

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи



МАХНЫТКИН ЕВГЕНИЙ МИХАЙЛОВИЧ

**ВЛИЯНИЕ ОБСТАНОВОК ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ НА СТРУКТУРУ
ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ
ВЫТЕСНЕНИЯ И ОХВАТА ЗАВОДНЕНИЕМ
(НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТОВ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ)**

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

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
профессор Ю. А. Котенёв

Уфа – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	10
1.1 Современные представления о формировании и распределении в ходе разработки остаточных запасов нефти	10
1.2 Современные представления о макро- и микронеоднородности продуктивных пластов.....	12
1.3 Влияние геологической неоднородности на эффективность извлечения жидких запасов углеводородов.....	16
1.4 Современные методы выявления зон с повышенными остаточными запасами и их выработки.....	16
1.5 Геолого-физическая изученность	18
1.6 Анализ особенностей геологического строения района исследования.....	20
1.6.1 Тектонические особенности.....	20
1.6.2 Литолого-стратиграфическая характеристика	21
Выводы по главе 1	29
ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ФАЦИАЛЬНЫХ ОБСТАНОВОК В ПРЕДЕЛАХ ИССЛЕДУЕМОГО УЧАСТКА НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ.....	31
2.1 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных горизонтов ЮВ1, ЮС1, ЮС2 на территории Среднего Приобья и оценка степени их неоднородности	31
2.2 Палеогеографические особенности формирования изучаемых отложений .	49
2.2.1 Анализ скважинной информации.....	55
2.2.2 Гранулометрический анализ отложений васюганской свиты с целью установления условий осадконакопления	59
2.3 Построение карт-схем распределения фациальных обстановок осадконакопления	63

2.4 Анализ влияния выделенных обстановок на распределение запасов нефти	75
Выводы по главе 2.....	85
ГЛАВА 3 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЛИТО-ФАЦИАЛЬНЫХ ОБСТАНОВОК НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	88
3.1 Построение карты, характеризующей степень вытеснения нефти и карты охвата пласта заводнением.....	89
3.1.1 Влияние фациальных обстановок на распределение коэффициента вытеснения	96
3.1.2 Влияние фациальных обстановок на распределение коэффициента охвата пласта заводнением.....	97
3.2 Рекомендации по улучшению выработки запасов нефти	98
3.2.1 Рекомендации по увеличению коэффициента вытеснения нефти.....	100
3.2.2 Рекомендации по увеличению коэффициента охвата пласта заводнением.....	103
Выводы по главе 3	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	115
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	116

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Многие месторождения центральной части Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки. В настоящее время проблемой является выяснение причин неравномерности выработки запасов на нефтяных месторождениях. Нет четкого понимания причин образования зон с повышенными остаточными запасами нефти, а также, почему разработка одного объекта идёт по-разному в разных его частях.

Подсчет запасов на месторождениях Западной Сибири в основном производится на геологических моделях. Большая часть моделей строится без учета фациальных особенностей формирования пластов. Для месторождений Западной Сибири характерно сложное строение, заключающееся в неоднородности распределения коллекторов, как по разрезу, так и по площади. Неоднородность обусловлена сменой обстановок осадконакопления и влияет на подсчет запасов нефти, а также границы залежей и месторождений.

Как показывает практика, уточнение геологических запасов и доразведка месторождений происходит на протяжении всех стадий его разработки.

Степень разработанности темы

Изучение влияния фильтрационных параметров на эффективность извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки ведётся давно. Наиболее известными учеными, которые занимались данной тематикой, являются В. Е. Андреев, Л. С. Бриллиант, С. В. Галкин, Р. Х. Гильманова, Ф. Р. Губаева, Ф. Г. Гурари, Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, В. А. Конторович, Ю. А. Котенёв, А. В. Лобусев, М. А. Лобусев, М. И. Максимов, Н. Н. Михайлов, В. Ш. Мухаметшин, С. Н. Назаров, П. И. Никитин, А. М. Пирвердян, Б. М. Орлинский, Б. Ф. Сазонов, М. М. Саттаров, Е. И. Семин, Ш. Х. Султанов, М. Л. Сургучев, М. А. Токарев, В. Г. Уметбаев, Г. Х. Файзуллин, К. М. Федоров, Н. Ш. Хайретдинов, С. Б. Шишлов.

Несмотря на то, что по данной проблеме изучения опубликовано множество научных трудов, данный вопрос остается актуальным и в настоящее время. Так как каждый объект представляет собой отдельные системы, хоть и схожие по своему строению, но имеющие свои отличительные особенности, связанные с распределением параметров неоднородности, влияющих на выработку запасов.

Цель диссертационной работы – обоснование влияния фильтрационных параметров пластов-коллекторов на распределение запасов жидких углеводородов и эффективность вытеснения в различных фациальных обстановках осадконакопления (на примере месторождений Когалымской группы).

Задачи исследования:

- 1 Выявление особенностей регионального строения изучаемой территории.
- 2 Построение детальных геологических моделей с учетом фациальных обстановок осадконакопления.
- 3 Изучение влияния фильтрационно-емкостных свойств в различных фациальных обстановках осадконакопления на распределения величин, характеризующих выработку запасов углеводородов – коэффициента вытеснения и коэффициента охвата пласта заводнением.
- 4 Разработка алгоритма учитывающего особенности геологического строения, в том числе фациального, при построении геологических моделей для анализа выработки запасов.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются верхнеюрские отложения центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Предметом исследования являются причины образования зон с повышенными остаточными запасами нефти верхнеюрских отложений.

Научная новизна работы

1. Закономерность распределения фильтрационно-емкостных свойств коллектора в геолого-гидродинамических моделях в зависимости от фациальных типов на основе настройки вариограмм.
2. Методика оценки степени выработки запасов с обоснованием геолого-технических мероприятий.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в выделении взаимосвязей между фильтрационными свойствами пластов-коллекторов и эффективностью вытеснения углеводородов верхнеюрских отложений центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Практическая значимость работы заключается в разработке алгоритма распределения фильтрационно-емкостных свойств в зависимости от фациальных типов на основе их геологического строения, геометрии и распространения в плане с последующей оценкой построенной модели на основе анализа промысловых данных и дальнейшего использования модели для выделения зон с недостаточной выработкой и предложением соответствующих геолого-технических мероприятий с последующим внедрением результатов при выполнении научно-исследовательских работ по следующим тематикам:

- «Подбор эффективных геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти, повышения нефтеотдачи пластов залежи №5 объекта ЮС1 Т-Русскинского месторождения (2020 год), объекта ЮВ1 В-Придорожного месторождения (2021 год), объекта ЮС1 Кочевского месторождения (2022 год)»;

- «Оценка выработки запасов нефти пласта и анализа эффективности применяемых МУН и реализуемой системы разработки объекта ЮС2 Тевлинско-Русскинского месторождения. Обоснование мероприятий по совершенствованию системы разработки с учетом бездействующего фонда скважин».

Результаты диссертационной работы использованы в учебном процессе при проведении лабораторных и практических занятий по дисциплинам «Нефтегазопромысловая геология», «Системный анализ разработки нефтяных и газовых месторождений», а также курсовом и дипломном проектировании студентами горно-нефтяного факультета, обучающихся по специальностям 21.05.02 – «Прикладная геология», специализация «Геология нефти и газа»; 05.03.01 – «Геология», специализации «Геология» и «Нефтегазовая геология и геофизика»; 21.05.03 – «Технология геологической разведки», специализация «Геофизические методы исследования скважин» и при написании отчётов о практике и результатах научно-исследовательских работ у магистрантов, обучающихся по направлению подготовки 21.04.01 – «Нефтегазовое дело», магистерская программа «Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа».

Методология и методы исследований

Решение поставленных задач выполнено путем анализа геолого-промысловых данных, их систематизацией и обобщением. Построение геолого-гидродинамической модели выполнено в специализированных программных комплексах IRAP RMS (ROXAR), Tempest (ROXAR), TNavigator. Обработка массивов геолого-промысловых данных и изучение параметров неоднородности выполнены методами математического моделирования и методами математической статистики (регрессионный, корреляционный анализы). Основой для изучения влияния геологических факторов на выработку запасов нефти являлись методы фациального анализа по электрометрическим моделям с привязкой к керну.

Положения, выносимые на защиту

1. Влияние выделенных фаций на точность распределения фильтрационно-емкостных параметров пластов-коллекторов.
2. Зависимость эффективности вытеснения и охвата заводнением от фациальных обстановок осадконакопления.

Степень достоверности и апробации результатов

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на научно-технических совещаниях в ОАО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь» территориально-производственного предприятия «Когалымнефтегаз»: на международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки и техники-2021, 2022, 2023»; на 72-й, 73-й, 74-й, 75-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ, 2021г, 2022г, 2023г, 2024г; на 23-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2021»; на конференции SPE Annual Caspian Conference 5-7 of October; на международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле-2022»; на международной научно-практической конференции, посвященной 90-летию начала добычи первой башкирской нефти; на международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Александра Ивановича Спивака (УГНТУ, Уфа, 2023).

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Область исследования соответствует паспорту 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» и п. 18: «Геолого-геофизическая оценка нефтегазоносности, анализ и типизация горно-геологических условий освоения месторождений углеводородов».

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 27 научных трудах, в том числе 4 в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ, 1 публикация – в издании, входящем в международную реферативную базу Scopus.

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка использованных источников из 100 наименований. Работа изложена на 129 страницах, в том числе содержит 38 рисунков и 11 таблиц.

Автор благодарит своего научного руководителя профессора, доктора технических наук Котенёва Юрия Алексеевича, а также профессора, Султанова Шамиля Ханифовича и, кандидата геолого-минералогических наук Чудинову Дарью Юрьевну за помощь и содействие в написании данной диссертационной работы, формирование научной идеи и консультации по проводимым исследованиям.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках реализации программы развития НЦМУ по соглашению № 075-15-2022-297.

ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

Доразведка месторождений с целью увеличения углеводородной базы проводится на каждом этапе разработки. Большинство месторождений Западной Сибири находятся на последней стадии разработки. Локализация запасов углеводородов в неоднородных зонах часто приурочены к фациальной изменчивости пластов коллекторов. Различные фациальные зоны отвечают разным фильтрационно-емкостным свойствам, поэтому выяснение причин недовыработки запасов нефти становится все более актуальной задачей.

1.1 Современные представления о формировании и распределении в ходе разработки остаточных запасов нефти

В настоящее время нет общепринятого мнения о распределении запасов нефти на месторождениях. С учетом сложного литолого-фациального строения локализация запасов нефти в процессе разработки месторождений уточняется и обосновывается.

Проблемой количественной и зональной оценки остаточных запасов занимались такие учёные, как В. Е. Андреев, С. В. Галкин, О. Т. Гудместад, М. А. Жданов, А. Б. Золотухин, Ю. А. Котенёв, А. В. Лобусев, М. А. Лобусев, И. Т. Мищенко, С. Н. Назаров, П. И. Никитин, А. М. Пирвердян, М. К. Рогачев, Б. Ф. Сазонов, Ш. Х. Султанов, М. Л. Сургучев, М. А. Токарев, В. Г. Уметбаев, К. М. Федоров, Н. Ш. Хайрединов, Н. И. Хисамутдинов и др.

Можно выделить 4 основные типа распределения остаточной нефти в пласте:

- объемы нефти в не охваченных дренированием пропластках и линзах (обусловленные прежде всего расчлененностью, прерывистостью и слабой проницаемостью пластов);

- объемы нефти, не охваченные заводнением (обусловленные слоистостью пластов);
- целики нефти в высокопроницаемых пластах, образовавшиеся из-за вязкостной неустойчивости вытеснения;
- нефть, рассеянная в заводненных частях пластов из-за неполного вытеснения водой [5].

Сургучев М. Л. в своих работах выделял несколько иные виды остаточной нефти: 1) нефть, приуроченная к зонам с низкими значениями проницаемости, не охваченные заводнением от нагнетательных скважин; 2) нефть, приуроченная к застойным зонам с низкой степенью неоднородности; 3) нефть, находящаяся в литологически-ограниченных участках, приуроченных к линзам коллекторов среди пород флюидоупоров; 4) пленочная нефть, удерживаемая капиллярными силами [80-90, 91].

Из-за высокой микронеоднородности в плане распределения проницаемости продуктивных пластов, а также неравномерности разработки происходит формирование скоплений нефти первого вида по М. Л. Сургучеву.

Вторым фактором, обуславливающим формирование зон с повышенными остаточными запасами, является воздействие от водонагнетательных скважин при недостаточном охвате пласта заводнением по площади [15]. Это происходит из-за неравномерности разбуривания и неправильным подбором сетки скважин, а также изменением вязкости добываемой смеси в водонефтяных зонах на границе нефть-порода-вода.

Третий вид обусловлен также макронеоднородностью пласта. Зоны с остаточной нефтью данного вида формируются за счёт особенностей строения и формирования пласта, а также за счет выбранной системы размещения скважин.

Четвертый вид обусловлен микронеоднородностью пласта. Данный вид остаточной нефти принято делить на капиллярно-удержанную и пленочную. Капиллярно-удержанная характерна в основном для гидрофильной пористой среды и формируется в отдельных порах или в их совокупностях. В

гидрофобных коллекторах происходит распределение воды локально в центральных частях пор, в то время как нефть обволакивает скелет пород-коллекторов.

1.2 Современные представления о макро- и микронеоднородности продуктивных пластов

Большую роль в распределении запасов нефти на месторождениях играют макро- и микронеоднородности пласта. И та и другая контролируется условиями, в которых происходило формирование и дальнейшее преобразование продуктивного пласта. Важную роль в изменчивости пластов по латерали играет обстановка осадконакопления. Продуктивная часть пласта, сформировавшаяся и приуроченная к речным системам, имеет вытянутый вид в одном направлении, а продуктивные пласты, сформированные в переходной зоне, характеризуются обширным распределением коллектора по площади, но изменчивостью литологии по разрезу, и, как следствие, различием фильтрационно-емкостных свойств.

Одним из важных этапов изучения месторождения является изучение неоднородности продуктивных отложений. Е.И. Семин и М.А. Жданов в своих научных работах, посвященных изучению свойств горных пород, вводят определение «геологической неоднородности» пород коллекторов [2]. Более точное определение неоднородности сформировала в результате своих трудов Л. Ф. Деменьтева [3, 4]. Исходя из определений неоднородности, можно выделить, что под геологической неоднородностью понимают характеристику изменчивости фильтрационно-емкостных свойств пласта, строения залежи или всего объекта разработки.

Изучением геологической неоднородности и влиянием ее на полноту извлечения нефти занималось большое количество ученых, среди которых большой вклад в развитие и изучение данного вопроса внесли такие авторы, как В. Е. Андреев, Р. Х. Гильманова, С. А. Жданов, Ю. А. Котенев, Е. В. Лозин,

А. Х. Мирзаджанзаде, В. С. Муромцев, Р. Х. Муслимов, В. Ш. Мухаметшин, Р. Я. Нугаев, Н. И. Хисамутдинов, М.М. Саттаров, К. Г. Скачек, В. С. Славкин, М. Л. Сургучев, М. А. Токарев, К. М. Федоров, М. М. Хасанов, Н. Ш. Хайредин, Р. Х. Хазипов, Г. Г. Шемин, В. Н. Щелкачев, К. Ш. Ямалетдинова и других авторов [6, 7, 14, 28, 29, 56, 57, 58, 62, 63, 64, 65, 66, 68, 70, 71, 75, 92, 93, 99].

