

*На правах рукописи*



КУЛЕШОВА ЛЮБОВЬ СЕРГЕЕВНА

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ  
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ  
В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОГО ОБЪЕМА ИНФОРМАЦИИ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа 2020

Работа выполнена на кафедре «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

**Научный руководитель**

**Мухаметшин Вячеслав Вячеславович**  
доктор технических наук, доцент

**Официальные оппоненты:**

**Гильманова Расима Хамбаловна**  
доктор технических наук, профессор  
ООО НПО «Нефтегазтехнология»/  
директор

**Насыбуллин Арслан Валерьевич,**  
доктор технических наук, профессор  
ГБОУ ВО «Альметьевский  
государственный нефтяной институт» /  
кафедра «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»,  
заведующий кафедрой

**Ведущая организация**

АО «НижневартовскНИПИнефть»

Защита диссертации состоится «16» апреля 2020 года, в 16-00 ч., на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте [www.rusoil.net](http://www.rusoil.net).

Автореферат диссертации разослан «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы исследования

Современный этап развития нефтяной отрасли России характеризуется изменением структуры запасов нефти в сторону трудноизвлекаемых, снижением рентабельности разработки месторождений, вводом в эксплуатацию мелких залежей с низкой продуктивностью, зачастую в сложных природно-климатических условиях, значительным обводнением скважин высокопродуктивных крупных и средних по размерам месторождений Волго-Уральской (ВУНГП) и Западно-Сибирской (ЗСНГП) нефтегазоносных провинций.

В этих условиях часто приходится сталкиваться с проблемой ограниченного объема информации о залежах и процессах, протекающих в них. В то же время эта информация крайне важна в условиях низкой рентабельности разработки таких месторождений. Особую значимость эта информация имеет в условиях необходимости оперативного принятия тех или иных решений, направленных на повышение эффективности разработки без потери ее актуальности. При этом приходится сталкиваться с:

- отсутствием информации, необходимой для решения конкретных задач из-за причин организационного и финансового характера;
- утерей значимости имеющихся данных по причине их «старения»;
- отсутствием необходимой научно-методической базы для обоснования принимаемых решений с использованием косвенной информации;
- отсутствием необходимых предпосылок для использования метода аналогий из-за разнородности параметров, характеризующих те или иные объекты, и отсутствия алгоритмов идентификации, основанных на использовании ограниченного объема информации.

С учетом вышеперечисленных проблем, а также с учетом того, что основной прирост запасов и рост доли добычи нефти в ближайшей перспективе будет приходиться именно на мелкие низкопродуктивные месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, вопрос решения различных задач повышения

эффективности разработки на основе использования ограниченного объема информации и косвенных данных является, безусловно, актуальным.

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют формуле специальности 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» – область науки и техники, занимающаяся изучением, проектированием, мониторингом и управлением природно-техногенных систем при извлечении из недр углеводородов (нефти, попутного и природного газа) и других компонентов на базе рационального недропользования, включающего ресурсосберегающие, экологически безопасные и рентабельные геотехнологии освоения недр, системы подготовки скважинной продукции и геолого-технические системы длительного и безаварийного функционирования предприятий, а также областям исследования:

1. Промыслово-геологическое (горно-геологическое) строение залежей и месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа, пластовых резервуаров и свойства насыщающих их флюидов с целью разработки научных основ геолого-информационного обеспечения ввода в промышленную эксплуатацию месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа.

2. Геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа.

3. Научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов.

### **Степень разработанности темы**

Повышению эффективности управления разработкой залежей нефти посвящены научные труды многих отечественных и зарубежных ученых: Абызбаева И.И., Алтуниной Л.К., Андреева В.Е., Ахметова Р.Т., Бакирова И.М., Батурина Ю.Е., Булыгина Д.В., Владимирова И.В., Гильмановой Р.Х., Грачева С.И., Дмитриевского А.Н., Еремина Н.А., Ермилова О.М., Жданова С.А., Закирова С.Н., Зарипова А.Т., Зейгмана Ю.В., Золотухина А.Б., Ибатуллина Р.Р., Ивановой М.М., Иктисанова В.А., Кадырова Р.Р., Каневской Р.Д., Керимова В.Ю., Колганова В.И., Котенева Ю.А., Крылова А.П., Кудинова В.И., Кучумова Р.Я., Ленченковой Л.Е., Лобусева А.В., Лозина Е.В., Лысенко В.Д., Максимова В.М., Мирзаджанзаде А.Х., Михайлова Н.Н., Мищенко И.Т., Муслимова Р.Х., Мухаметшина В.В., Мухаметшина Р.З., Насыбуллина А.В., Пономарева А.И., Розенберга М.Д., Рогачева М.К., Сагитова Д.К., Степанова С.В., Свалова А.М., Султанова Ш.Х., Сургучева М.Л., Токарева М.А., Федорова К.М., Хакимзянова И.Н., Хасанова М.М., Хисамова Р.С., Хисамутдинова Н.И., Чарного И.А., Шустера А.А., Щелкачева В.Н., Ямалетдиновой К.Ш., Alvarado V., Economides M.J., Giger F.M., Joshi S.D., Mclachlan G.J., Thambynaigam R.K. и др.

