруса, полученные в процессе выполнения Кулешовой Л.С. диссертационной работы, внедрены и используются в АО «СМП-Нефтегаз» при выработке комплекса мероприятий по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений Татарстана. Рекомендации, использованные в период с 2010 по 2024 годы позволили получить экономический эффект в размере 63 млн. руб.

Главный инженер
АО «СМП-Нефтегаз»

Андрянов А.М.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Акт внедрения

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «БУЛГАРНЕФТЬ»

423452, Республика Татарстан, г.Альметьевск, ул.Белоглазова, д.26
 телефон: (8553) 30-04-35 факс: (8553) 30-00-16, e-mail: bn@bulgarneft.com
 ИНН 1644005296, КПП 164401001, р/с № 40702810762360100406 в Отделение "Банк "Татарстан" № 8610 ПАО
 СБЕРБАНК г.Казань, к/с 30101810600000000603, БИК 049205603, ОКВЭД 06.10.1, ОКПО 13016636

«УТВЕРЖДАЮ»
 Генеральный директор
 АО «Булгарнефть»
 Шагалева Р.Р.



АКТ ВНЕДРЕНИЯ

Кулешовой Любви Сергеевны

«Научно-методические основы создания искусственного интеллекта
 в решении задач повышения эффективности управления разработкой
 месторождений крупных нефтегазоносных провинций
 в условиях неопределенности»
 в АО «Булгарнефть»

Для повышения эффективности разработки залежей в карбонатных коллекторах (определение стратегии разбуривания; выбор систем заводнения; выбор плотности сетки скважин, систем их размещения; определение необходимости использования нетрадиционных подходов к организации заводнения и добычи; определение оптимальных режимов работы добывающих и нагнетательных скважин) в АО «Булгарнефть» были использованы результаты, полученные в диссертационной работе Кулешовой Л.С.

Использование алгоритмов и методик позволили: определить степень гидродинамического взаимодействия; выявить величину взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин; дифференцированно по различным группам объектов и на участках с различными геолого-физическими свойствами пород-коллекторов и насыщающих их флюидов обосновывать плотность сетки скважин; регулировать технологические параметры закачки воды; проводить обоснование и выбор объектов для применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Экономический эффект от использования результатов диссертационной работы составил около 75 млн рублей.

Главный инженер
 АО «Булгарнефть»

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Акт внедрения

Публичное акционерное общество
«Акционерная нефтяная компания «Башнефть»
ПАО АНК «Башнефть»
ул. Карла Маркса, д. 30/1, г. Уфа, 450052
Республика Башкортостан, Российская Федерация.
Тел.: +7 347 261-61-61, факс: +7 347 261-62-62
ИНН 0274051582, ОКПО 00135645, ОГРН 1020202555240
www.bashneft.ru, e-mail: info_bn@bn.rosneft.ru



Адрес акционерной компании
«Башнефть» Акционер нефть компания
ААНК «Башнефть»
Карл Маркс ур., 30/1 Порт. Офис, 450052
Башкортостан Республикасы, Россия Федерация.
Тел.: +7 347 261-61-61, факс: +7 347 261-62-62
ИНН 0274051582, ОКПО 00135645, ОГРН 1020202555240
www.bashneft.ru, e-mail: info_bn@bn.rosneft.ru

УТВЕРЖДАЮ

ООО Башнефть-Добыча, Управление
добычи нефти и газа, Туймазинский регион
добычи нефти и газа. Начальник региона
добычи нефти и газа

 А. Г. Гилаев

« 20 » марта 2025 г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов диссертационной работы

Кулешовой Любови Сергеевны

«Научно-методические основы создания искусственного интеллекта
в решении задач повышения эффективности управления разработкой
месторождений крупных нефтегазовых провинций в условиях
неопределенности»

в Туймазинском регионе добычи нефти и газа

Настоящим актом подтверждаем, что методические приемы оценки параметров и интенсивности систем заводнения продуктивных пластов, обоснования и выбора очагов под нагнетание воды в залежи нефти в карбонатных коллекторах турнейского яруса, полученные в процессе выполнения Кулешовой Л.С. диссертационной работы, внедрены и используются на объектах при выработке комплекса мероприятий по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений северо-западной части Башкортостана. Рекомендации, использованные в период с 2017 по 2024 годы, позволили получить экономический эффект в размере 84,7 млн руб.