Отдельные типы неоднородности вместе составляют разные иерархические уровни – микroneоднородность и макroneоднородность. Например, такие авторы, как Л. Ф. Дементьев, Е. И. Семина под макroneоднородностью представляли изменчивость свойств пласта, предусматривающую морфология, форму тела коллектора (мощность, расчлененность, прерывистость и т.п.), а под микroneоднородностью – изменчивость свойств коллектора, связанных с внутренней микроструктурой породы. Кроме того, некоторые авторы (М.Л. Сургучев, Б. Т. Баишев) разделяли неоднородность на зональную, слоистую, и «случайную неоднородность» [79].

По характеру проявления М. А. Жданов [13] также выделял 3 типа неоднородности: связанную с раслаиванием единого горизонта на ряд прослоев; связанную с частичным замещением пористых пород глинистым веществом на отдельных участках горизонта; связанную с резким изменением коллекторских свойств горизонта по всей его мощности. По приуроченности им также различаются неоднородности: краевая, центральная, площадная.

Е. Я. Дмитриев и В. С. Мелик-Пашаев [10] выделяли вертикальную и горизонтальную неоднородности. Первая характеризуется расчлененностью продуктивного пласта, а вторая – изменением литологических свойств по площади залежи.

Обобщая вышеизложенное и подводя итоги, можно сделать вывод о том, что с ростом познания геологии, а также увеличением количества данных, менялось понимание геологической неоднородности и выделялись классы

неоднородности как по масштабу, так и по распространению (вертикальному, латеральному).

При изучении геологических объектов целесообразно оперировать двумя видами неоднородности, наиболее полно отражающими картину изменчивости геологического объекта – макро- и микронеоднородности.

Микронеоднородность находится на уровне коллекторских свойств пласта: пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и различия в минеральном и гранулометрическом составе пласта в различных фациальных обстановках.

Макронеоднородность находится на более высоком уровне и включает в себя пространственное распределение коллекторов и неколлекторов внутри продуктивного пласта по вертикали, а также распределение зон выклинивания, смена фациальных обстановок осадконакопления, смена типов ловушек в пределах изучаемой территории по латерали [17].

Макро- и микронеоднородность на месторождениях нефти и газа можно изучать различными методами, такими, как геофизические – на основе изучения поведения различных физических полей в скважинном пространстве, а также при геологоразведочных работах; исследование керн – определение емкостных характеристик как основы микронеоднородности пласта, определение текстурных и структурных особенностей в различных точках наблюдения с целью выявления макронеоднородности пласта; построение карт и разрезов – дающее понимание пространственной изменчивости параметров пород-коллекторов на основе построения карт различными методами, а также разрезов с использованием вычислительной техники; иные методы.

На Рисунках 1.1-1.2 представлены примеры карт и разрезов, характеризующих микронеоднородность пласта ЮВ1 Восточно-Придорожного месторождения.

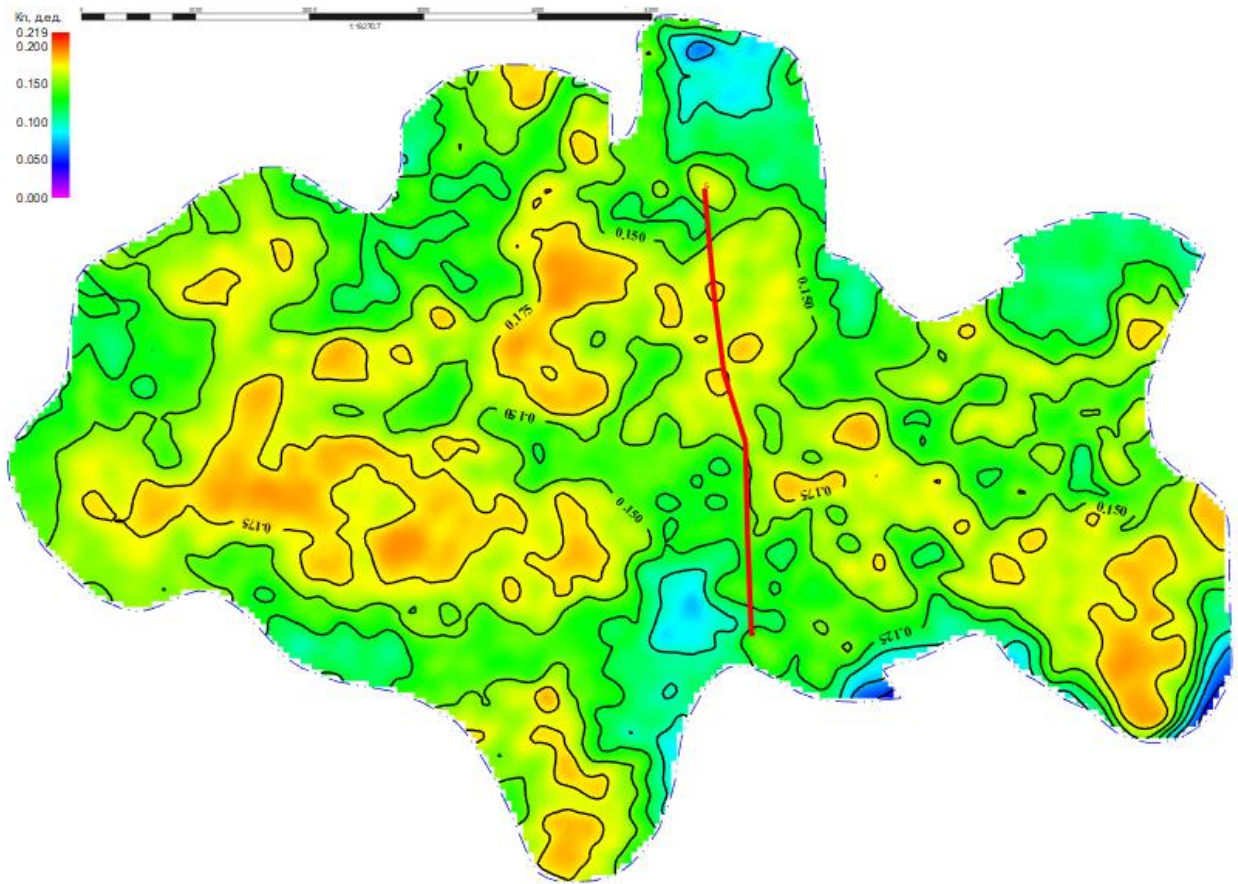


Рисунок 1.1 – Карта пористости пласта ЮВ1 Восточно-Придорожного месторождения

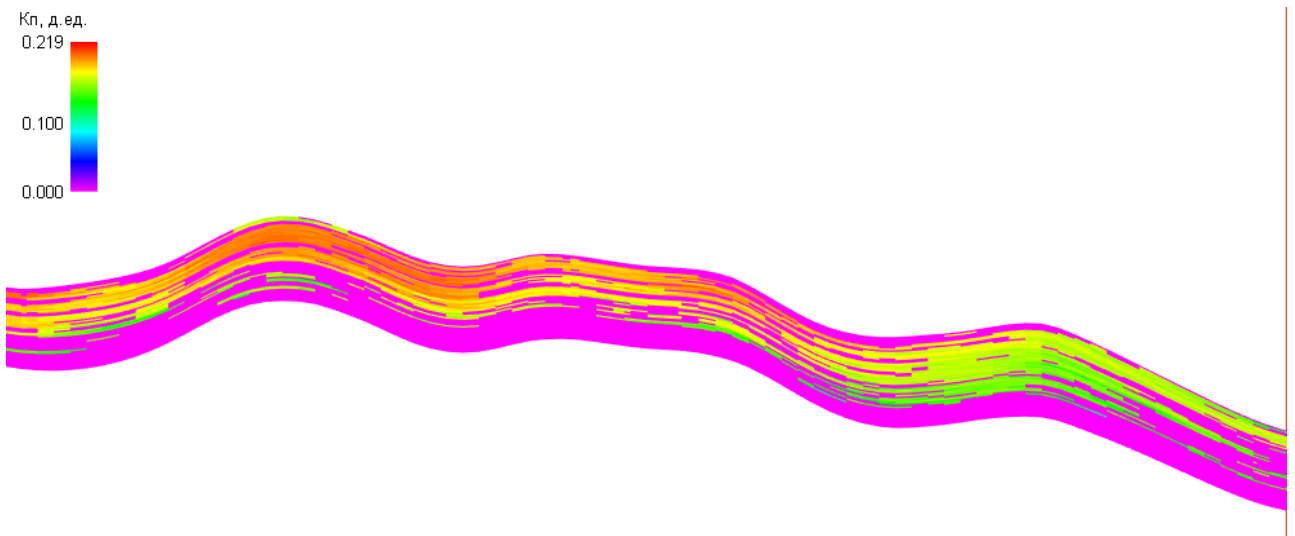


Рисунок 1.2 – Разрез по кубу пористости пласта ЮВ1 Восточно-Придорожного месторождения

1.3 Влияние геологической неоднородности на эффективность извлечения жидких запасов углеводородов

Неоднородность различных участков пласта напрямую влияет на эффективность выработки запасов. Это также подтверждается на практике различными дебитами скважин в различных местах на площади одного и того же месторождения, а также различной эффективностью применяемых геолого-технических мероприятий.

Результаты исследований отражены во множестве работ, в том числе в работах В. М. Александрова, В. В. Мазаева, А. Т. Теплюкова и Д. Ю. Чудиновой. Данные авторы рассматривали эффекты различных геолого-технических мероприятий в зонах, отличающихся по условиям формирования пород-коллекторов [1].

Авторы рассматривали преимущественно фациальные обстановки, относящиеся к морскому осадконакоплению в зоне мелководного шельфа, в которых проводился анализ геолого-технических мероприятий в скважинах, относящихся к разным по условиям формирования фациальным обстановкам. Исходя из анализа, было выявлено, что технологические обработки скважин лучше себя показывают в зоне отложений вдольбереговых баров и барьерных островов, а для переходной зоны дельтового осадконакопления наиболее эффективным методом показал себя гидравлический разрыв пласта и изменение режимов работы скважин. В работах [76] подробно описано, как от палеогеографической обстановки осадконакопления зависит эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи.

1.4 Современные методы выявления зон с повышенными остаточными запасами и их выработки

Для выявления зон с повышенными остаточными запасами используют метод, связанный с построением карт плотности остаточных запасов нефти, с

использованием гидродинамического моделирования. При гидродинамическом моделировании получают кубы параметров, изменяющихся во времени, используя данные кубы, находят запасы на определенную дату в виде 3D куба, после чего экстрагируют из куба необходимую карту плотности остаточных запасов для выявления участков с повышенной концентрацией нефти. В дальнейшем данные карты используют для анализа и определения причин формирования данных зон, сопоставляя их с другими картами геологических параметров, а также рассматривая схемы разработки и расположения скважин.

Помимо карт плотности остаточных запасов используют и другие различные методики, например, методы, основанные на использовании различных модификаций эмпирических зависимостей (характеристик вытеснения), детерминированные методы (Е. В. Воронова).

В настоящее время все более новые технологии внедряются в нефтяную промышленность, но основная классификация методов, направленная на выработку запасов нефти, остается неизменной. Так, все методы увеличения нефтеотдачи принято разделять на три большие группы: 1) гидродинамические, направленные на интенсификацию притока жидкости к скважине; 2) физико-химические; 3) тепловые, микробиологические и другие методы.

Помимо такого разделения существует еще одна классификация методов воздействия на пласт, включающая в себя: 1) первичные методы – разработка месторождений на естественных режимах; 2) вторичные – с использованием системы поддержания пластового давления; 3) третичные – основанные на физическом, химическом и биологическом воздействии (включают в себя физико-химические, физические, тепловые, газовые, микробиологические и т.д.); 4) четвертичные методы – комбинированные виды вышеупомянутых методов.

Для каждого месторождения необходим свой подход и свой набор методов, при которых становится возможным достижение проектного коэффициента извлечения нефти. Подбор методов происходит исходя из

геологических особенностей строения месторождения, а также реологических свойств и состава нефти.

1.5 Геолого-физическая изученность

На территории Нижневартовского и Сургутского нефтегазоносных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции геологоразведочные работы на нефть и газ проводятся с конца 40-х годов.

В работе рассматривается ряд месторождений, относящихся к среднеобской нефтегазоносной области, таких, как Тевлинско-Русскинское, Восточно-Придорожное, Кочевское, Южно-Ягунское.

Вблизи площади работ находятся несколько населенных пунктов. Самый ближайший населенный пункт - город Когалым.

Одно из первых месторождений, открытых в 1978 году, является Южно-Ягунское, которое находится в центральной части исследуемой территории, разработка которого ведется с 1982 года. Второе месторождение – Кочевское, находящееся на северо-западе изучаемой территории и разрабатываемое с 1995 года. Третье месторождение находится на западе территории – Тевлинско-Русскинское, открытое в 1981 году и введенное в эксплуатацию в 1986 году. Последнее месторождение – Восточно-Придорожное находится в южной части исследуемой территории, открытое в 1987 году, разрабатываемое с 1992 года.

На Рисунке 1.3 представлена обзорная схема района работ.

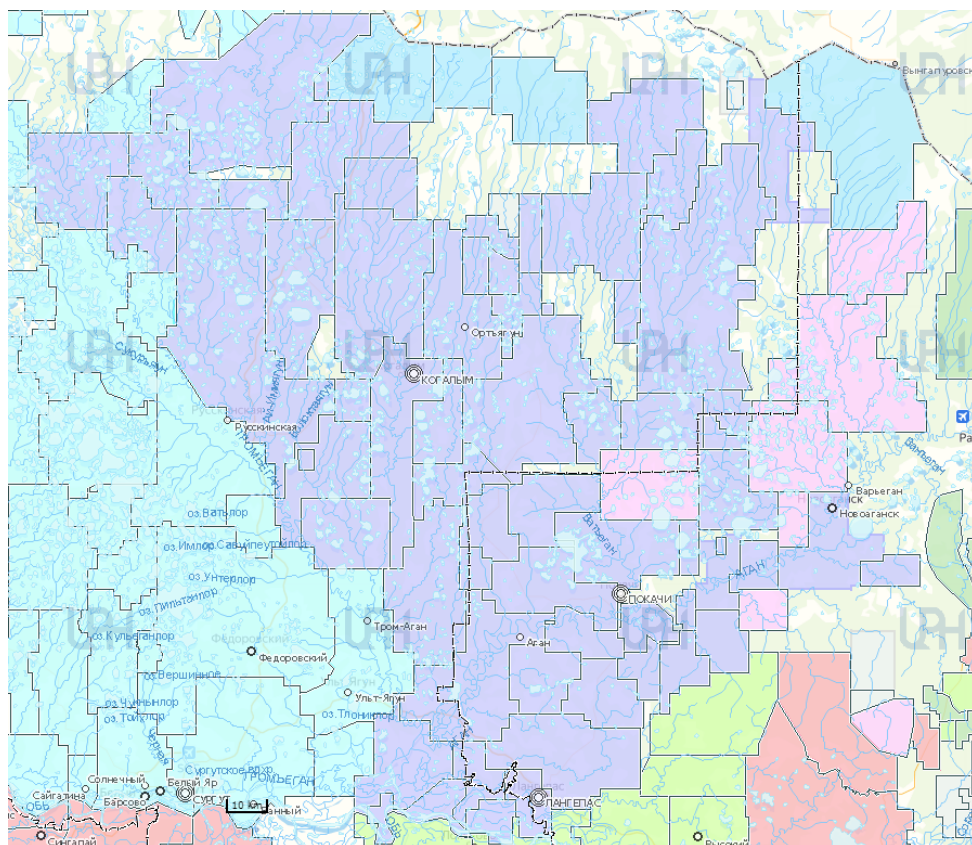


Рисунок 1.3 – Обзорная схема района работ

Ведется эксплуатация семи объектов: пласты группы АВ, пласты группы БВ, ЮВ1, ЮС1, ЮС2, пласты группы БС, продуктивный комплекс ачимовской толщи Ач.