Однако в связи с вводом в разработку значительного количества мелких и средних месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и дефицитом по каждому из них полного комплекса информации, необходимого для эффективного управления разработкой с целью повышения рентабельности добычи нефти, возникла острая необходимость проведения комплекса исследований, направленных на решение различных задач с использованием как ограниченного объема информации о залежах, так и косвенных данных.

### **Цель и задачи работы**

Цель работы – создание научно-методических основ повышения эффективности управления разработкой залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами с использованием ограниченного объема информации и косвенных данных.

В диссертации решались следующие задачи:

1. Установление общих закономерностей идентификации объектов в условиях различных тектонико-стратиграфических элементов на основе изучения влияния объема исходной геолого-промысловой информации на степень идентифицируемости залежей.

2. Создание методики оценки результативности технологий вскрытия пластов и методов воздействия на призабойную зону скважин, направленных на расширение ресурсной базы месторождений с использованием косвенных данных.

3. Создание комплекса методик оценки и прогноза гидродинамического взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин в условиях отсутствия гидродинамических исследований с использованием косвенной информации и данных геолого-геофизических исследований скважин.

4. Разработка методики прогноза порометрических характеристик пластов по данным геолого-геофизических исследований скважин.

#### **Научная новизна**

1. Установлен минимальный набор параметров, характеризующих различные геологические системы, для проведения процедуры идентификации с использованием ограниченного объема информации на ранних стадиях разработки месторождений. Предложен алгоритм и на его основе определены параметры, оказывающие основное влияние на идентифицируемость объектов разработки.

2. Предложен алгоритм, позволяющий без проведения масштабных гидродинамических исследований и в условиях посторонних «шумов» прогнозировать сроки очистки призабойной зоны пласта, динамику изменения коэффициента продуктивности во времени, необходимость воздействия на ПЗП, а также оценивать эффективность различных технологий вскрытия пластов, воздействия на призабойную зону при освоении скважин, использования скважин различной конструкции. Предложены геолого-статистические модели для оценки реальных значений коэффициента

продуктивности в точке вскрытия пласта скважиной с использованием косвенной геолого-геофизической информации. Показано, что использование косвенных оценок позволяет снизить затраты на проведение исследований и при невозможности проведения прямых исследований существенно расширить возможности оценки результативности и выбора технологий, направленных на расширение ресурсной базы месторождений с низкорентабельными запасами.

3. Предложены алгоритмы: снижения степени неопределенности при прогнозе успешности заводнения на основе использования дискриминантного анализа; прогноза максимальных значений взаимнокорреляционных функций; прогноза максимального оптимального дебита добывающих скважин с использованием косвенной геолого-промысловой информации.

4. Уточнены минимальные и определены критические значения параметров успешности, а также максимальные и критические значения расстояний между скважинами по пяти группам объектов в терригенных коллекторах. Выявлены параметры, оказывающие основное влияние на успешность заводнения и дебиты скважин. Установлено, что использование значительного количества параметров не приводит к снижению погрешности прогноза взаимнокорреляционных функций. Показано, что в условиях наличия различного рода неопределенностей задачи повышения эффективности заводнения залежей могут быть успешно решены на основе использования ограниченного объема информации и косвенных данных.

5. Разработана методика прогноза порометрических характеристик пород-коллекторов по данным ГИС на основе использования функции Брукса-Кори для описания кривых капиллярного давления и функции плотности распределения поровых каналов по размерам.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

Теоретическая значимость работы заключается в научном обосновании предложенных методик и алгоритмов для решения задач повышения эффективности управления разработкой залежей с трудноизвлекаемыми запасами в условиях различного рода неопределенностей.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1. Получение возможности обоснования вовлечения в активную разработку низкорентабельных залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами на основе созданной научно-методической базы с использованием косвенных данных в условиях неопределенности информации о пластах и процессах, протекающих в них.

2. Результаты диссертационной работы использовались при совершенствовании систем заводнения на залежах с неоднородными, сложнопостроенными коллекторами на месторождениях ПАО «Роснефть», ПАО «Татнефть», ЗАО «Алойл». Экономический эффект составил более 20 млн руб.

3. Изданное учебное пособие используется в учебном процессе при подготовке бакалавров и магистров по направлению «Нефтегазовое дело», инженеров и аспирантов по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» в ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

#### **Методология и методы исследования**

Поставленные задачи решались с использованием геолого-промыслового анализа и обобщения опыта эксплуатации залежей в различных условиях и при различных системах разработки. Использовались методы сравнения и логического анализа.

Полученные результаты и выводы основаны на данных промысловых и геофизических исследований скважин и пластов, а также лабораторных исследований керна. Обработка результатов проводилась с использованием методов математической статистики.

#### **Положения, выносимые на защиту:**

1. Алгоритм определения значимости и установления минимального набора параметров для проведения идентификации с использованием ограниченного объема информации.

2. Методический подход оценки результативности и выбора технологий

первичного и вторичного вскрытия пластов, воздействия на ПЗП при пуске скважин в эксплуатацию с использованием косвенных данных для расширения ресурсной базы месторождений с низкорентабельными запасами, снижения затрат и невозможности проведения прямых исследований.