Заместитель начальника
Туймазинского региона
добычи нефти и газа



М.М.Гарифуллин

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Акт внедрения



«АЛОЙЛ»
ЯБЫК АКЦИОНЕРЛЫК
ЖӘМҒЫЯТЕ
 423930, Россия Федерациясе,
 Татарстан Республикасы,
 Баулы шәһәре, Энгельс урамы, 63

ЗАКРЫТОЕ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«АЛОЙЛ»
 423930, Российская Федерация,
 Республика Татарстан,
 г.Бавлы, ул.Энгельса, д.63

КПП для счет фактур 168150001
 КПП 161101001
 ИНН 1642002123
 БИК 049205603
 кор/счет 30101810600000000603
 р/с 40702810862460100073
 в отделении «Банк Татарстан» № 8610 ПАО («Сбербанк России»)
 ОГРН 1021606352657
 ОКПО – 50620469, ОКОГУ 49014, ОКАТО 92408000000
 ОКВЭД 06.10.1
 ОКФС 16, ОКОПФ 67

Тел. (85569) 5-62-27
 e-mail: aloil116@mail.ru



«УТВЕРЖДАЮ»
 Генеральный директор
 ЗАО «Алойл»
 Магзянов И. А.

«21» 03 2025г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ
результатов диссертационной работы

Кулешовой Любови Сергеевны
«Научно-методические основы создания искусственного интеллекта
в решении задач повышения эффективности управления разработкой
месторождений крупных нефтегазоносных провинций
в условиях неопределенности»
в ЗАО «Алойл»

Настоящей справкой подтверждаем, что результаты диссертационной работы Л.С. Кулешовой «Научно-методические основы создания искусственного интеллекта в решении задач повышения эффективности управления разработкой месторождений крупных нефтегазоносных провинций в условиях неопределенности» реализованы в процессах повышения эффективности управления ресурсами углеводородов восточной части Республики Татарстан. При этом использован комплекс алгоритмов и методик, позволяющих: обосновывать плотность сетки скважин дифференцированно по различным группам объектов и на участках с различными геолого-физическими свойствами пород-коллекторов и

насыщающих их флюидов; прогнозировать степень гидродинамического взаимодействия скважин в различных геолого-промысловых условиях; регулировать технологические параметры закачки воды, выбор расстояний между скважинами для снижения неблагоприятного влияния природных факторов; достигать максимально-возможного соответствия технологических параметров заводнения особенностям геологического строения залежей; проводить обоснование и выбор залежей и участков для применения методов увеличения нефтеотдачи пластов; определять местоположение нагнетательных и добывающих скважин при совершенствовании применяемых систем разработки.

Использованы различные объемы геолого-промысловой информации, что позволило решать задачи на различных стадиях разработки в условиях различного рода неопределенностей и ограниченного объема информации о залежах (в связи с недостаточными объемами промысловых исследований вследствие причин организационного и финансового характера) и повысить эффективность использования инвестиций в нефтегазодобывающую отрасль.

Реализация результатов диссертации позволило получить дополнительную добычу нефти, снизить обводненность добываемой продукции. Экономический эффект от использования рекомендаций, полученных на основании использования результатов научных исследований диссертации составил 57,2 млн рублей за период с 2019 по 2025 годы.

Заместитель генерального директора –
главный геолог



А.Ф. Егоров

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Справка о внедрении



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

№ П-10942/25 Дата 19.03.2025

на № _____ от _____ СПРАВКА

о внедрении результатов диссертационной работы

Кулешовой Любови Сергеевны

«Научно-методические основы создания искусственного интеллекта
в решении задач повышения эффективности управления разработкой
месторождений крупных нефтегазоносных провинций
в условиях неопределенности»

Результаты научных исследований, представленные в диссертационной работе Кулешовой Л.С., были реализованы и показали свою эффективность при принятии обоснованных управляющих решений, направленных на повышение эффективности разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами в условиях различного рода неопределенностей. В частности, были эффективно использованы:

- геолого-статистические модели для прогноза конечного коэффициента извлечения нефти по группам объектов, выделенных с использованием методов факторного анализа, основанных на использовании комплекса геолого-промысловой информации в условиях дефицита данных гидродинамических исследований скважин;

- геолого-статистические модели для оценки конечного коэффициента извлечения нефти на стадии составления первых проектных документов, предусматривающие использование набора геологических параметров, определение которых достаточно надежно производится на стадии выхода месторождений из разведки, а также использование различных значений параметра интенсивности воздействия;

- алгоритм оценки эффективности применения различных систем заводнения и методов увеличения нефтеотдачи пластов, основанный на адресном использовании полученных моделей при условии разработки залежей с применением внутриконтурного заводнения;

- модели, позволяющие проводить оценку и прогнозирование значений конечных коэффициентов извлечения нефти залежей групп объектов, выделенных как с использованием тектоник-стратиграфического фактора, так и в результате глубокой идентификации внутри крупных тектонических и стратиграфических элементов в пределах провинции.