Геологоразведочные работы проводились в соответствии с принятой стадийностью.

Состояние запасов нефти по месторождениям представлены в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Состояние запасов нефти.

Месторождения	Текущие запасы, тыс.т.		
	Геологические	Извлекаемые	Текущий КИН, д.ед.
	AB1+B2	AB1+B2	AB1+B2
Тевлинско-Русскинское (ЮС1)	41191	11739	0.285
Кочевское (ЮС1)	164907	51275	0.045
Восточно-Придорожное (ЮВ1)	66550	24029	0.295
Тевлинско-Русскинское (ЮС2)	81335	20376	0.048

По типу залежи структурные, пластовые, сводовые, водоплавающие, литологически- и тектонически-экранированные.

1.6 Анализ особенностей геологического строения района исследования

1.6.1 Тектонические особенности

В тектоническом отношении район исследования по отложениям осадочного чехла состоит из трёх этаже, отличающихся тремя различными этапами развития [97].

Первая стадия формирования (геосинклинального развития и консолидации фундамента) приурочена к нижнему структурному этажу. Формирование этажа происходило в зоне повышенной активности со стороны тектоники, вследствие чего нижний этаж характеризуется высокой степенью неоднородности внутри исследуемого комплекса, а также большим количеством разрывных нарушений. Горные породы этого этапа представлены различными типами образований, включая изверженные и метаморфизованные породы.

Средний этаж комплекса горных пород представляет собой переходный этап между геосинклинальным и платформенным стадиями развития. Во время формирования этого этажа произошел переход к более спокойному тектоническому режиму, что привело к образованию меньшего количества дизъюнктивных нарушений. Осадочные породы этого периода более однородны, магматические и метаморфические образования утрачивают свою доминирующую роль.

Верхний этаж – платформенный, в результате длительного прогибания и более спокойного тектонического развития региона сформировалась осадочная толща мезозойско-кайнозойских отложений. Так как между данными комплексами пластов очень часто фиксируется существенное угловое несогласие, рассматриваемый структурно-литологический этаж разделен на два

подэтажа: первый охватывает отложения юрской системы (включая отложения баженовской свиты), второй включает в себя более молодые осадочные образования.

Рассматриваемая территория приурочена к Сургутскому и Нижневартовскому сводам. (Рисунок 1.4).

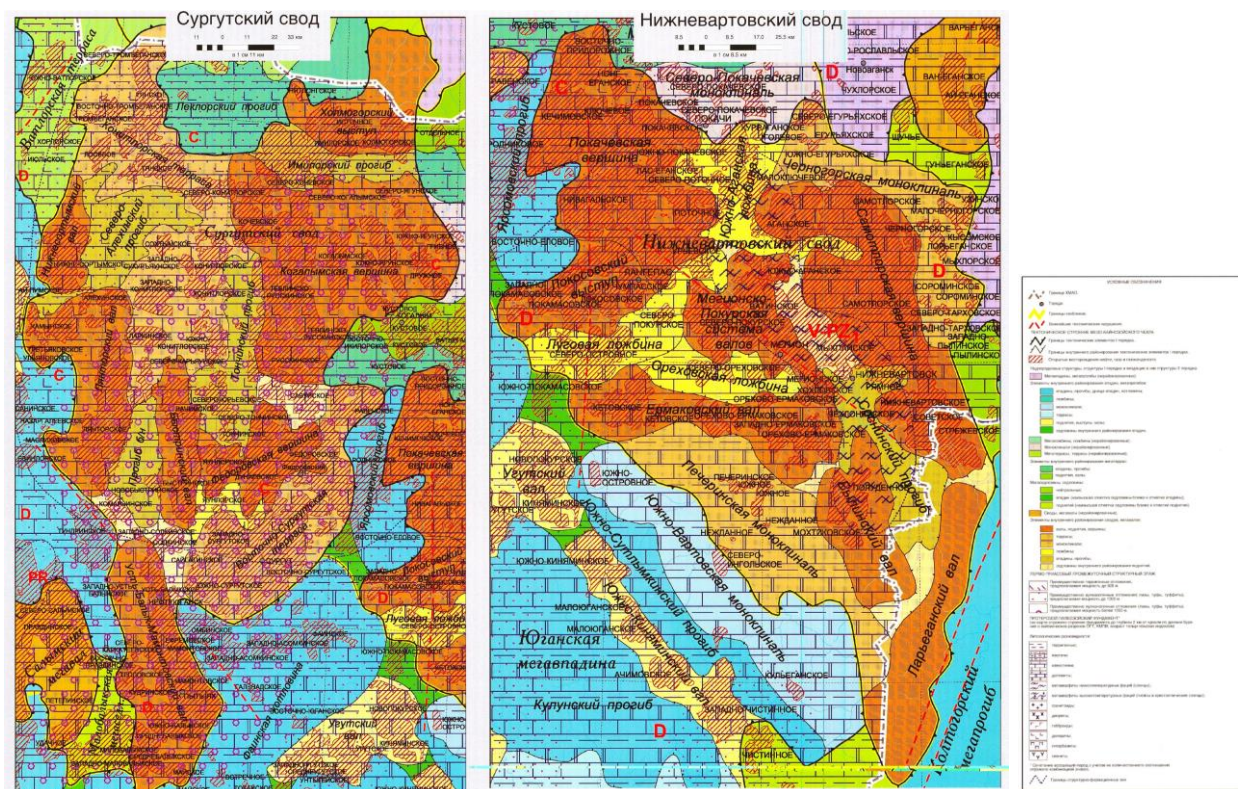


Рисунок 1.4 - Выкопировка из тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под редакцией В. И. Шпильмана, Н. И. Змановского, Л. Л. Подсосовой, 1998 г.)

Внутри данных сводов выделяют более мелкие структуры, контролирующие распространение залежей углеводородов.

1.6.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

Геологический разрез месторождений отличается большой мощностью и сложностью строения. В основе лежат эффузивно-осадочные породы

доюрского возраста, которые перекрыты многочисленными слоями осадочного чехла мезозойско-кайнозойского возраста, которые, в свою очередь, перекрывают складчатый фундамент палеозойского возраста и относятся к диапазону от тюменской до алымской свиты по стратиграфии.

Палеозойская группа (PZ)

На северо-западе Среднего Приобья породы основания вскрыты глубоким бурением. Доюрская толща представлена порфирами базальтового состава, переслаиванием аргиллитов с включением кальцита, песчаников, доломитов и известковистых пород. По керну выделяются пирокластические горные породы: аргиллитоподобные, туфогенные метаморфизованные породы. К кровле доюрского основания приурочен сейсмический, отражающий горизонт «А».

На западе разрез доюрских отложений сложен миндалекаменными базальтами, базальтовыми порфирами, которые прорваны дайками диабазов в нижней части, также встречаются прослои туфов и туффитов, андезитовые и риолитовые порфиры. В верхней части разреза присутствует кора выветривания, мощность которой несколько десятков метров. В ее составе базальные конгломераты с прослоями косослоистых аргиллитов, каолинит - монтмориллонитового состава. Конгломераты представлены хорошо окатанными обломками вулканогенных и кремнистых породам, базальтов, порфиров, сцементированных песчаным материалом с примесью известково-глинистого и углистого материала.

На северо-востоке складчатое основание изучено по сейсмическим материалам и представлено геосинклинальными глубоко метаморфизованными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, которые осложнены тектоническими нарушениями и имеют блоковое строение.

Осадочный чехол залегает несогласно, перекрывая фундамент, представлен отложениями различного генезиса, в том числе континентальные, морские и прибрежно-морские отложения, которые простираются по широкому стратиграфическому диапазону – от юрских до четвертичных отложений.

Мезозойская группа (MZ)

Отложения мезозойского возраста связаны с континентальным, прибрежно-морским и морским генезисом, сформировавшимися за время юрского и мелового периода.

Юрская система (J),

На изучаемой территории юрские отложения широко распространены и разделены на три отдела: нижний, средний и верхний. Все три отдела отличаются друг от друга различием в условиях образования горных пород, и, как следствие, различным составом осадочных образований. В начале формирования юрской системы (нижний и средний отделы) отложения приурочены к континентальным и переходным обстановкам осадконакопления. При дальнейшей трансгрессии моря обстановка для формирования верхнего отдела сменилась на морскую. Это связано прежде всего с тектоническими процессами подъема и опускания земной коры, с изменением относительного уровня моря и климатическими условиями на момент формирования осадочных толщ.

Нижний отдел (J1)

Котухтинская свита вскрыта на склонах антиклинальных структур III порядка.

Данная свита вскрыта на месторождениях, разделяется на верхнюю и нижнюю. В литологическом плане представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Отложения нижней подсвиты более заглинизированы, относятся к горизонту Ю11, перекрывающимся глинами тогурской пачки, соответствующие отражающему горизонту «Т4»

Верхняя часть подсвиты приурочена к радомской пачке, сложенной глинистыми отложениями, выделяющимися по отражающему горизонту «Т3».

Средний отдел (J2)

В среднем отделе юрской системы выделяется тюменская свита. Данная свита вскрыта большим количеством скважин на различной глубине залегания

от 2896 до 2941 м. По описанию керна, породы, слагающие свиту представлены чередованием уплотненных глин – аргиллитов, алевролитов с прослойками углей и углефицированных песчаников. К кровле нижней и средней подсвиты приурочены сейсмические отражающие горизонты «Т2» и «Т1», соответственно. К кровле тюменской свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт «Т».

В тюменской свите нефтегазоносность приурочена к верхней части и связана с пластом Ю2.

Верхний отдел (J3)

Отложения, сформировавшиеся в верхней юре, перекрывают тюменскую свиту, представленную в основном континентальными отложениями, характеризующиеся различными видами песчаников, аргиллитов и глинистых сланцев. На территории исследуемого района верхнеюрские морские отложения представлены отложениями трех свит: васюганской, георгиевской и баженовской (от нижней к верхней). Эти отложения имеют различный состав и свойства и относятся к различным стадиям верхнего юрского периода.

Васюганская свита в исследуемом районе вскрыта почти всеми поисково-разведочными скважинами и подразделяется на нижнюю – более заглинизированную, и верхнюю – песчаную, характеризующуюся цикличностью.

Нижняя подсвита представлена в основном морскими отложениями. Нижняя часть приурочена к горизонту Ю2/0. Продуктивность нижней подсвиты на месторождении не установлена.

К верхней подсвите относятся горизонты Ю1/1 и Ю1/2. По сравнению с нижней является более опесчаненной с редко встречающимися пропластками известковистого песчаника. В этих прослоях можно заметить прожилки белого кальцита, что указывает на наличие процессов известкования во время образования свиты.

Верхняя подсвита является продуктивной. Залежи нефти приурочены к пласту Ю11. Структурная поверхность кровли выделяется литологической

границей, связанной со сменой литотипов – серых пород на зеленовато-серые с включениями глауконита. Подошва маркируется по смене коллектора на пелитовые разности.

Объект Ю1, как основной объект разработки, является сложным по строению, в состав которого входит несколько циклов песчаного материала, разделенных между собой глинистыми пропластками.

На основании палеонтологического анализа было установлено, что данная свита сформировалась в келловей-оксфордское время. Отражающий горизонт ТЮ1 соответствует кровле свиты. Толщина свиты колеблется в пределах от 71 до 84 м.

В результате трансгрессивного цикла моря, происходившего на территории изучаемой площади, сформировалась Георгиевская свита.

Данная свита залегает согласно поверх отложений Васюганской свиты.

Георгиевская свита состоит из аргиллитов, которые имеют различные оттенки, начиная от темно-серых и заканчивая шоколадно-коричневыми и черными отложениями.

Толщины варьируют в пределах от 2 до 6 м, среднее значение составляет 3,7 м.

Над георгиевской свитой согласно залегают отложения баженовской свиты. Формирование баженовской свиты происходило преимущественно в глубоководных условиях, что обусловило её литологический состав, представленный аргиллитами. С данной свитой связан отражающий горизонт «Б».

В верхней части разреза находится пачка битуминозных аргиллитов, ниже которой выделяется чередование битуминозных и не битуминозных глинистых и песчано-глинистых пород. К коллектору приурочен продуктивный пласт Ю0.

Толщина нормального разреза находится в пределах от 19 до 38 м. Аномальный разрез достигает максимальной толщины в районе скважины 84Р и составляет 83 м.

Меловая система (К)

В состав меловой системы входят все фациальные типы отложений: морские, переходной зоны и континентальные. Отложения накапливались без перерывов в осадконакоплении, разделяются на три крупных комплекса с различием в строении, такие, как неокомский, апт-альб-сеноманский и верхнемеловой, исключая сеноман.

Наиболее сложным, с точки зрения геологического строения, является неокомский комплекс. Во время формирования данного комплекса было большое разнообразие фациальных обстановок, что позволило сформироваться большому количеству различных типов разрезов со своими специфическими свойствами продуктивных отложений. Он включает в себя мегионскую, ванденскую и алымскую свиты [37].

Два других комплекса менее сложны, например, апт-альб-сеноманский литологически сложен песчано-глинистыми отложениями, отложившимися в основном в континентальных обстановках. К ним относятся отложения покурской свиты, перекрытые кузнецовской, березовской и канькинской свитами, входящими в состав верхнего отдела меловой системы.

Нижний отдел (K1)

Нижний отдел включает в себя комплексы формаций, в которые входят мегионская, ванденская, алымская и нижняя часть покурской свиты. К подошвенной части нижнего отдела приурочены битуминозные плотные глинистые отложения, относящиеся к Баженовской свите.

Первая из свит – мегионская, вскрыта на различных глубинах на территории исследования от 2265 до 2392 метров. Снизу представлена пелитовыми породами, перекрытыми сверху толщей большой мощности псаммо-алевритовых горизонтов, входящих в состав ачимовских отложений.

Нижняя граница ачимовской толщи подстилается отложениями бажена, в то время как верхняя граница выделяется резким развитием псаммитовой разности пород. Толщина варьирует в широком диапазоне от 30 до 108 м, что обусловило не выдержанность данной толщи как по площади, так и по разрезу.

Мегионская свита представлена верхней, средней и нижней частями, которые имеют разное строение и фации осадков. Верхняя часть свиты включает песчано-глинистые осадки, которые чередуются с аргиллитами и алевролитами. В песчаных толщах в верхнем разрезе свиты выделились продуктивные отложения пластов Б3, Б4 и Б5.

Свита относится к берриас-валанжинскому возрасту, маркирующемуся на основе исследования кернового материала по останкам руководящих форм аммонитов, пелеципод и фораминифер.

Толщина выдержана и в среднем составляет 400 метров.

Ванденская свита вскрыта на глубинах в диапазоне от 1899 до 1971 метра, включает в себя две подсвиты.

Нижний разрез формировался в морской обстановке на мелководье, представлен сероцветными слоистыми породами с чередованием слоев песчаников, алевролитов и аргиллитов.

В верхней части выделяется продуктивных горизонт Б0. Пласт характеризуется сильной изменчивостью литологического состава, ближе к верхней границе литология сменяется на глины покачевской пачки, которые маркируются по отражающему горизонту «Н».

Верхняя часть разреза ванденской свиты характеризуется фациальными отложениями континентального генезиса с высокой изменчивостью литологического состава. В составе комплекса входят песчаники, алевролиты и аргиллиты со слоистой текстурой без резких литологических границ. Нижняя часть разреза включает в себя продуктивные отложения пластов А8/2а и А8/2б.

Подсвита относится к барремскому возрасту на основании изучения керна и найденных в нем остатков руководящих форм организмов – фораминифер и пресноводных остракод. Ванденская и Алымская свиты отличаются по условиям формирования, из-за чего граница между ними четкая и характеризуется сменой зеленоцветных отложений на сероцветные.