3. Комплекс методических разработок по оценке степени гидродинамического взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин с использованием косвенной информации и ограниченного ее объема с максимально возможным снижением степени неопределенности.

4. Методика прогноза порометрических характеристик коллекторов на основе использования результатов ГИС.

### **Степень достоверности и апробации результатов**

Достоверность выводов и рекомендаций основана на использовании положений, сформулированных в исследованиях российских и зарубежных ученых, сопоставлении результатов, полученных на базе апробированных методов решения задач, сходимости результатов, полученных на основе предложенных методик с фактическими данными.

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 «Современные технологии в нефтегазовом деле» (г. Октябрьский, 2018, 2019); Международных научно-технических конференциях молодых ученых, аспирантов и студентов (г. Уфа, 2018, 2019); 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); Международной конференции «Инженерные науки и науки о Земле: прикладные и фундаментальные исследования, посвященные 85-летию профессора Х.И. Ибрагимова (г. Грозный, 2019).

### **Публикации**

Основные результаты работы опубликованы в 25 научных трудах, в том числе: в одной монографии, в 10 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах, включенных в перечень ВАК Министерства науки и высшего образования РФ; в 11 статьях изданий, индексируемых в международных цитатно-аналитических базах Web of Science и Scopus.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованных источников, включающего 162 наименования, содержит 158 страниц машинописного текста, 32 рисунка, 9 таблиц.

Автор выражает глубокую признательность и благодарность профессору Ахметову Р.Т., доценту Мухаметшину В.В., плодотворная работа с которыми способствовала становлению и развитию идей, положенных в основу работы.

### **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

Во **введении** обоснована актуальность работы, сформулированы цель, задачи и методы их решения, научная новизна, основные положения, выносимые на защиту, теоретическая и практическая значимость и апробация работы.

**Первая глава** диссертации посвящена выявлению особенностей и установлению общих закономерностей идентификации объектов разработки в условиях различных тектонико-стратиграфических элементов на основе изучения влияния объема исходной геолого-промысловой информации на степень идентифицируемости залежей.

Рассмотрены широко используемые алгоритмы идентификации залежей ВУНГП и ЗСНГП. Согласно этим алгоритмам для проведения идентификации необходимо использовать от 13 до 35 параметров, причем набор параметров в

разных вариантах различен. При этом не определено минимально необходимое количество параметров, по которым может быть проведена идентификация с достаточной степенью точности, что в условиях разработки залежей на грани экономической рентабельности имеет первостепенное значение.

Изучение степени идентифицируемости объектов исследования в зависимости от количества используемых параметров проводилось путем анализа изменения процента верно сгруппированных объектов на каждом шаге изъятия наименее значимых параметров. Наименее значимым является параметр, после изъятия которого процент верно сгруппированных объектов минимален по сравнению с изъятием других параметров на каждом шаге.

Обобщение результатов показало, что степень влияния параметров, характеризующих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов, условия залегания и термобарические свойства на идентифицируемость залежей различна в различных условиях, причем значимость параметров при проведении идентификации во многом определяется эмерджентностью (целостностью) системы, которая находит свое выражение в коррелированности параметров, характеризующих эту систему. В результате анализа выявлены параметры, оказывающие превалирующее влияние на идентифицируемость объектов разработки в различных геолого-промысловых условиях и определен набор единых параметров, обеспечивающих семидесятипроцентную идентифицируемость залежей.

С использованием предложенной формулы:

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

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, установлено, что наиболее информативными параметрами в порядке убывания являются:  $H_{\Sigma}$  – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта ( $J = 0,33$ );  $K_{\text{прон}}$  – коэффициент

проницаемости ( $J = 0,56$ );  $H_{\text{зал}}$  – глубина залегания пласта ( $J = 0,76$ );  $m$  – коэффициент пористости ( $J = 0,88$ );  $K_p$  – коэффициент расчлененности ( $J = 0,92$ );  $\mu_H$  – вязкость пластовой нефти ( $J = 1,06$ );  $K_H$  – коэффициент нефтенасыщенности ( $J = 2,33$ ).