Юр. адрес: 614068, РФ, Пермский край, г. Пермь, ул. Ленина, д. 62
Почт. адрес: 614068, РФ, Пермский край, г. Пермь, ул. Ленина, д. 62
Почт. адрес: 169710, РФ, Республика Коми, г. Усинск, ул. Нефтяников, д. 31

Тел.: (342) 235-66-48
www.perm.lukoil.ru
lp@lp.lukoil.com

- алгоритмы прогноза максимальных значений взаимнокорреляционных функций дифференцированно по различным группам объектов с целью обоснования принятия решений, направленных на совершенствование применяемых систем разработки с использованием данных геолого-геофизических исследований скважин;

- геолого-статистические модели, на основе которых предложена методика прогноза максимального оптимального дебита скважин при разработке залежей на естественном режиме, а также скважин, окружающих нагнетательные, для обоснования выбора и совершенствования систем заводнения, ввода в эксплуатацию простаивающих скважин и скважин с других горизонтов;

- значения минимальных и критических значений параметров успешности заводнения, позволяющие определить максимальные и критические значения расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами;

- алгоритм выбора добывающих скважин для перевода их под нагнетание в условиях залежей, находящихся в разработке, и алгоритм выбора расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами на стадии выхода месторождений из разведки дифференцированного по группам залежей, выделенных по тектонико-стратиграфическому принципу, в результате глубокой идентификации, а также внутри групп с учетом особенностей их геологического строения, на основе полученных формул и граничных значений параметров успешности;

- модели, позволяющие оценивать конечный коэффициент извлечения нефти при разработке залежей с заводнением при различных плотностях сеток скважин и соотношениях количества добывающих и нагнетательных скважин на основе проведения гидродинамических исследований после очистки призабойной зоны от продуктов бурения и стабилизации максимального оптимального дебита;

- алгоритмы глубокой идентификации объектов с использованием как полного, так и ограниченного объема информации.

Оценочный экономический эффект от использования результатов исследования за период за 2020 по 2024 годы составил свыше 82 млн. рублей.

Генеральный директор



О.В. Третьяков

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Справка о внедрении

Республика Башкортостан,
Общество с ограниченной ответственностью
«Башнефть-Добыча»
450052, Российская Федерация,
Республика Башкортостан,
г. Уфа, ул. К.Маркса, д. 30/1
тел. +7 347 262-26-07, 262-29-88
факс +7 347 262-24-56, 262-21-39
KPP 0277106640 OGB 997250001
OГPH 1090280932699



Башкортостан Республикасы,
«Башнефть-Добыча»
Яуалтылы сиклонган йуалтылы
450052, Россия Федерациясы,
Башкортостан Республикасы, Офа ҡаласы,
Кара Маркс ур., 30/1
тел. +7 347 262-26-07, 262-29-88
факс +7 347 262-24-56, 262-21-39
OГPH 1090280932699

СПРАВКА

о внедрении предложений, рекомендаций, методик и алгоритмов, представленных
в диссертационной работе Кулешовой Любови Сергеевны

«Научно-методические основы создания искусственного интеллекта в решении
задач повышения эффективности управления разработкой месторождений
крупных нефтегазоносных провинций в условиях неопределенности»

Для повышения эффективности разработки залежей в карбонатных коллекторах (определение стратегии разбуривания; выбор систем заводнения; выбор плотности сетки скважин, систем их размещения; определение необходимости использования нетрадиционных подходов к организации заводнения и добычи; определение оптимальных режимов работы добывающих и нагнетательных скважин) были использованы результаты, полученные в диссертационной работе Кулешовой Л.С.

Использование алгоритмов и методик позволили: определить степень гидродинамического взаимодействия; выявить величину взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин; дифференцированно по различным группам объектов и на участках с различными геолого-физическими свойствами пород-коллекторов и насыщающих их флюидов обосновывать плотность сетки скважин; регулировать технологические параметры закачки воды; проводить обоснование и выбор объектов для применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Экономический эффект от использования результатов данной диссертационной работы составил 84 млн рублей за период с 2015 по 2025 годы.