Толщина данной свиты в среднем составляет 450 метров.

В составе алымской свиты выделяют две подсвиты, отличающиеся по литологическому составу. Так, нижняя подсвита сложена чередованием аргиллитов с песчаниками. Верхнюю в свою очередь разделяют на две толщи: снизу, в разрезе, представленную аргиллитами с подчиненными прослоями алевролитов, и сверху, представленную алевроитистыми аргиллитами с прослоями алевролитов.

Толщина свиты в среднем составляет 100 метров.

В верхней подсвите выделяются глины, маркирующиеся по отражающему горизонту «М».

В составе покурской свиты (K1a-K2s) ниже- и верхнемелового возраста встречаются различные породы, такие, как песчаники, алевролиты, аргиллиты и глины, что обусловлено сложным чередованием прибрежно-морских и континентальных фаций в процессе накопления осадков. Несмотря на то что верхний и нижний отделы меловой системы не имеют четкой границы из-за переходного характера комплексов, можно выделить характерные черты каждого из них. Частое переслаивание песчаников с алевролитами и наличие пелитовой фракции отличает верхний отдел покурской свиты от нижнего.

Отложения в верхней части разреза покурской свиты, относящиеся к сеноманскому возрасту, установлены по спорово-пыльцевому комплексу, характеризующемуся преобладанием пыльцы голосеменных растений. Толщина варьирует в пределах от 750 до 800 м.

Верхний отдел (K2)

В верхнемеловых отложениях выделяются образования, сформированные в морских обстановках, относящиеся к кузнецовской, березовской и ганькинской свитам.

Морское осадконакопление начинается с кузнецовской свиты. Сформировавшиеся породы характеризуются глинами темно-серыми с тонкими прослоями псаммитовой фракции с наличием глауконита. Кровля согласуется с отражающим горизонтом «Г».

Толщина данной свиты в среднем составляет 25 метром.

При последующем развитии и формировании осадочного чехла образовалась толща березовской свиты. Березовскую свиту принято разделять на две подсвиты, отличающиеся по условиям формирования и литологическому составу слагающих пород.

Характерными чертами нижней подсвиты являются прослой алевролитов и песчаников среди сильно заглинизированных толщ с редко встречающимися акцессорными минералами глауконита и конкрециями сидерита.

Толщина подсвиты в среднем составляет 82 метра и варьирует в пределах от 47 до 117 метров.

Верхняя подсвита отличается наличием зеленовато-серых глин с повышенным содержанием кремня, более выдержана по литологии, в меньшем количестве встречаются песчаные прослой и опоки, встречается сидеритизация.

Кровля соответствует отражающему горизонту «С». Толщина варьирует от 40 до 70 м.

Завершает разрез мелового периода ганькинская свита, представленная глубоководными морскими образованиями глин серого цвета с зеленоватым оттенком. Толщина свиты - 106-125 м.

Кайнозойская группа (KZ).

Кайнозойские отложения представлены континентальными, прибрежно-морскими и морскими породами палеогена, неогена и четвертичных отложений.

Выводы по главе 1

1. Неравномерность распределения запасов углеводородов, а также перераспределение запасов в процессе разработки приводит к формированию областей с повышенными и пониженными их значениями. Закономерности распределения углеводородов для каждого объекта индивидуальны, но в некоторых случаях схожи и часто согласуются с геологической неоднородностью.

2. Понятие геологической неоднородности изменялось длительное время. Множество исследователей выделяли свои типы и классы неоднородности, которые в итоге легли в основу двух основных видов, разделенных по масштабу неоднородности, объединяющих все проведенные ранее исследования – макро- и микронеоднородность. На макроуровне рассматривается неоднородность, связанная с изменчивостью пласта по параметрам: расчлененность, литологическая связанность, эффективные толщины и т.д. На микроуровне рассматриваются параметры пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и различия в минеральном и гранулометрическом составе пласта.

3. Выявлено, что существует необходимость в создании методики выявления и оценки зон локализации остаточных запасов на месторождениях, характеризующихся высокой степенью неоднородности, с учетом основных коэффициентов, характеризующих выработку запасов, и последующим анализом причин их возникновения.

4. В тектоническом плане на рассматриваемой территории выделяются два крупных положительных структурных элемента II порядка - Сургутский и Нижневартовский своды, состоящие из трех структурных этажей, отличающихся этапами развития. Первый (нижний) структурный этаж сформировался в стадию геосинклинального развития и консолидации фундамента. Второй (средний) структурный этаж представляет собой переходный этап между геосинклинальным и платформенным стадиями развития. Третий (верхний) этаж – платформенный, обусловленный длительным прогибанием в результате которого сформировалась осадочная толща мезозойско-кайнозойских отложений.

ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ФАЦИАЛЬНЫХ ОБСТАНОВОК В ПРЕДЕЛАХ ИССЛЕДУЕМОГО УЧАСТКА НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ

2.1 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных горизонтов ЮВ1, ЮС1, ЮС2 на территории Среднего Приобья и оценка степени их неоднородности

Для понимания распределения фильтрационно-емкостных свойств и геологических параметров был проведен площадной детальный анализ территории исследования с выделением особенностей изменения гранулометрического и минерального составов пород-коллекторов. Пласт ЮС2 формировался в батский век. Коллектора представлены песчаниками. Гранулометрия с севера на юг укрупняется, так, если на северо-западе песчаники мелкозернистые, на северо-востоке и западе – среднезернистый материал, то в центральной части преобладают грубозернистые разности. Пласты ЮС1 и ЮВ1 формировались в келловейский и оксфордский века. Коллектора представлены песчаниками. Гранулометрия с северо-запада на юго-восток укрупняется. На северо-западе песчаники мелкозернистые, на северо-востоке – средне-мелкозернистые, в центральной и юго-восточной части – преимущественно среднезернистые песчаники.

Проведенный анализ изменения гранулометрического состава дает понимание причин изменения свойств пластов-коллекторов по площади, относящихся к одному возрасту их формирования.

Горизонт ЮВ1

Горизонт ЮВ1 представлен песчано-алевритовыми пластами. На изучаемой территории данный горизонт рассматривается на примере Восточно-Придорожного месторождения, расположенного в южной части исследуемой территории, в котором выделяется основная залежь, являющаяся тектонически экранированной.

Горизонт ЮВ1 является сильно изменчивым в плане распространения фациальных типов различного генезиса. Различие в фациях приводит к образованию неравномерно-распределённых свойств коллектора как в телах самих фаций, так и в смежных фациях. Формирование данного объекта на территории исследования происходило в морской обстановке мелководной части шельфа, которая представлена барами, отложениями мелководного шельфа, а также в зонах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами – лагунными отложениями. Кровля пласта совпадает с резкой литологической границей: серые песчано-алевритовые породы сменяются вверх по разрезу зеленовато-серыми глауконитовыми глинисто-алевритовыми породами георгиевской свиты. Максимальные значения отметок кровли по пласту ЮВ1 приурочены к центральной части, а минимальные – по периферии залежи. Абсолютные отметки кровли пласта, вскрытые скважинами по всей площади, колеблются в пределах от -2702 до -2840 м.

У песчаников по цвету преобладает серый оттенок, по структуре мелкозернистые песчаники с прослоями серых алевролитов и темно-серых глин, содержащих битумы. Обломочная часть представлена преимущественно кварцем с минералами слюд.

Алевролиты по структуре от мелко- до крупнозернистых, крепкие, плотные, глинистые. В глинистых породах наблюдается повышенное содержание остатков фауны, битуминозность.

Пласт представлен терригенными разностями: песчаниками, алевролитами, глинистыми породами. Слагающие зерна удлиненные, угловатые, слабо корродированные; сортировка средняя. Цемент кварцево-регенерационный, пленочно-поровый. Соотношение фракций представлено в Таблице 2.1.

Макронеоднородность пласта характеризуется такими количественными параметрами, как коэффициенты песчанистости и расчлененности.

На Рисунке 2.1 изображены карты, характеризующие микро- и макронеоднородность пласта ЮВ1 Восточно-Придорожного месторождения.

Таблица 2.1 - Распределение фракций по пласту ЮВ1 Восточно-Придорожного месторождения

Породы	Пласт ЮВ1
	Содержание, %
Песчаная	60,5
Алевритовая	30,4
Пелитовая	9,1

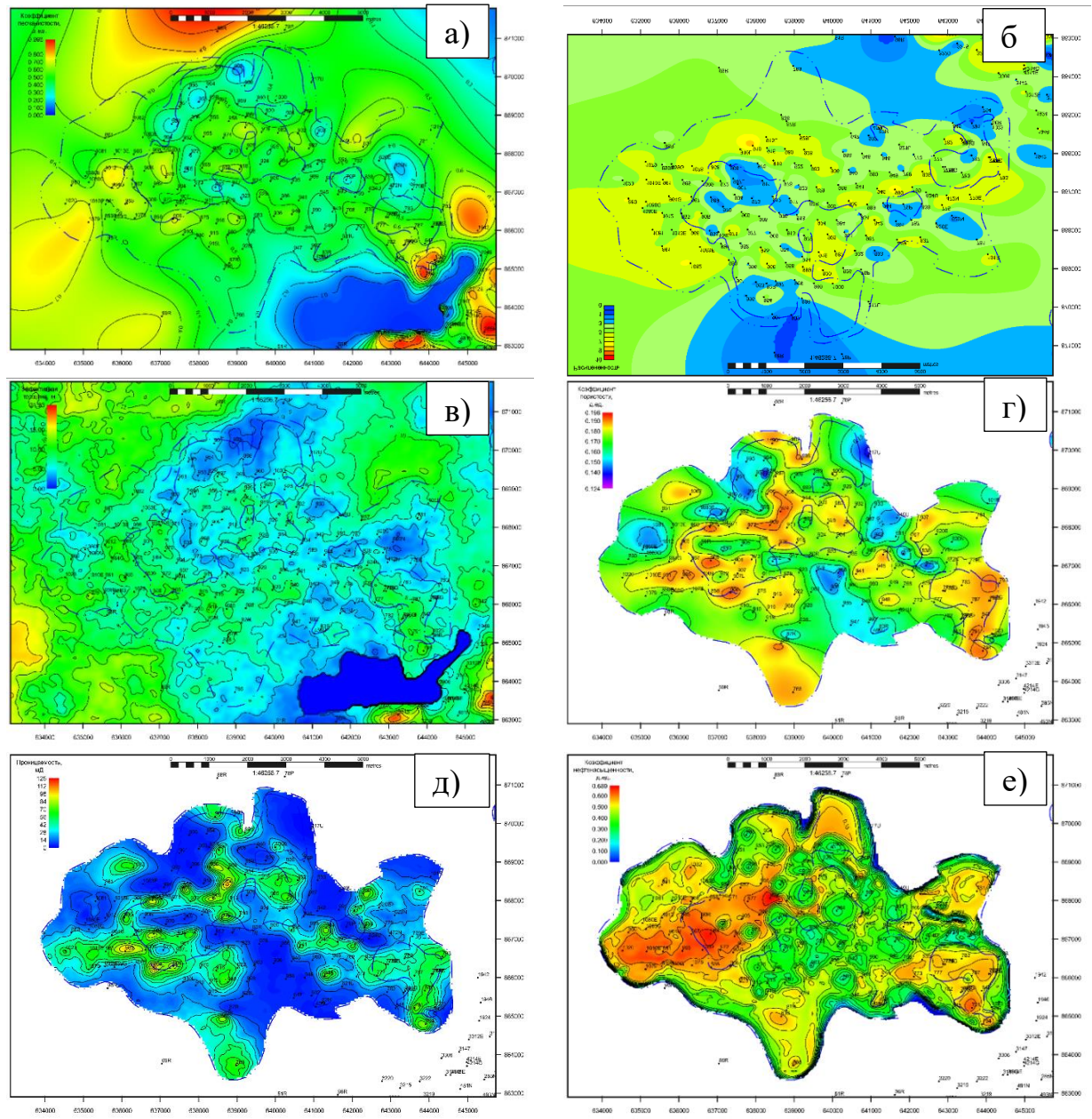


Рисунок 2.1 – Карты, характеризующие неоднородность (Восточно-Придорожное месторождение, пласт ЮВ1): а) коэффициента песчаности; б) расчлененности; в) эффективных толщин; г) пористости;

д) проницаемости; е) начального коэффициента нефтенасыщенности

Можно проследить, что в пределах залежи коэффициент песчанистости (Рисунок 2.1 а)) пласта изменяется в пределах от 0,04 до 0,99 д.ед., его среднее значение составляет 0,46 д.ед. В целом, в пределах основной залежи наблюдаются средние значения коэффициента песчанистости, однако в областях скважин №№ 950, 953, 902, 905, 977, 912, 933, 620N, 472N, 79P значения коэффициента песчанистости уменьшаются относительно других областей. Кроме того, можно проследить, что к северу и юго-востоку коэффициент песчанистости увеличивается и характеризуется повышенными значениями, которые колеблются в пределах от 0,85 до 0,99 д.ед.

Что касается распределения показателей расчлененности (Рисунок 2.1 б)) пласта в пределах основной залежи, то здесь расчлененность характеризуется значениями от 0 до 10 ед., тогда как средние значения составляют 3,52 ед. Таким образом, количество пропластков в районе основной залежи варьируется от 0 до 10. Так, районы скважин №№ 969, 970, 973, 907, 907L, 906, 911, 975, 991, 79P, 944, 922, 83R, 787 характеризуются низкой расчлененностью, а районы скважин №№ 910, 935, 993, 920, 919, 1082 – высокой.

Анализируя карту эффективных толщин (Рисунок 2.1 в)) пласта ЮВ1, можно проследить, что распределение коллектора на изучаемой территории повсеместно. Минимальными толщинами характеризуются северная и восточная периферийные части, а максимальными - западная, северо-восточная и юго-восточная части. По мере приближения к центральной части значения этого параметра увеличиваются и колеблются в пределах 5 м. Эффективные толщины пласта в районе данной залежи меняются от 0 до 21,2 м, тогда как средние значения параметра составляют порядка 5 м.

Таким образом, учитывая вышеперечисленное, можем сделать вывод о том, что рассмотренные коэффициенты и характеристики анализируемой части пласта ЮВ1 свидетельствуют о высокой макронеоднородности эксплуатационного объекта.

Микронеоднородность характеризуется изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств среды. Основными параметрами, характеризующими фильтрационно-емкостные свойства, являются коэффициенты пористости и проницаемости.

Анализируя карту распределения значений пористости (Рисунок 2.1 г)), можно сделать вывод о том, что в пределах основной залежи коэффициент пористости коллектора меняется от 0,11 до 0,22 д.ед. Средние значения коэффициента составляют 0,17 д.ед. В областях скважин №№ 936, 986, 950, 994, 953 значения коэффициентов пористости аномально низкие относительно других областей, подобно коэффициенту песчаности.

Значения коэффициента проницаемости (Рисунок 2.1 д)) изменяются в диапазоне от 0,11 до 584,66 мД. Средние значения рассматриваемого параметра составляют 22,15 мД. Районы скважин №№ 985, 858, 968, 906, 966, 974, 909, 837 характеризуются высокими значениями проницаемости.

Карта начального коэффициента нефтенасыщенности (Рисунок 2.1 е)) также характеризуется высокой изменчивостью: значения увеличиваются от периферии восточной части к центральной и западной частям. Максимум (0,6892 д.ед.) достигается в районе скважин №908, 969. Согласно анализу распространения свойства по пласту, средние значения коэффициента нефтенасыщенности соответствуют 0,45 д.ед.

Пласт ЮВ1 в пределах Восточно-Придорожного месторождения неоднороден, имеет низкую проницаемость на большей части пласта и высокий коэффициент расчлененности в области скважин №№ 910. В западной части залежи наблюдается повышенный начальный коэффициент нефтенасыщенности, в центральной, западной и юго-восточной части карты - повышенный коэффициент пористости.