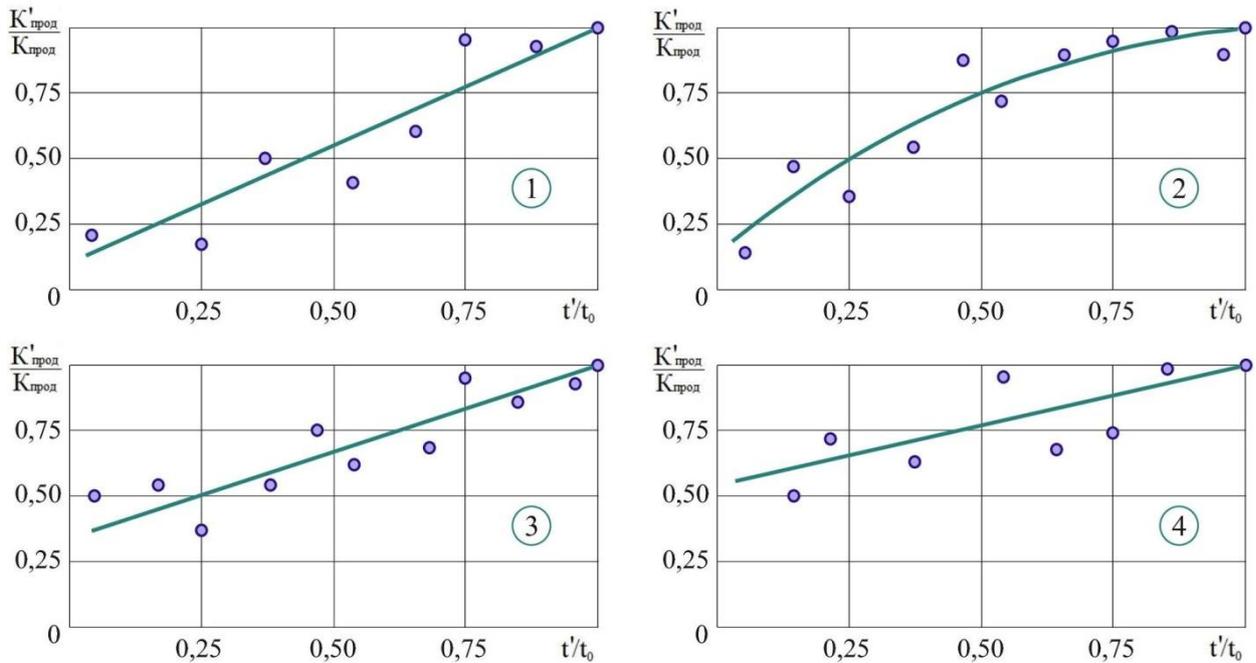
В то же время с точки зрения уникальности и вхождения в различные варианты распределение значимости несколько иное (в порядке убывания):  $H_{\text{зал}} = 5$ ;  $K_{\text{прон}} = 5$ ;  $\mu_H = 4$ ;  $m = 4$ ;  $H_{\text{Э}} = 3$ ;  $K_H = 3$ ;  $K_p = 3$ .

Эти параметры – минимум, который должен быть в наличии при проведении идентификации залежей ВУНГП и ЗСНГП.

**Вторая глава** диссертации посвящена оценке результативности технологий, направленных на расширение ресурсной базы месторождений с использованием косвенных данных.

Наличие широкого круга технологий первичного и вторичного вскрытия пластов, методов воздействия на призабойную зону, использование различных конструкций скважин требуют корректной сравнительной оценки результативности этих мероприятий в различных условиях для обоснования областей их применения и снижения рисков принятия ошибочных решений.

В качестве параметра оценки эффективности предлагается использовать коэффициент продуктивности ( $K_{\text{прод}}$ ). Однако его использование должно быть очищено от посторонних «шумов». На первом этапе по различным группам месторождений ЗСНГП была изучена динамика изменения  $K_{\text{прод}}$  в период очистки ПЗП, установлены закономерности изменения этого параметра во времени. Осредненные зависимости по группам скважин представлены на Рисунке 1, где  $K'_{\text{прод}}$  – текущее значение коэффициента продуктивности в момент времени  $t'$ , т.е. времени, прошедшего после пуска скважины в эксплуатацию;  $K_{\text{прод}}$  – коэффициент продуктивности, определенный в момент  $t_0$  – т.е. времени, прошедшего с момента пуска скважины в эксплуатацию до момента выхода ее на максимальный оптимальный дебит (МОД), где завершается процесс очистки ПЗП.



1, 2, 3, 4 – скважины объектов групп 14, 15, 12, 7 соответственно

Рисунок 1 – Изменение коэффициента продуктивности скважин в период очистки призабойной зоны пласта

На втором этапе были построены модели, отражающие зависимость  $K_{\text{прод}}$  (в момент выхода на МОД) от геолого-геофизических параметров пластов.

На основании полученных результатов предложен алгоритм, позволяющий:

– оценивать время очистки призабойной зоны пласта, проведя исследование методом установившихся отборов при пуске скважин в эксплуатацию или в период очистки (например, по скважинам объектов группы 14) по формуле:

$$t_0 = 0,9t' K_{\text{прод}} / (K'_{\text{прод}} - 0,3K_{\text{прод}}); \quad (2)$$

– оценивать эффективность воздействия на ПЗП при пуске скважины в эксплуатацию. Эффект при этом определяется с использованием зависимостей, представленных на рисунке 1, как разница между эталонным значением  $K'_{\text{прод}}/K_{\text{прод}}$  при  $t' = 0$  и  $t'/t_0 = 0$  и фактическим значением  $K'_{\text{прод}}/K_{\text{прод}}$ ;

– прогнозировать начальный дебит скважин и дебит после очистки призабойной зоны (при условии вскрытия пласта на глинистом растворе и

проведении кумулятивной перфорации из расчета 20 отв/пог.м);

– оценивать эффективность иных методов вскрытия пластов по значениям времени очистки ПЗП и значениям  $K_{\text{прод}}$  после очистки призабойной зоны, а также по динамике изменения  $K'_{\text{прод}}$  в период очистки ПЗП;

– определять эффективность методов воздействия на ПЗП по значениям времени очистки, значениям  $K_{\text{прод}}$  на момент очистки, а также по динамике изменения  $K'_{\text{прод}}$  в период очистки;

– оценивать эффективность бурения скважин различной конструкции.