Заместитель начальника Арланского
региона добычи нефти и газа



П.М.Малышев

5042025

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Справка о внедрении

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «РН-БАШНИПИНЕФТЬ»**
(ООО «РН-БашНИПИнефть»)

Общество с ограниченной ответственностью «РН-БашНИПИнефть»
(ООО «РН-БашНИПИнефть»)
ул. Ленина, 86/1, г. Уфа, Республика Башкортостан, 450006
тел. +7 (347) 293-60-10, факс +7 (347) 292-66-39, E-mail: mail@bnipl.rosneft.ru
КПП 027801001 ОГРН 1060278107780 ИНН 0278127289

«РН-БашНИПИнефть» яуапллығы сикленген йәмғиәте
(«РН-БашНИПИнефть» ЯСЙ)
Ленин ур., 86/1, Өфө ҡ., Башҡортостан Республикаһы, 450006
тел. +7 (347) 293-60-10, факс +7 (347) 292-66-39, E-mail: mail@bnipl.rosneft.ru
КПП 027801001 ОГРН 1060278107780 ИНН 0278127289

В Диссертационный совет Д 24.2.428.06
при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет»
ул. Космонавтов, 1, г. Уфа, РБ, Россия, 450062

СПРАВКА

о внедрении результатов диссертационной работы
Кулешовой Любови Сергеевны

Настоящей справкой ООО «РН-БашНИПИнефть» подтверждает, что результаты диссертационной работы Кулешовой Любови Сергеевны на тему «Научно-методические основы создания искусственного интеллекта в решении задач повышения эффективности управления разработкой месторождений крупных нефтегазоносных провинций в условиях неопределенности» на соискание ученой степени доктора технических наук, используются при выполнении исследовательских работ, направленных на анализ, проектирование и выработку рекомендаций по совершенствованию систем разработки на месторождениях Республики Башкортостан.

И.о. заместителя генерального директора
по технологическому развитию
и инновациям



А.А. Мироненко

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Справка



27.03.2025 № 014MP-37/69
 на № _____ от _____

[В диссертационный совет 24.2.428.06]
 при ФГБОУ ВО «Уфимский
 государственный нефтяной
 технический университет»

СПРАВКА

Дана доценту Уфимского государственного нефтяного технического университета Кулешовой Любови Сергеевне о том, что теоретические и практические результаты диссертации Кулешовой Л. С. «Научно-методические основы создания искусственного интеллекта в решении задач повышения эффективности управления разработкой месторождений крупных нефтегазоносных провинций в условиях неопределенности», а также результаты, изложенные в трех учебных пособиях и двух монографиях:

- Интенсификация притока флюидов из карбонатных коллекторов с применением воздействия композиционными кислотными составами: учебное пособие / А. В. Андреев, Г. С. Дубинский, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – 188 с.

- Мухаметшин В. В. Повышение эффективности управления активами с использованием заводнения продуктивных пластов: учебное пособие. Мухаметшин В. В., Кулешова Л. С. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – 153 с.

- Научно-методическое обоснование решений, направленных на повышение эффективности разработки «зрелых» нефтяных месторождений: учебное пособие / В. А. Грищенко, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова, Р. Ф. Якупов, Т. Р. Вафин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – 128 с.

- Кулешова Л. С. Снижение рисков принятия неэффективных решений при разработке залежей на естественных режимах и условиях неопределенностей: монография / Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2025. – 146 с.

- Кулешова Л. С. Создание научно-методических основ управления заводнением продуктивных нефтяных пластов с использованием искусственного интеллекта: монография / Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2025. – 150 с.

используются при чтении лекций, проведении лабораторных и практических занятий по дисциплинам «Основы геологического моделирования», «Нефтегазопромысловая геология», «Основы разработки нефтяных и газовых месторождений» направления бакалавриата 05.03.01 Геология профилей «Геология», «Нефтегазовая геология и геофизика», 21.03.01 Нефтегазовое дело профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти», а также курсовом и дипломном проектировании со студентами, обучающимися по направлению магистратуры 21.04.01 Нефтегазовое дело магистерских программ «Разработка нефтяных месторождений», «Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа» и программ специалитета 21.05.02 Прикладная геология специализации «Геология месторождений нефти и газа» и 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии специализации «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Проректор по научной и инновационной работе, профессор

И. Г. Ибрагимов