Горизонт ЮС1

Горизонт ЮС1 представлен песчано-алевритовыми пластами. На изучаемой территории данный горизонт рассматривается на примере Тевлинско-Русскинского и Кочевского месторождений.

На Тевлинско-Рускинском месторождении, находящемся на западе рассматриваемой территории, выделяется залежь, которая является литологически ограниченной.

В разрезе данного объекта выделяются слоистые породы с чередованием более крупных слоев алевролитов и подчиненных им прослоев глин. Процентное соотношение коллектора и не коллектора составляет соответственно 50,4% и 49,6%.

Абсолютные отметки кровли пласта, вскрытые скважинами по всей площади, колеблются в пределах от -2659,21 до -2783,76 м.

При более детальном рассмотрении объект исследования представлен терригенными горными породами псаммитовой и алевроитовой разности, а также прослоями и линзами глинистых пород.

У песчаников по цвету преобладает бурый оттенок, по структуре - средне-мелкозернистые песчаники с прослоями алевролитов и глин, содержащих битумы. Обломочная часть представлена преимущественно кварцем с минералами слюд.

Алевролиты по структуре мелкозернистые, крепкие, плотные с чередованием тонких слоев песчаников.

В глинистых породах наблюдается повышенное содержание остатков фауны, битуминозность. Прослеживаются прослои мелкозернистого песчаника толщиной до двух сантиметров.

При лабораторных описаниях установлено, что структура песчаников преимущественно мелкозернистая, по вещественному составу – полимиктовые. Текстуры массивные, редко встречается однонаправленная косая слоистость из-за включений растительного детрита и слюд.

Исходя из гранулометрического анализа, получилось следующее соотношение фракционного состава обломочной части пород пласта ЮС1: псаммитовая фракция – 48,8%; алевроитовая – 43,0%; пелитовая – 8,2%. Соотношение обломочной и цементирующей частей колеблется в пределах от

80 до 95%. По морфологии обломки полуокатанные с плохой и средней сортировкой.

По статистическому анализу, исходя из того, что данные типы пород встречаются примерно в одинаковых пропорциях, преобладающим для данного объекта является IV класс коллекторов, а средняя величина проницаемости для песчано-алевритовых разностей составляет $3,85 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Более 16 % объема пород-коллекторов относятся к V классу. И лишь оставшиеся 16,5 % эффективного нефтенасыщенного объема пластов относятся к III-IV классу [95]. По структуре породообразующих зерен среди песчаников преобладают мелкозернистые разности, а среди алевролитов - крупнозернистые. Распределение пород по пласту представлено в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Распределение пород по пласту ЮС1 Тевлинско-Рускинского месторождения

Породы	Пласт ЮС1
	Содержание, %
Песчаники средне-мелкозернистые	3.2
Песчаники мелкозернистые	52.7
Песчаники мелкозернистые, алевритистые	21.9
Алевролиты крупнозернистые, песчанистые	14.8
Аргиллиты	7.4

На Рисунке 2.2 а) изображена общая карта коэффициента песчанистости пласта ЮС1. Можно проследить, что в пределах залежи коэффициент песчанистости пласта изменяется в пределах от 0 до 0,83 д.ед., его среднее значение составляет 0,38 д.ед. В юго-восточной части залежи наблюдаются средние значения коэффициента песчанистости, однако в областях скважин №№ 8416, 7601 и 8377U, находящихся в северо-западной части цеха вдоль линии субширотного положения, значения коэффициента песчанистости уменьшаются относительно других областей. Кроме того, можно проследить одну полосу диагонального направления, характеризующегося повышенными

значениями коэффициента песчаности, которые колеблются в пределах от 0,55 до 0,77 д.ед.

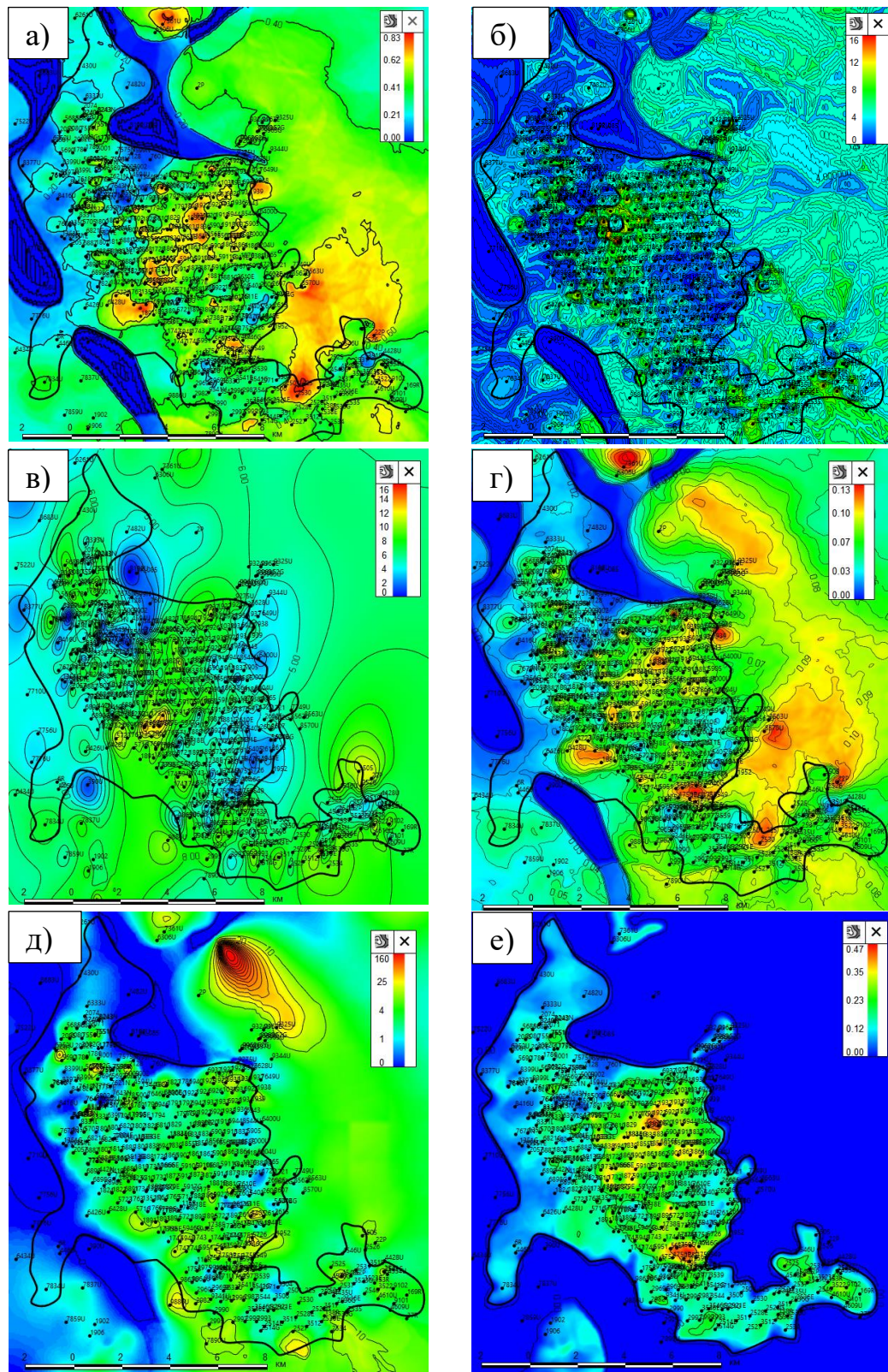


Рисунок 2.2 – Карты, характеризующие неоднородность (Тевлинско-Русскинское месторождение, пласт ЮС1): а) коэффициента песчаности;

- б) расчлененности; в) эффективных толщин; г) пористости;
 д) проницаемости; е) начального коэффициента нефтенасыщенности

Карта расчлененности пласта ЮС1 представлена на Рисунке 2.2 б). Что касается распределения показателей расчлененности пласта в пределах залежи, то здесь расчлененность характеризуется значениями от 0 до 16 ед., тогда как средние значения параметра составляют порядка 4,16 ед. Так, районы скважин №№ 5915, 5405, 1948, 1800, 1785 характеризуются низкой расчлененностью, а районы скважин №№ 6947, 1828 – высокой (значения колеблются в пределах от 8 до 9). Кроме того, на периферии залежи с юго-востока также наблюдаются локальные области с высокими значениями неоднородности.

Анализируя карту эффективных толщин (Рисунок 2.2 в)) пласта ЮС1, можно проследить, что коллектор на изучаемом участке развит повсеместно. Минимальными толщинами характеризуются северная и восточная периферийные части залежи, а максимальными – центральная. По мере приближения к центральной части, значения этого параметра увеличиваются и колеблются в пределах 10-14 м. Эффективные толщины пласта в районе данной залежи меняются от 0 до 16 м (единичный случай), тогда как средние значения параметра составляют порядка 6 м.

Таким образом, учитывая вышеперечисленное, можем сделать вывод о том, что рассмотренные коэффициенты и характеристики анализируемой части пласта ЮС1 свидетельствуют о высокой макронеоднородности эксплуатационного объекта.

Анализируя карту распределения значений пористости (Рисунок 2.2 г)), можно сделать вывод о том, что коэффициент пористости коллектора меняется от 0,12 до 0,23 д.ед. Средние значения коэффициента составляют 0,16 д.ед. В областях скважин №№ 1785, 7642U и 7601 значения коэффициентов пористости аномально низкие относительно других областей, подобно коэффициенту песчанистости.

Значения коэффициента проницаемости (Рисунок 2.2 д)) в пределах залежи меняются в диапазоне от 0,36 до 506,60 мД. Средние значения рассматриваемого параметра составляют 8,43 мД. Практически по всей площади изучаемого участка пласта распространены низкие значения проницаемости – до 5 мД. Таким образом, практически вся часть объекта отличается низкой проницаемостью (до 0,01 мкм² по А.А. Бакирову).

На Рисунке 2.2 е) представлена карта начального коэффициента нефтенасыщенности, которая характеризуется высокой изменчивостью, значения увеличиваются от периферии к центру и восточной периферии. Максимум (0,47 д.ед.) достигается в районе скважины № 1920. Согласно анализу распространения свойств по пласту средние значения коэффициента нефтенасыщенности соответствуют 0,07 д.ед.

Пласт ЮС1 в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения неоднороден, имеет области глинизации коллектора, низкую проницаемость (на большей части пласта), высокий коэффициент расчлененности (в центральной части пласта), неравномерное распределение начального коэффициента нефтенасыщенности и пористости, разломы – все это вызывает осложнения в разработке пласта.

На Кочевском месторождении, находящемся на северо-западе рассматриваемой территории, пласт ЮС1 в песчаных фациях развит в центральной части месторождения. Характерной особенностью пласта ЮС1 Кочевской группы месторождений является то, что залежи пласта представляются литологически и тектонически экранированными линзами, отделёнными от ниже залегающего водонасыщенного пласта маломощной глинистой перемычкой.

Коллекторами пласта ЮС1 на рассматриваемом объекте являются песчаники и алевролиты аркозовые мелкозернистые, среднеотсортированные, глинистые, иногда известковистые. Текстуры горизонтально и пологоволнистые. Слоистость обусловлена намывами слюдисто-глинистого

материала и органики, либо подчеркнута ориентировкой в распределении пирита.

По данным гранулометрического анализа, содержание песчаной фракции колеблется от 39,4 % до 62,2 %, алевритовой - 28,6-50,4 %, пелитовой до 11 %. Суммарная карбонатность изменяется от 2,66 до 8,7 %.

По минералогическому составу обломочной части песчаники мелкозернистые и алевриты мелко-крупнозернистые относятся к группе граувакковых аркозов. Содержание кварца –30-40 %, полевых шпатов – 40-45 %, а также обломки горных пород – 15-25 %, слюда-1-2 %.

Цемент пленочный, поровый и пленочно-поровый, чаще равномерный. По составу поровый цемент карбонатно-глинистый, глинисто-карбонатный и карбонатный. Глинистые минералы представлены каолинитом и гидрослюдистым материалом, карбонаты – кальцитом, доломитом, сидеритом. Повышенная карбонатизация, слюдистость, пиритизация и углистость разреза является характерной особенностью пласта, отличающей его от вышележащих пород. По классификации А.А. Ханина практически все коллекторы относятся к VI классу [95].

На Рисунке 2.3 изображены карты, характеризующие микро- и макронеоднородность пласта ЮС1 Кочевского месторождения.

Можно проследить, что в пределах залежи коэффициент песчанистости (Рисунок 2.3 а)) пласта изменяется в пределах от 0 до 0,79 д.ед., его среднее значение составляет 0,102 д.ед. В целом, в пределах залежи наблюдаются средние значения коэффициента песчанистости, однако в областях скважин №№ 9218, 9465 значения коэффициента песчанистости увеличиваются относительно других областей. Кроме того, можно проследить, что к северо-востоку и юго-востоку коэффициент песчанистости увеличивается и характеризуется повышенными значениями, которые колеблются в пределах от 0,5 до 0,8 д.ед.

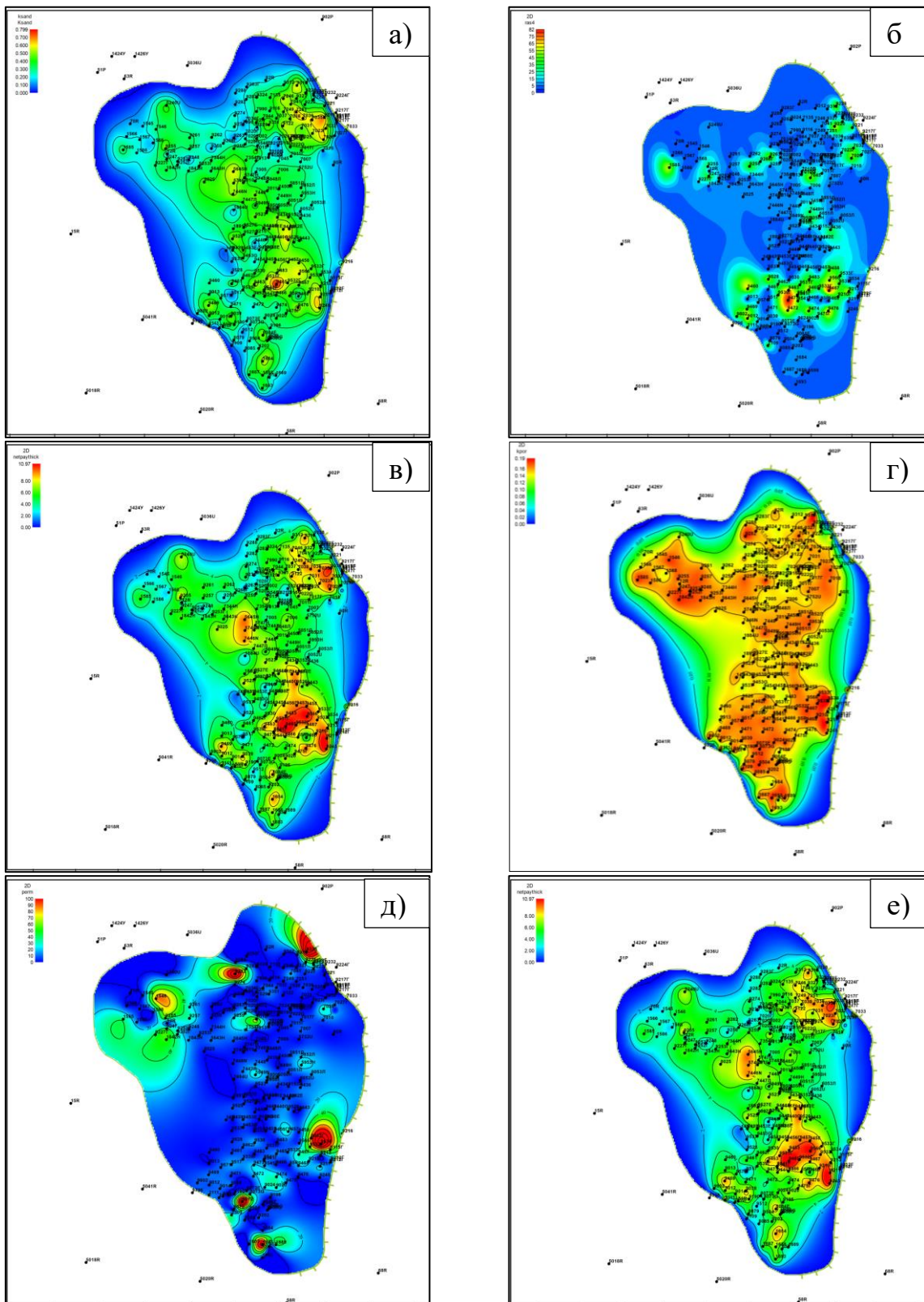


Рисунок 2.3 – Карты, характеризующие неоднородность (Кочевское месторождение, пласт ЮС1): а) коэффициента песчаности; б) расчлененности; в) эффективных толщин; г) пористости; д) проницаемости; е) начального коэффициента нефтенасыщенности

Что касается распределения показателей расчлененности (Рисунок 2.3 б)) пласта в пределах основной залежи, то здесь расчлененность характеризуется значениями от 0 до 82,45 ед., тогда как средние значения параметра составляют порядка 10,05 ед. Таким образом, количество пропластков в районе залежи варьируется от 0 до 82,45. Так, районы скважин №№ 9468, 9512, 9504, 8085, 9517, 9471, 9537, 9454, 9440, 1693, 1689, 8085, 7005 характеризуются низкой расчлененностью, а районы скважин №№ 9473, 9467 – высокой.