Полученные результаты существенно снижают влияние посторонних «шумов» при решении задач разработки, а также решают задачи оценки эффективности в условиях отсутствия каких-либо измерений до проведения мероприятий (при пуске скважин в эксплуатацию), а использование косвенных оценок позволяет не только снизить затраты на проведение исследований, но и решать задачи при невозможности проведения прямых исследований, что существенно расширяет возможности оценки результативности и выбора технологий, направленных на увеличение ресурсной базы месторождений, прежде всего с низкорентабельными запасами.

**Третья глава** диссертационной работы посвящена созданию комплекса методик оценки и прогноза гидродинамического взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин в условиях отсутствия представительного объема гидродинамических исследований с использованием косвенной промысловой информации и данных геолого-геофизических исследований скважин.

Расчеты, проведенные с использованием временных рядов месячных дебитов и закачки в условиях различных групп объектов, позволили по максимальному значению взаимнокорреляционных функций (ВКФ) выделить скважины, прореагировавшие на закачку воды.

Для условий пяти групп объектов ЗСНГП уточнены с использованием косвенных оценок минимальные значения параметров успешности, а для

условий четырех групп определены критические значения этих параметров.

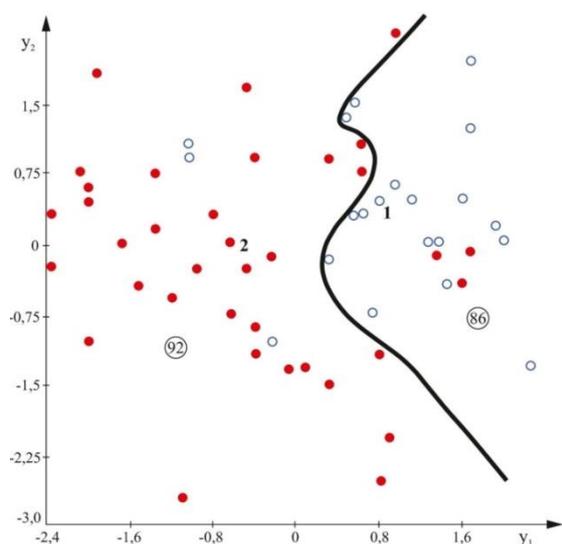
Предложен алгоритм снижения степени неопределенности при прогнозе успешности заводнения, основанный на использовании результатов дискриминантного анализа (Рисунок 2), косвенной геолого-промысловой информации и ограниченного количества геолого-технологических параметров, вошедших в уравнения дискриминантных функций (ДФ):

$$y_1 = 5,236 + 0,0012H_{\text{общ}}^D - 0,094H_{\text{Э}}^D - 0,004K_{\text{прон}}^D - 0,164\rho_{\text{ИК}}^D - 0,048K_H^H + 0,0022F; \quad (3)$$

$$y_2 = -2,453 - 0,208H_{\text{общ}}^D + 0,475H_{\text{Э}}^D - 0,0015K_{\text{прон}}^D - 0,091\rho_{\text{ИК}}^D + 0,041K_H^H + 0,0003F, \quad (4)$$

где  $H_{\text{общ}}^D, H_{\text{Э}}^D, K_{\text{прон}}^D, \rho_{\text{ИК}}^D$  – соответственно общая и эффективная нефтенасыщенная толщины, коэффициент проницаемости и сопротивление пласта по ИК в добывающей скважине;  $K_H^H$  – коэффициент нефтенасыщенности пласта в нагнетательной скважине;  $F$  – расстояние между скважинами.

При этом установлены граничные значения ДФ, позволяющие с высокой степенью точности (до 90 %) проводить разделение добывающих скважин при прогнозе на взаимодействующие и не взаимодействующие.



- 1, 2 – центры группирования не реагирующих и реагирующих скважин соответственно;
- – скважины, реагирующие на закачку;
- – скважины, не реагирующие на закачку;
- кривая, разделяющая скважины, реагирующие на закачку и не реагирующие;
- ⊙ – процент верно разделенных скважин

Рисунок 2 – Распределение групп скважин и центров группирования в осях канонических переменных (группа объектов 15)

Для условий различных групп объектов на основе построенных многомерных моделей предложены свои алгоритмы прогноза максимальных значений взаимнокорреляционных функций ( $R$ ) с использованием данных геолого-геофизических исследований скважин. Так, например, для объектов группы 15 модель имеет следующий вид:

$$R = -0,138 - 0,0084H_{\text{общ}}^D - 0,020H_{\text{перф}}^D + 0,030H_{\text{Э}}^D + 0,038m^D + 0,0115H_{\text{Э}}^H + 0,0087\rho_{\text{ИК}}^H - 0,0003F, \quad (r = 0,821) \quad (5)$$

где  $H_{\text{перф}}^D$ ,  $m^D$  – соответственно перфорированная толщина и пористость в добывающей скважине;  $H_{\text{Э}}^H$ ,  $\rho_{\text{ИК}}^H$  – соответственно эффективная нефтенасыщенная толщина и сопротивление пласта по ИК в нагнетательной скважине.