Анализируя карту эффективных толщин пласта ЮС1 (Рисунок 2.3 в)), можно проследить, что коллектор на изучаемой территории распространен в центральной части. Минимальными толщинами характеризуются периферийные части, а максимальными – северо-восточная и юго-восточная части. По мере приближения к центральной части, значения этого параметра увеличиваются и колеблются в пределах от 4 до 8 м. Эффективные толщины пласта в районе данной залежи меняются от 0 до 10,97 м, тогда как средние значения параметра составляют порядка 4 м.

Таким образом, учитывая вышеперечисленное, можем сделать вывод о том, что рассмотренные коэффициенты и характеристики анализируемой части пласта ЮС1 свидетельствуют о высокой макронеоднородности эксплуатационного объекта.

Анализируя карту распределения значений пористости (Рисунок 2.3 г)), можно сделать вывод о том, что в пределах основной залежи коэффициент пористости меняется от 0,11 до 0,21 д.ед. Средние значения коэффициента составляют 0,15 д.ед. В областях скважин №№ 9217Г, 9212Г значения коэффициентов пористости аномально низкие относительно других областей, подобно коэффициенту песчаности.

Значения коэффициента проницаемости (Рисунок 2.3 д)) меняются в диапазоне от 0,14 до 99,98 мД. Средние значения рассматриваемого параметра составляют 7,71 мД. Районы скважин №№ 9282, 9228, 9534, 1688, 9512 характеризуются высокими значениями проницаемости.

На Рисунке 2.3 е) представлена карта текущего коэффициента нефтенасыщенности, которая характеризуется высокой изменчивостью – значения достигают максимума в районе скважин №9211, 9245, 9218. Согласно анализу распространения свойств по пласту средние значения коэффициента нефтенасыщенности соответствуют 4,02 д.ед.

Пласт ЮС1 в пределах Кочевского месторождения неоднороден, имеет низкую проницаемость на большей части пласта и высокий коэффициент расчлененности в области скважин №№9473, 9467. В северо-восточной и юго-восточной части залежи наблюдается повышенный текущий коэффициент нефтенасыщенности; в центральной, северо-восточной, юго-восточной и юго-западной части карты - повышенный коэффициент пористости.

Горизонт ЮС2

На Тевлинско-Русскинском месторождении, находящемся на Западе исследуемой территории, горизонт ЮС2, приуроченный к отложениям тюменской свиты, является регионально нефтеносным. Горизонт ЮС2 представлен комплексом псаммо-алевритовых и пелитовых переслаивающихся пород сложного строения. Одна из важнейших особенностей отложений пласта ЮС2 является наличие прослоев углей в разрезе горных пород. Коллектор перекрывается флюидоупором, состоящим из аргиллитов нижней части Васюганской свиты.

Пластам тюменской свиты присуще неравномерное переслаивание линзовидных прослоев песчаников с алевролитами и аргиллитами, отсутствие четких тенденций положения песчаников в разрезе.

Абсолютные отметки кровли пласта, вскрытые скважинами по всей площади, колеблются в пределах от -2743,1 до -2852,5 м.

Исходя из описания керна выделились три типа пород, составляющих объект исследования: песчаники, алевролиты и глины.

По структуре песчаников преобладают мелкозернистые. По минеральному составу содержат минералы слюд, кварц, полевые шпаты и

включения пирита. Пропластки песчаников заглинизированные, местами известковистые.

В пропластках алевролитов найден рассеянный растительный детрит.

Глины представлены плотными, средней крепости и твердости породами. В минеральном составе также наблюдаются слюды. В строении по разрезу чередуются с тонкими прослоями алевролитов и песчаников.

При лабораторных описаниях шлифов установлено, что структура песчаников преимущественно средне-мелкозернистая, алевролитистая, по минеральному составу преобладают аркозовые песчаники. Текстуры пород микрослоистые с ритмичным чередованием минералов слюд, кварца и полевых шпатов с включениями сидерита, массивные.

Исходя из гранулометрического анализа, получилось следующее соотношение фракционного состава обломочной части пород пласта ЮС2: псаммитовая фракция – 44,9%; алевролитовая – 43,9%; пелитовая – 11,3%.

В состав породообразующих минералов входят кварц 30-40 %, полевой шпат 40-50 %, обломки пород до 25 %, слюда до 4 %. Акцессорные минералы представлены цирконом, апатитом, аутигенные – пиритом, лейкоксомом, сидеритом.

Содержание цемента составляет около 15 %, тип цемента порово-пленочный, состав преимущественно каолинитовый с незначительным содержанием сидерита (до 7 %), кальцита (до 3 %) и пирита (до 10 %).

Анализ распределения проницаемости по объему пород-коллекторов (керна – ГИС) продуктивного горизонта ЮС2 показал, что наибольшая часть (51 %) коллекторов представлена проницаемостью в диапазоне от 1 до 5 мД. Почти 7 % объема пород-коллекторов характеризуется минимальной проницаемостью – до 1 мД. И лишь 13 % эффективного нефтенасыщенного объема пластов, относительно высоко и высоко проницаемы – 15÷100 мД и более 100 мД.

В соответствии с классификацией А.А. Ханина, в результате исследования кернового материала, коллекторы юрского комплекса преимущественно относятся к коллекторам V и VI классов проницаемости [95].

По структуре породообразующих зерен среди песчаников преобладают мелкозернистые разности, а среди алевролитов - крупнозернистые. Распределение пород по пласту представлено в Таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Распределение пород по пласту ЮС2 Тевлинско-Рускинского месторождения

Породы	Пласт ЮС1
	Содержание, %
Песчаники мелкозернистые	8.9
Песчаники мелкозернистые, алевролитистые	81.2
Алевролиты крупнозернистые, песчаные	8.9

На рисунке 2.4 изображены карты, характеризующие микро- и макронеоднородность пласта ЮС2 Тевлинско-Рускинского месторождения.

Можно проследить, что в пределах второй залежи коэффициент песчаности (Рисунок 2.4 а)) пласта изменяется в пределах от 0 до 0,77 д.ед., его среднее значение составляет 0,149 д.ед.. В районе первой залежи наблюдаются низкие значения песчаности, в районе второй залежи - высокие значения песчаности, а в районе третьей залежи - средние значения песчаности.

Расчлененность (Рисунок 2.4 б)) характеризуется значениями от 1 до 19 ед., тогда как средние значения параметра составляют порядка 6,18 ед. Количество пропластков в районе первой залежи варьируется от 2 до 7 ед., в районе второй залежи - от 3 до 13 ед., в районе третьей залежи - от 2 до 10 ед. Так, районы скважин №№ 8206U, 8304U, 8448U, 1046, 2159, 2248, 2552, 2584, 6979, 217R, 256R, характеризуются низкой расчлененностью, а районы скважин №№ 3057, 318 – высокой расчлененностью.

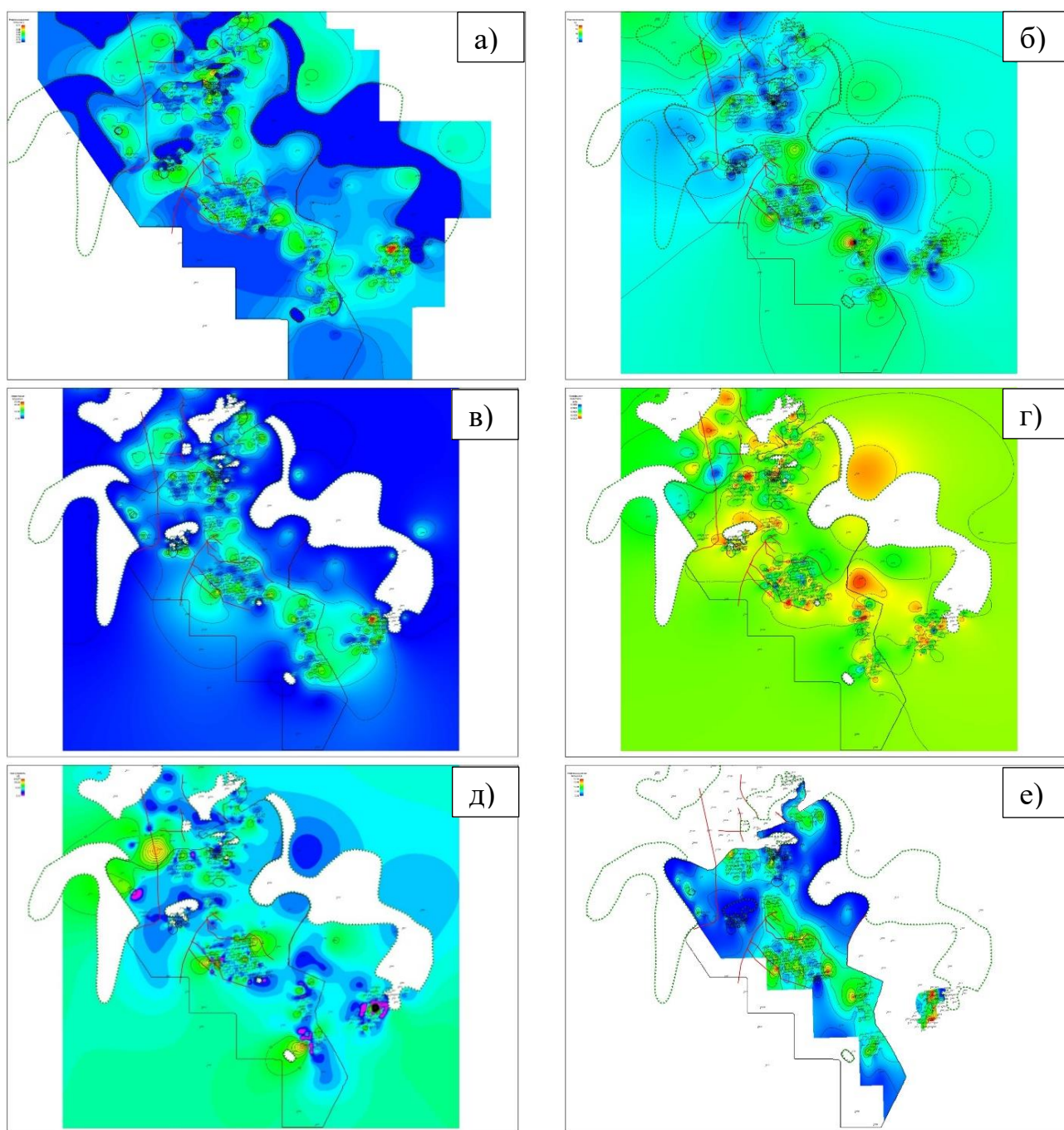


Рисунок 2.4 – Карты, характеризующие неоднородность (Тевлинско-Русскинское месторождение, пласт ЮС2): а) коэффициента песчаности; б) расчлененности; в) эффективных толщин; г) пористости; д) проницаемости; е) начального коэффициента нефтенасыщенности

Анализируя карту эффективных толщин пласта ЮС2 (Рисунок 2.4 в)), можно проследить, что коллектор на изучаемой территории идет линией с северо-запада на юго-восток. Максимальные значения мощности находится

рядом с залежью 2, принимая значения от 7 до 23,89 м. Минимальными толщинами характеризуются периферийные части. По мере приближения к центральной части, значения этого параметра увеличиваются и колеблются в пределах от 4 до 8 м. Эффективные толщины пласта меняются от 0 до 23,83. Средние значения параметра составляют порядка 2,09 м.

Таким образом, учитывая вышеперечисленное, можем сделать вывод о том, что рассмотренные коэффициенты и характеристики анализируемой части пласта ЮС2 свидетельствуют о высокой макронеоднородности эксплуатационного объекта.

Анализируя карту распределения значений пористости (Рисунок 2.4 г)), можно сделать вывод о том, что коэффициент пористости коллектора меняется от 0,11 до 0,21 д.ед. Средние значения коэффициента составляют 0,15 д.ед. В областях скважин №№ 5355, 239R, 5488, 2142 значения коэффициентов пористости аномально низкие относительно других областей.

Значения коэффициента проницаемости (Рисунок 2.4 д)) меняются в диапазоне от 0,16 до 169,45 мД. Средние значения рассматриваемого параметра составляют 6,10 мД. Районы скважин №№ 2912, 8172U, 5242, 5429 характеризуются высокими значениями проницаемости.

На Рисунке 2.4 е) представлена карта текущего коэффициента нефтенасыщенности, которая характеризуется высокой изменчивостью – значения достигают максимума в районе скважин №2893, 5134. Согласно анализу распространения свойств по пласту, средние значения коэффициента нефтенасыщенности соответствуют 3.92 д.ед.

Пласт ЮС2 в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения неоднороден, имеет низкую проницаемость на большей части пласта, но с аномально высокими значениями в скважине №№2912. Высокий коэффициент расчлененности в области скважин №№3057, 318. В центральной части пласта наблюдается повышенный начальный коэффициент нефтенасыщенности, в центральной, северо-западной части карты повышенный коэффициент пористости.

2.2 Палеогеографические особенности формирования изучаемых отложений

Анализируемые пласты относятся к васюганской и тюменской свитам, отложения которых сформировались в зонах побережья и мелководного моря, переходной зоны.

Согласно атласу палеогеографических карт И.И. Нестерова и последующих работ А.Э. Конторович и многих других авторов (2013, 2014 гг., Рисунок 2.5) формирование среднеюрских отложений в батский век (тюменская свита J2t) происходило в условиях постепенной трансгрессии в переходной обстановке. Равнинный рельеф привел к образованию аллювиальных систем меандрирующего типа. Породы, сформированные за данный период, представлены переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Одним из диагностических признаков, характеризующих данную свиту, является внутрислоевая текстура, обусловленная волнистой, косой двунаправленной слоистостью с прослоями углей в частях, с приподнятым рельефом в момент осадконакопления, что также свидетельствует о переходной зоне, периодически затапливаемой со стороны моря с образованием застойных участков с восстановительной обстановкой. Формирование продуктивных отложений шло преимущественно в морской обстановке и частично в озерно-аллювиальной равнине.