Анализ моделей показал, что на степень взаимодействия скважин в условиях различных групп объектов влияют различные параметры, что необходимо учитывать при решении задач разработки.

Проведенное геолого-статистическое моделирование позволило получить модели и предложить методику прогноза максимального оптимального дебита добывающих скважин при разработке залежей на естественном режиме, а также скважин, окружающих нагнетательные, для обоснования организации избирательного и очагового заводнения, перевода в действующий фонд простаивающих скважин, перевода скважин с других горизонтов. Методика основана на использовании ограниченного объема косвенной информации.

В четвертой главе рассмотрены вопросы моделирования и определения параметров кривых капиллярного давления коллекторов Западной Сибири по данным геофизических исследований скважин для определения плотности распределения поровых каналов по размерам.

На основе анализа и обобщенных литературных источников, а также результатов капилляриметрических исследований образцов керна ряда продуктивных горизонтов Западной Сибири выбрана функция распределения поровых каналов пластов-коллекторов по размерам, имеющая следующий вид:

$$g(r) = \lambda^\alpha \cdot r^{\alpha-1} \cdot e^{-\lambda \cdot r} / \Gamma(\alpha), \quad (6)$$

где  $r$  – радиус поровых каналов;  $\Gamma(\alpha)$  – гамма-функция;  $\alpha, \lambda$  – параметры распределения.

Далее были рассмотрены вопросы оценки параметров распределения поровых каналов по размерам на основе капилляриметрических исследований керн. Для этого использована модель Брукса и Кори, которая позволяет получить наилучшую сходимость с экспериментальными данными:

$$K_g = K_{go} + (1 - K_{go}) \cdot (P_n / P_k)^{\alpha_k}, \quad (7)$$

где  $K_g, K_{go}$  – текущая и остаточная водонасыщенность;  $P_k, P_n$  – текущее и начальное капиллярное давление;  $\alpha_k$  – коэффициент кривизны (крутизны) капиллярных кривых.

На основе данной модели получена эмпирическая функция распределения поровых каналов по размерам:

$$g(r) = \alpha_k / r_m (r_k / r_m)^{\alpha_k - 1}, \quad (8)$$

где  $r_m$  – максимальный радиус, соответствующий начальному капиллярному давлению;  $r_k$  – радиус капилляра, соответствующего давлению  $P_k$ .

Функция Брукс-Кори описывает лишь основной платообразный участок капиллярных кривых. В соответствии с этим эмпирическое распределение (8) несколько искажает реальную картину. Это особенно касается начального участка, а также хвостовой части распределения, тогда как гамма-распределение (6) хорошо описывает распределение поровых каналов реальных пород-коллекторов при любых значениях радиуса поровых каналов.

По этой причине для расчета плотности распределения поровых каналов предложено использовать гамма-распределение, которое эквивалентно эмпирическому распределению на уровне моментов первого и второго порядка.

Анализ показывает, что распределения (6) и (8) на уровне моментов первого и второго порядка тождественны при условии соблюдения следующих равенств:

$$\alpha = \alpha_k \cdot (\alpha_k + 2); \quad r = r_k.$$

В работе рассмотрены вопросы определения параметров  $\alpha_k$  и  $P_n$  аппроксимационной модели на основе данных капилляриметрических исследований. Так, если мы имеем два значения текущей водонасыщенности для соответствующих значений капиллярного давления в пределах платообразного участка капиллярной кривой, то:

$$\alpha_k = \ln((K_{e1} - K_{e0}) / (K_{e2} - K_{e0})) / \ln(P_{k2} / P_{k1});$$

$$P_n = P_{k1} ((K_{e1} - K_{e0}) / (1 - K_{e0}))^{\frac{1}{\alpha}},$$

где  $K_{e1}$  и  $K_{e2}$  – значения текущей водонасыщенности;  $P_{k1}$  и  $P_{k2}$  – соответствующие значения капиллярного давления.

В условиях пластов-коллекторов Западной Сибири наблюдаются тесные корреляционные связи между текущей водонасыщенностью пород при фиксированных значениях капиллярного давления и коллекторскими свойствами (проницаемость, остаточная водонасыщенность).

Использование указанных связей позволяет с высокой точностью определить параметры аппроксимационной модели и строить графики распределения поровых каналов по размерам.

Учитывая, что в условиях коллекторов Западной Сибири наблюдается тесная связь между абсолютной проницаемостью и остаточной водонасыщенностью, которая с достаточной степенью точности оценивается по данным ГИС, распределения поровых каналов по размерам могут быть построены по результатам геофизических исследований скважин при отсутствии данных лабораторных исследований керна.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

На основании проведенных исследований сделаны следующие основные выводы и рекомендации:

1. Установлено, что влияние параметров, отражающих особенности геологического строения пластов и пластовых флюидов, на идентифицируемость залежей различна в различных тектонико-

стратиграфических элементах.

Предложена формула определения значимости параметров и на основе ее использования определен перечень наиболее значимых, обеспечивающих семидесятипроцентную идентифицируемость залежей. Установлен минимальный набор параметров, характеризующих различные геологические системы для проведения идентификации с использованием ограниченного объема информации на ранних стадиях разработки нефтяных месторождений.