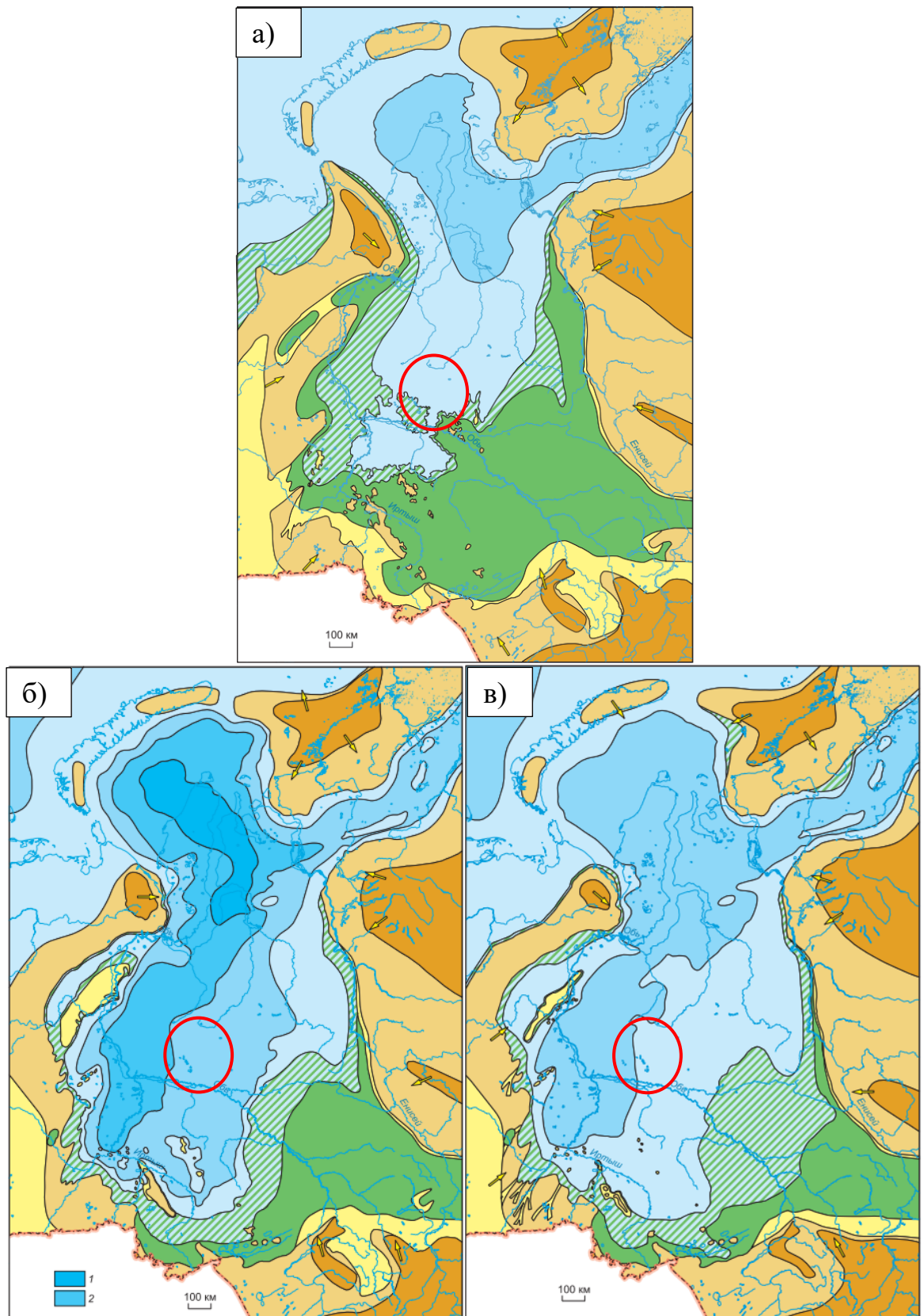


Рисунок 2.5 – Палеогеографические карты – схемы Западной Сибири:
 а) батский ярус; б) келловейский ярус, в) оксфордский ярус; красным выделена территория исследования, 1 – глубокое море 200-400 м; 2 – мелкое море 100 - 200 м; 3 – море глубиной до 25 м [20]

Формирование верхнеюрских отложений на границе келловей-оксфорда (васюганская свита J3k+o) происходило в верхней сублиторали глубиной до 25 м [11, 19, 20, 25, 69, 70, 72, 73, 74, 77]. Большая часть Западно-Сибирской плиты была под водой, что обусловило осадконакопление в морском режиме. Наибольшая глубина Западно-Сибирского моря - 200—400 м. В этот период были сформированы песчаные и алевроитоглинистые мелководно-морские осадки нижневасюганской свиты. Текстурными особенностями свиты является пологоволнистая слоистость с линзами и прослоями алевролитов с вкраплениями пирита. Ось прогибания бассейна в последующем мигрирует на запад, что привело к несимметричной форме бассейна седиментации. В оксфорде происходила регрессия, но несмотря на это Западная Сибирь всё также была под водой. Максимальная регрессия достигла к концу раннего оксфорда. При переходе от раннего к среднему оксфорду регрессия сменилась на трансгрессию.

В байосский и батский век шло разрушение и перераспределение продуктов разрушения во внутренних областях денудации с одновременным расширением области аккумуляции. В конце батского века произошла трансгрессия моря, достигшая своего максимума в келловее. На момент формирования отложений исследуемая территория характеризовалась морским режимом осадконакопления.

Средний отдел юрских отложений характеризуется ритмичным чередованием глинистых, алевроитистых и песчаных пород с прослоями углей, включениями растительного детрита и пирита.

Глинистые породы представлены от темно-серых до черных алевроитистыми аргиллитами, дробящихся на плитчатые отдельности параллельно напластованию с полураковистой поверхностью излома.

Алевролиты представлены от светло- до темно-серых разновидностями. По минеральному составу состоящие из кварца и полевых шпатов, в большей степени с глинистым и карбонатно-глинистым цементом.

Песчаники в основном светло-серые, кварцевого состава с примесью минералов слюд.

Гранулометрия с севера на юг укрупняется, так, если на северо-западе песчаники мелкозернистые, на северо-востоке и западе – среднезернистый материал, а в центральной части преобладают грубозернистые разности. Описываемые отложения характеризуются богатым спорово-пыльцевым комплексом [38].

Осадочная серия поздней юры сформировалась в пик трансгрессии – это уже был полноводный морской бассейн, наибольшая часть территории была захвачена морем, только на юге оставались приподнятые участки Урало-монгольского пояса, эта область отвечала переходной части бассейна. Осадки терригенные, но на фоне них при достижении пика трансгрессии появились своеобразные отложения с обликом глубоководных образований – битуминозные глины баженовского горизонта, которые представляли фоновые осадки с большим объемом углеродного вещества. Бассейн был некомпенсированный, но по периферии баженовская свита опесчанена, следовательно, некомпенсированный бассейн был только в осевой части Западно-Сибирской площади. В водных бассейнах и осадочных отложениях было сероводородное заражение и дефицит кислорода [55].

Особенностью Оксфордского века является увеличение области аккумуляции вследствие расширения границ морского бассейна, несмотря на уменьшение глубин морского осадконакопления. На границе келловейского и оксфордского веков произошло смена трансгрессии на регрессию. В конце оксфордского века регрессия достигла максимума, во время которой происходило накопление осадочного материала Васюганской свиты.

Васюганская свита включает преимущественно глинистые отложения нижней части разреза, которые формировались при максимальной трансгрессии моря, а также алевроито-песчаные толщи в верхних частях разреза.

Глинистые отложения представлены темно-серыми, буровато-черными до черных аргиллитами с большим количеством органической составляющей. Местами наблюдаются прослои песчаного материала с включениями пирита.

Псаммитовые и алевроитовые породы, как правило, сероватые, светлые, иногда с бурым оттенком, преимущественно с глинистым цементом. По структуре от тонко- до среднезернистых с наличием слюдистых минералов.

В северо-восточной части найдена фауна аммонитов и фораминифер оксфордского века. На западе отличительной особенностью является наличие пирита и углистого детрита в отложениях и горизонтальная, пологоволнистая текстура пород. В южной части встречаются прослои известковистого песчаника с прожилками белого кальцита.

Накопление осадочного материала шло преимущественно с юго-восточной стороны. Западная Сибирь на время формирования отложений была равниной, то повышение уровня моря на 1 м приводило к масштабному затоплению обширных территорий. Это время сопровождается циклами трансгрессии-регрессии, что, в свою очередь, обусловило высокую изменчивость и расчлененность отложений по разрезу. В периоды трансгрессии откладывались глинистые отложения, т.к. базис волнового воздействия не достигал дна бассейна осадконакопления, и глинистый материал спокойно осаждался на морское дно, в периоды регрессии обратная картина – образуются песчаные тела, мелкий глинистый материал находится во взвешенном состоянии из-за волнового воздействия [12].

В центральной части Западно-Сибирской плиты на момент формирования продуктивных отложений выделено множество обстановок, относящихся к морским и переходным фациям (бары, дельты, авандельты, прибрежные болота и пр.) в пределах крупных поднятий и разделяющих их прогибов. В таких условиях шло накопление пелитовых, алевроитовых и псаммитовых разностей в верхнем разрезе Васюганской свиты. В состав верхневасюганской подсвиты входят продуктивные пласты, сложенные песчаниками групп ЮВ и ЮС. В строении продуктивных пластов наблюдается чередование серых песчаников с

разделением глинистыми прослоями. Отложения подсвиты характеризуются невыдержанностью по площади со сложным строением [19, 20, 26, 41, 72, 78].

Продуктивные пласты сформировались на стыке побережья и мелководно-морской обстановки, к которой относятся пляжи, барьерные острова, лагуны, приливные протоки, береговые валы пляжа, приливно-отливные отмели и эстуарии [50]. Модель, характеризующая концепцию осадконакопления показана на Рисунке 2.6.

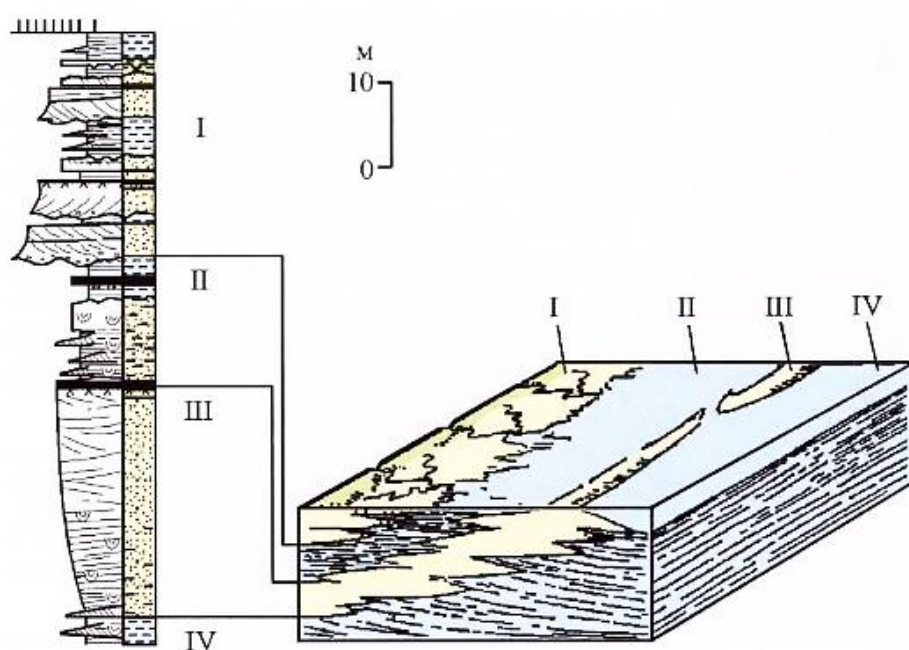


Рисунок 2.6 – Модель, показывающая обстановки осадконакопления: I – прибрежная аллювиальная равнина; II – лагуны и приливно-отливная отмель; III – барьерные острова; IV – открытое море

Все типы фаций, приведенных на рисунке, присутствуют тогда, когда происходит массовое поступление осадочного материала с суши. При этом, если происходит регрессия моря и продвижение береговой линии в сторону акватория, фации перекрывают друг друга. Наблюдается укрупнение материала вверх по разрезу – на нижних горизонтах разреза преобладают морские глины, а ближе к вершинам можно обнаружить континентальные пески.

В отложениях верхневасюгаской подсвиты наблюдается повышенное содержание песчаной фракции, в её пределах формируются продуктивные пласты ЮВ1, ЮС1. Можно уточнить, что пласты формировались в течение значительного периода времени, и в большинстве скважин были обнаружены не однородные фации, а их сложное сочетание, что привело к введению подтипов фаций. Некоторые скважины показали монофации, то есть области с постоянной обстановкой осадконакопления без изменений [36, 42, 47].

2.2.1 Анализ скважинной информации

С целью уточнения концептуального строения осадочного бассейна было проведено исследование данных кернового материала с целью установления текстурно-структурных особенностей, а также минерального состава.

Согласно имеющимся данным, в районе исследования был отобран керн на 86 скважинах, расположенных в разных участках Среднего Приобья. На Восточно-Придорожном месторождении 7 скважин, Тевлинско-Русскинском – 69 скважин, на Кочевском – 10 скважины.

Описание керна позволило сформировать представление о формировании пластов и достоверно сопоставить с данными электромоделей кривых α ПС (Рисунок 2.7).

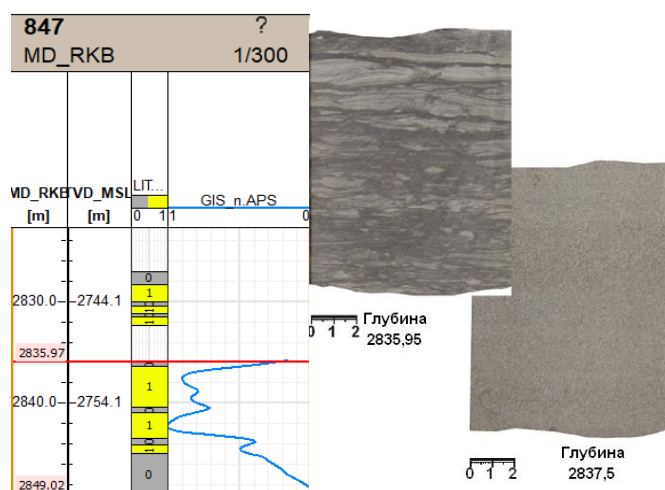


Рисунок 2.7 – Данные по данным α ПС и керна скважины № 847

Ниже приведено описание керна для скважины № 847, расположенной в Восточно-Придорожном месторождении (южная часть изучаемой территории) (Таблица 2.4). Согласно фотографиям керна и проведенному его описанию, формирование отложений скважины происходило в приливно-отливной отмели.

Таблица 2.4– Описание керна для скважины № 847

Глубина	Описание керна	Обстановка по данным керна
2835,95	Алевролит мелкозернистый, сильно глинистый, неравномерно слабо песчанистый. Текстура субгоризонтальная, реже пологоволнистая слойчатая за счет частых слойков, часто невыдержанных, алевролитов мелко-крупнозернистых, слабо песчанистых (мощность до 2,0 см), границы отчетливые, участками нарушены слабым взмучиванием волнения.	Прибереговая обстановка. (субобстановка приливно-отливной отмели)
2843,76 м	Алевролит мелко-крупнозернистый, песчаный. Текстура субгоризонтальная слойчатая за счет многочисленных слойков обогащения слюдисто-глинисто-углистым материалом.	
2837,25 м	Песчаник мелкозернистый, алевритистый. Текстура субгоризонтальная слойчатая за счет слойков с вкрапленностью слюдисто-углистого материала.	