2. По различным группам месторождений ЗСНГП выявлены особенности очистки призабойной зоны и установлены закономерности изменения коэффициента продуктивности во времени. Разработаны модели для оценки значений коэффициента продуктивности в точке вскрытия пласта скважиной (после очистки призабойной зоны) с использованием геофизической информации. Предложен алгоритм, позволяющий без проведения многочисленных гидродинамических исследований прогнозировать сроки очистки ПЗП, динамику изменения коэффициента продуктивности во времени, а также оценивать эффективность технологий первичного и вторичного вскрытия пластов, использования скважин различной конструкции. Полученные результаты позволяют существенно снизить влияние посторонних «шумов» при оценке эффективности в условиях отсутствия каких-либо измерений до проведения мероприятий (например, при пуске скважин в эксплуатацию). Показано, что использование косвенных оценок позволяет снизить затраты на проведение исследований и решать задачи при невозможности проведения прямых исследований, что существенно расширяет возможности оценки результативности и выбора технологий, направленных на увеличение ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми, низкорентабельными запасами.

3. Для условий различных групп объектов в терригенных коллекторах ЗСНГП уточнены и определены минимальные и критические значения параметров успешности и максимальные и критические значения расстояний между добывающими и нагнетательными скважинами. Предложен алгоритм

снижения степени неопределенности при прогнозе успешности заводнения, основанный на использовании метода главных компонент и дискриминантного анализа, косвенной геолого-промысловой информации и ограниченного количества геолого-технологических параметров. Для условий различных групп объектов на основе построенных моделей предложены свои алгоритмы прогноза максимальных значений ВКФ с целью обоснованного принятия решений с использованием данных ГИС.

Построены модели и предложена методика прогноза максимального оптимального дебита эксплуатационных скважин в условиях отсутствия воздействия на пласт, а также скважин, окружающих нагнетательные, для обоснования организации избирательного и очагового заводнения. Методика основана на использовании ограниченного объема косвенной информации, имеющейся в наличии у недропользователей.

Установлено, что использование значительного количества геолого-технологических параметров не дает существенного повышения точности прогноза взаимнокорреляционных функций. Для решения практических задач определен необходимый объем косвенной информации.

Выявлено, что максимальные и критические значения расстояний между скважинами в юрских отложениях ЗСНГП и в отложениях турнейского яруса ВУНГП приблизительно одинаковы, причем степень взаимодействия скважин во многом определяется давлением и объемами закачки воды, в то время как в условиях залежей нижнемеловой системы эти параметры не играют ключевой роли при оценке значений ВКФ. Полученные результаты показывают, что в условиях наличия различного рода неопределенности задачи повышения эффективности заводнения могут быть решены на основе использования ограниченного объема информации и косвенных данных.

4. На основании обоснования и выбора функции гамма-распределения для описания распределения поровых каналов по размерам, распределения модели Брукса-Кори для описания кривых капиллярного давления и адаптации ее к условиям коллекторов Западной Сибири, установления связей констант

моделей гамма-распределения с коэффициентами проницаемости и остаточной водонасыщенности предложена методика прогноза порометрических характеристик пластов ЗСНГП по данным ГИС в условиях отсутствия данных лабораторных исследований.

**Список работ, опубликованных автором по теме диссертации:**

– в монографии:

1. Мухаметшин, В.В. Повышение эффективности управления активами с использованием заводнения продуктивных пластов [Текст]: монография / В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – 153 с.

– в статьях в ведущих рецензируемых журналах и изданиях, выпускаемых в РФ в соответствии с требованиями ВАК Министерства науки и высшего образования РФ:

2. Геолого-промысловое обоснование методов воздействия на пласт на примере эксплуатационных объектов месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Текст] / В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Р.Р. Хузин, Л.С. Кулешова, А.П. Чижов, А.В. Чибисов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 10. – С. 40–45. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-8-40-45. (GeoRef)

3. Ахметов, Р.Т. Учет влияния гидрофобизации на остаточную нефтенасыщенность продуктивных пластов Западной Сибири [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 10. – С. 52–55. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-10-52-55. (GeoRef)

4. Результаты геолого-технологического обоснования методов воздействия на остаточные запасы в условиях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Текст] / В.Е. Андреев, Р.Р. Хузин, В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова, А.П. Чижов, А.В. Чибисов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 11. – С. 67–71. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-67-71. (GeoRef)

5. Ахметов, Р.Т. Плотность распределения поровых каналов по размерам пластов коллекторов Западной Сибири [Текст] / Р.Т. Ахметов, Л.С. Кулешова, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 2. – С. 99–103. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-2-99-103. (CA)

6. Ахметов, Р.Т. Использование гантельной модели для определения абсолютной проницаемости коллекторов по кривым капиллярного давления [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 4 (328). – С. 52–56. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-52-56. (GeoRef)

7. Кулешова, Л.С. Особенности идентификации залежей в условиях различных нефтегазоносных регионов [Текст] / Л.С. Кулешова, В.В. Мухаметшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 5 (329). – С. 61–65. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-

5(329)-61-65. (GeoRef)

8. Методика адаптации модели Брукса-Кори к условиям пластов-коллекторов Западной Сибири [Текст] / Р.Т. Ахметов, Л.С. Кулешова, В.В. Мухаметшин, А.Р. Сафиуллина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 5 (329). – С. 66–70. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-5(329)-66-70. (GeoRef)

9. Кулешова, Л.С. Прогнозирование взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин по косвенным данным [Текст] / Л.С. Кулешова, В.В. Мухаметшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 7 (331). – С. 55–58. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-7(331)-55-58. (GeoRef)

10. Кулешова, Л.С. Снижение рисков принятия низкоэффективных решений при совершенствовании систем заводнения залежей [Текст] / Л.С. Кулешова, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2019.. – Т. 17. – № 5. – С. 55–61. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-55-61. (CA)

11. Мухаметшин, В.В. Оценка добывных возможностей скважин с использованием косвенной геолого-геофизической информации [Текст] / В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 3. – С. 94–99. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-94-99.

– в других изданиях и материалах различных конференций и семинаров:

12. Рогачев, М.К. Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири [Текст] / М.К. Рогачев, В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова // Записки Горного института. – 2019. – Т. 240. – С. 711-715. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.711. (S, WoS)

13. Kuleshova, L.S. On the aspects of application of liquid thermal insulation for preventing wellhead equipment from freezing [Текст] / L.S. Kuleshova, A.I. Khakimova, R.R. Kadyrov // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. (Октябрьский, 25 марта 2016 г.) / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 260–264.

14. Goryunova, M.V. Application of signal analysis for diagnostics [Text] / M.V. Goryunova, L.S. Kuleshova, A.I. Khakimova // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM) (Saint Petersburg, 16–19 May 2017) / the team of authors. – SPb.: IEEE, 2017. – P. 1795–1799. DOI: 10.1109/ICIEAM.2017.8076487. (S, WoS)

15. Мухаметшин, В.В. Использование коэффициента продуктивности для оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений [Текст] / В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова // Методы и технологии добычи трудноизвлекаемых запасов природных углеводородов: материалы Международной научно-технической конференции (Октябрьский, 3 апреля 2017 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 20–35.

16. Мухаметшин, В.В. Оценка степени взаимодействия скважин с использованием геолого-статистических моделей [Текст] / В.В. Мухаметшин,

Л.С. Кулешова // Методы и технологии добычи трудноизвлекаемых запасов природных углеводородов: материалы Международной научно-технической конференции (Октябрьский, 3 апреля 2017 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 35–46.

17. Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V. Application of the Brooks-Corey model in the conditions of lower cretaceous deposits in terrigenous reservoirs of Western Siberia [Text] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – Iss. 1 (012004). – P. 1–4. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012004. (S)

18. Akhmetov, R.T. Simulation of the absolute permeability based on the capillary pressure curves using the dumbbell model [Text] / R.T. Akhmetov, V.V. Mukhametshin, L.S. Kuleshova // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Vol. 1333. – Iss. 3 (032001). – P. 1–8. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/3/032001. (S)

19. Kuleshova, L.S. Applying information technologies in identifying the features of deposit identification under conditions of different oil-and-gas provinces [Text] / L.S. Kuleshova, V.V. Mukhametshin, A.R. Safiullina // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Vol. 1333. – Iss. 7 (072012). – P. 1–5. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/7/072012. (S)

20. Kuleshova, L.S. Elimination of uncertainties in predicting well interaction using indirect geological field information [Text] / L.S. Kuleshova, V.V. Mukhametshin // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – Vol. 378. – Iss. 1 (012115). – P. 1–8. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012115. (S)

21. Mukhametshin, V.V. Prediction of production well flow rates using survey data [Text] / V.V. Mukhametshin, L.S. Kuleshova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – Vol. 378. – Iss. 1 (012116). – P.1–7. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012116. (S)

22. Akhmetov, R.T. Absolute Permeability and Distribution of Pore Throats of the Productive Strata of Western Siberia [Text] / R.T. Akhmetov, L.S. Kuleshova, V.V. Mukhametshin // Atlantis Highlights in Material Sciences and Technology. – 2019. – Vol. 1. – P. 535–539. DOI: 10.2991/isees-19.2019.105. (S)

23. Akhmetov, R.T. Grouping of objects using a limited number of parameters characterizing geological and physical properties of layers [Text] / R.T. Akhmetov, V.V. Mukhametshin, L.S. Kuleshova // Atlantis Highlights in Material Sciences and Technology. – 2019. – Vol. 1. – P. 9–13. DOI: 10.2991/isees-19.2019.3. (S)

24. Kuleshova, L.S. Estimation of the wells hydrodynamic drag level based on wells geophysical survey data [Text] / L.S. Kuleshova, V.V. Mukhametshin // Atlantis Highlights in Material Sciences and Technology. – 2019. – Vol. 1. – P. 727–729. DOI: 10.2991/isees-19.2019.145. (S)

25. Mukhametshin, V.V. Justification of Low-Productive Oil Deposits Flooding Systems in the Conditions of Limited Information Amount [Text] / V.V. Mukhametshin, L.S. Kuleshova // *SOCAR Proceedings*. – 2019. – № 2. – P. 16–22. DOI: 10.5510/OGP20190200384. (S, WoS)