Данные керна были сопоставлены с кривой электрокаротажа. Форма кривой скважины № 847 в большей степени отвечает фации промоин разрывных течений, что согласуется с данными керна. Кривая α ПС позволила уточнить субфациальную обстановку формирования отложений.

Примером другой опорной скважины является скважина № 624У, расположенная чуть южнее скважины № 847.

Согласно данным анализа керна, приведенным в Таблице 2.5, Рисунок 2.8, формирование отложений данной скважины происходило в прибрежно-морской обстановке, в субфации подводного вала. Об этом свидетельствуют гранулометрическая, минералогическая и текстурно-структурная характеристика отложений.

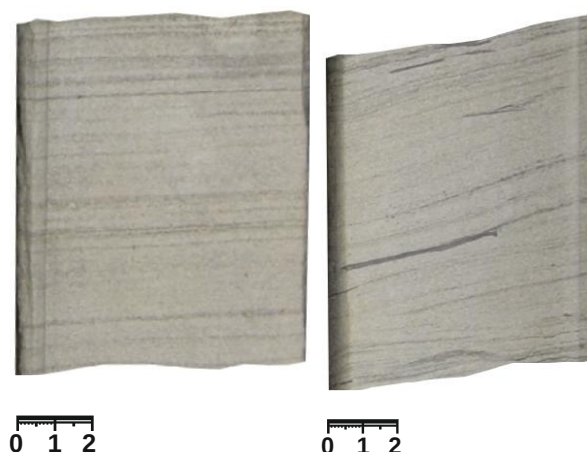


Рисунок 2.8 – Данные керна скважины №624У (глубина 2853,0 м – слева, глубина 2849,81 м –справа)

Таблица 2.5 - Описание керна для скважины № 624У

Глубина	Описание керна	Обстановка по данным керна
2853,00 м	Алевролит мелко-крупнозернистый, песчаный. Текстура субгоризонтальная, слойчатая за счет частых слойков обогащения слюдисто-углистым материалом.	
2849,81 м	Алевролит мелко-крупнозернистый, песчаный. Текстура субгоризонтальная (80° к оси керна), пологоволнистая слойчатая за счет слойков обогащения слюдисто-углистым материалом иногда к которым приурочены включения алевролитов крупно-мелкозернистых, сильно глинистых (мощность до 0,2 см).	Обстановка прибрежно-морская (субобстановка подводного вала)

Изучение формы кривой электрокаротажа скважины №624У позволило уточнить формирование отложений. Так, согласно кривой α ПС, представленной на Рисунке 2.9, формирование отложений скважины отвечает форме кривой подводного вала, а именно регрессивного-прибрежного вала, отражающего смену динамики среды осадконакопления с низкого уровня до высокого. Форма кривой – треугольник, со значениями α ПС – 0,8 -1,0, кровля выделяется резкой горизонтальной границей, подошва более пологая, часто встречается пилообразный вид.

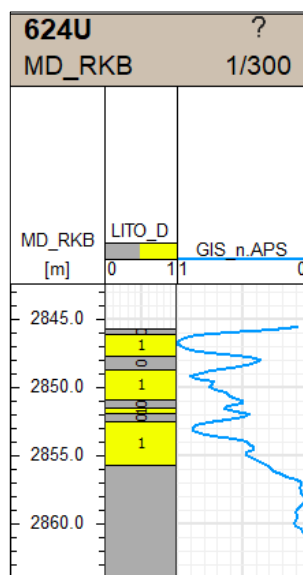


Рисунок 2.9 – Разрез по скважине №624У

Таким образом, были выделены опорные скважины, с данными керна и каротажа. В Таблице 2.6 представлен пример привязки керна к электрометрическому каротажу.

Таблица 2.6 – Пример опорных скважин с определенными фациальными обстановками

Скважина	Фации по керну	Фация уточненная по данным каротажа
1	2	3
847	Приливо-отливная отмель	Приливные течения
624У	Подводный вал	Регрессионно-прибрежный вал
808	Береговой бар	Береговой бар
217У	Префронтальная зона пляжа	Зона перехода от пляжа к префронтальной зоне пляжа
118Р	Префронтальная зона пляжа	Префронтальная зона пляжа/Береговой вал
124Р	Префронтальная зона пляжа	Зона перехода от пляжа к префронтальной зоне пляжа
1033У	Приливо-отливная отмель	Приливные течения
62Р	Приливо-отливная отмель	Головные части разрывных течений
6025У	Приливо-отливная отмель	Головные части разрывных течений
61П	Приливо-отливная отмель	Гребни штормовых волн и приливных течений
5747	Приливо-отливная отмель	Головные части разрывных течений
5845	Приливо-отливная отмель	Головные части разрывных течений
82Р	Префронтальная зона пляжа	Регрессивный вдольбереговой бар / прибрежный вал

Продолжение таблицы 2.6

1	2	3
81Р	Приливо-отливная отмель	Гребни штормовых волн и приливных течений
63Р	Барьерный остров	Барьерный остров
1688	Приливо-отливная отмель	Гребни штормовых волн и приливных течений
1545	Префронтальная зона пляжа	Пляж
101Р	Подводная равнина	Подводное мелководье
103Р	Подводная равнина	Подводное мелководье

2.2.2 Гранулометрический анализ отложений васюганской свиты с целью установления условий осадконакопления

Для уточнения условий осадконакопления васюганской свиты использован гранулометрический анализ, заключающийся в разделении слагающих горную породу частиц по размерности в совокупности с определением основных гранулометрических характеристик.

Существует множество способов определения условий накопления осадочного обломочного материала. Наиболее распространенными среди всех можно выделить методы Г.Ф. Рожкова, Л.Б. Рухина и К. Бьерликке. С целью установления особенностей осадконакопления был проведен анализ по данным методам.

По результатам замера размеров зерен, рассчитаны основные гранулометрические характеристики, такие, как средний размер частиц ($X_{ср}$), медиана (Md), параметр асимметрии (A), эксцесс (E). База данных с основными гранулометрическими характеристиками представлена в Таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Основные гранулометрические характеристики

Пласт	Глубина	Литология	$X_{ср}$	S_0	A	E
1	2	3	4	5	6	7
Ю1	2898,32	Песчаник м-ср/з	0,09	1,12	1,00	0,5
Ю1	2898,37	Песчаник серого цвета		2,30	1,04	-0,2
Ю1	2899,02	Песчаник м-ср/з	0,09	1,11	1,10	0,3
Ю1	2899,65	Песчаник м-ср/з	0,10	1,03	1,20	0,2
Ю1	2899,98	Песчаник серого цвета		6,29	0,57	-0,1

Продолжение таблицы 2.7

1	2	3	4	5	6	7
Ю1	2903,12	Песчаник светло-серого цвета		5,71	1,58	-0,3
Ю1	2903,76	Песчаник м-ср/з	0,08	1,12	1,10	0,1
Ю1	2904,12	Песчаник м-ср/з	0,08	1,10	1,20	0,2
Ю1	2904,29	Песчаник серого цвета		3,37	1,26	
Ю1	2905,27	Песчаник м-ср/з	0,08	0,96	0,90	0,4
Ю1	2905,75	Песчаник серого цвета		2,98	1,40	
Ю1	2906,12	Песчаник м/з	0,07	1,07	0,90	0,3
Ю1	2907,12	Алевролит кр/з	0,09	1,04	1,20	0,6
Ю1	2908,58	Алевролит известковый	0,05	0,95	0,40	0,8
<i>Примечание</i>						
<i>Хср - средний размер частиц</i>						
<i>S0 - стандартное отклонение (коэффициент сортировки)</i>						
<i>A - параметр асимметрии</i>						
<i>E - параметр эксцесса</i>						

Метод Г.Ф. Рожкова основан на взаимосвязи параметра асимметрии с эксцессом. Принцип заключается в том, что обломочный материал по пути транспортировки проходит механическую дифференциацию при различных фациальных обстановках. Это связано, в первую очередь, с различием в способах транспортировки обломочных частиц ввиду различия в размерах и форм. Определяются способы транспортировки прежде всего энергетическими уровнями динамических сил сред переноса и седиментации. Диаграмма, которая показывает это различие, называется динамогенетической.

Для установления динамических сил, участвующих в транспортировке обломочного материала, были нанесены точки обработанных данных на динамогенетическую диаграмму, изображенную на Рисунке 2.10. По Таблице 2.7 данных видно, что породы характеризуются относительно хорошей сортировкой обломочного материала, положительной асимметрией от 0,4 до 1,58 и слабоотрицательным – положительным эксцессом от -0,1 до 0,8 [73].

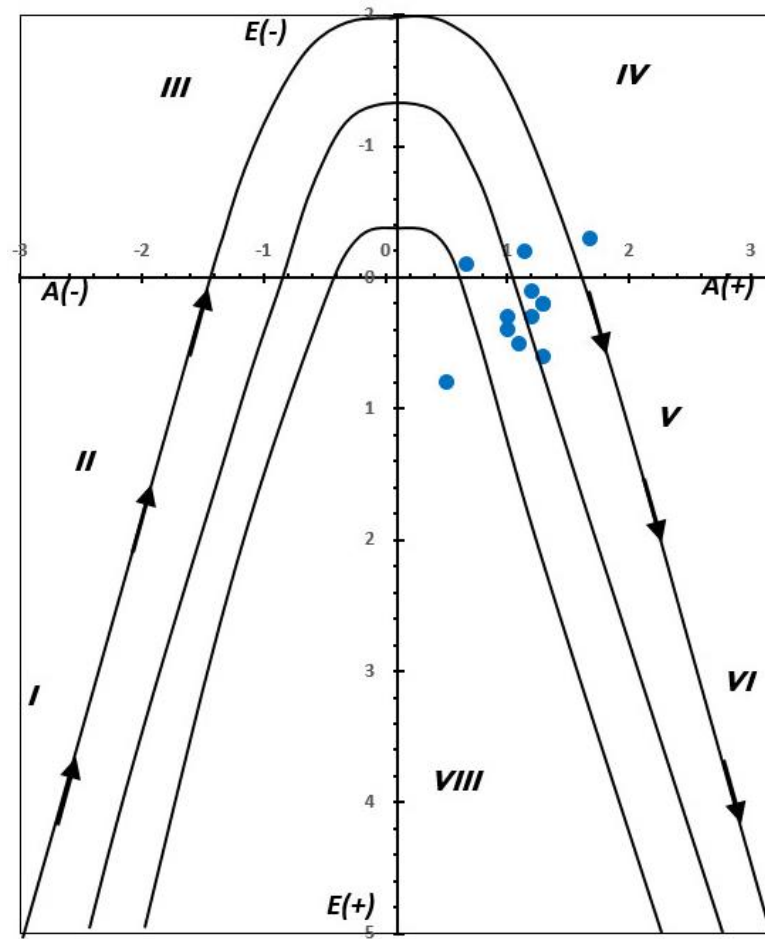


Рисунок 2.10 - Динамогенетическая диаграмма Г. Ф. Рожкова с учетом исходных данных

Точки образцов на динамогенетической диаграмме Г.Ф. Рожкова расположены преимущественно в пятой области графика, которая характеризуется мелководно-морской обстановкой осадконакопления, связанной с штормовыми волнами и сильными однонаправленными вдольбереговыми течениями. Точки, лежащие в четвертой и седьмой области, определяются динамической обстановкой, характерной для речных и вдольбереговых течений и перераспределением обломочного материала под воздействием сил ветра соответственно [73].

Использование генетической диаграммы Л.Б. Рухина при гранулометрическом анализе, основанной на определении коэффициента среднего размера зерен и вычислении отсортированности обломочной части

горных пород с целью установления генезиса песчаных частиц и установления динамической среды, в которой происходило осадконакопление. При анализе данным методом попутно возможно установить материнские породы, характер переотложения и принадлежность осадков к гидродинамической зоне.

На Рисунке 2.11 представлена генетическая диаграмма Л.Б. Рухина, в которой по каждому образцу по оси абсцисс откладываются значения коэффициента сортировки, а по оси ординат – средний размер зерен. Наибольшая концентрация точек по диаграмме относится к первому полю, которое характеризуется седиментацией песков в зоне разносторонних течений (пески пляжа и прибрежной зоны). Единичные точки попали во второе и четвертое поле. Данные поля характерны для зон с сильным волнением воды и области эоловых песков соответственно.

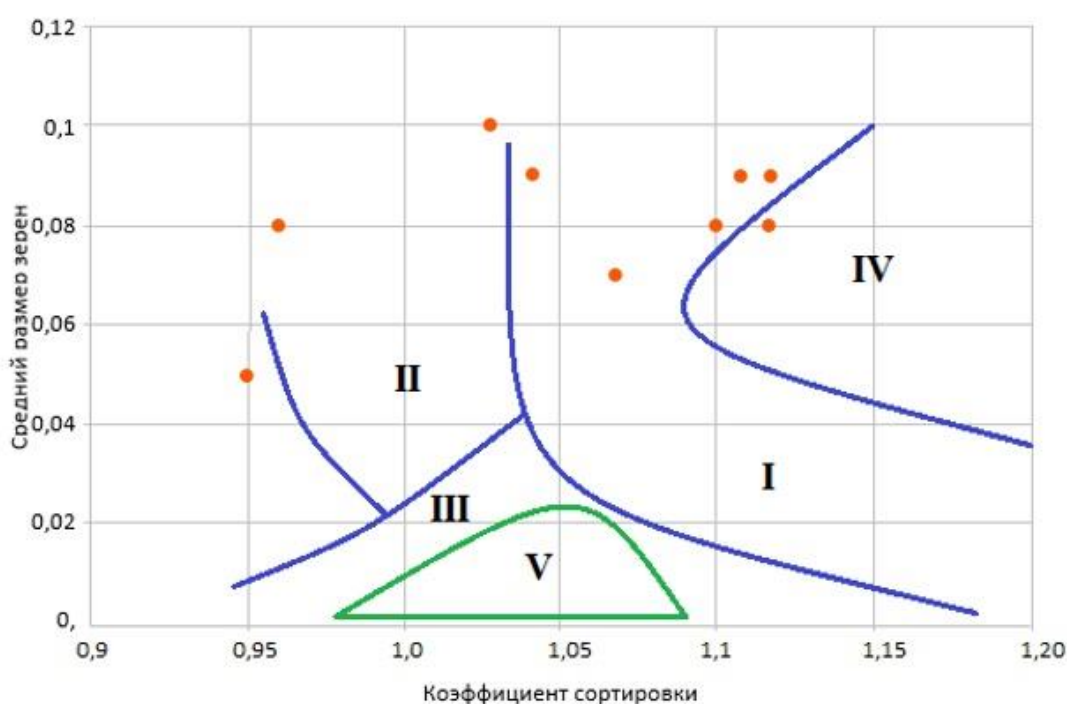


Рисунок 2.11 - Генетическая диаграмма Л. Б. Рухина с учетом исходных данных

Метод анализа по К. Бьёрликке основан на соотношении коэффициента отсортированности и асимметричности обломочного материала псаммитовой и алевритовой структур. Используется при определении генезиса отложений.

Ось ординат соответствует значению асимметрии, ось абсцисс – коэффициенту сортировки. Сама диаграмма (Рисунок 2.12) разделена на области с различными обстановками сред осадконакопления.

Большинство точек, нанесенных на диаграмму, относятся к речным отложениям с пересечением эоловых. Единичные точки попали в области пляжевых и турбидитных осадков.

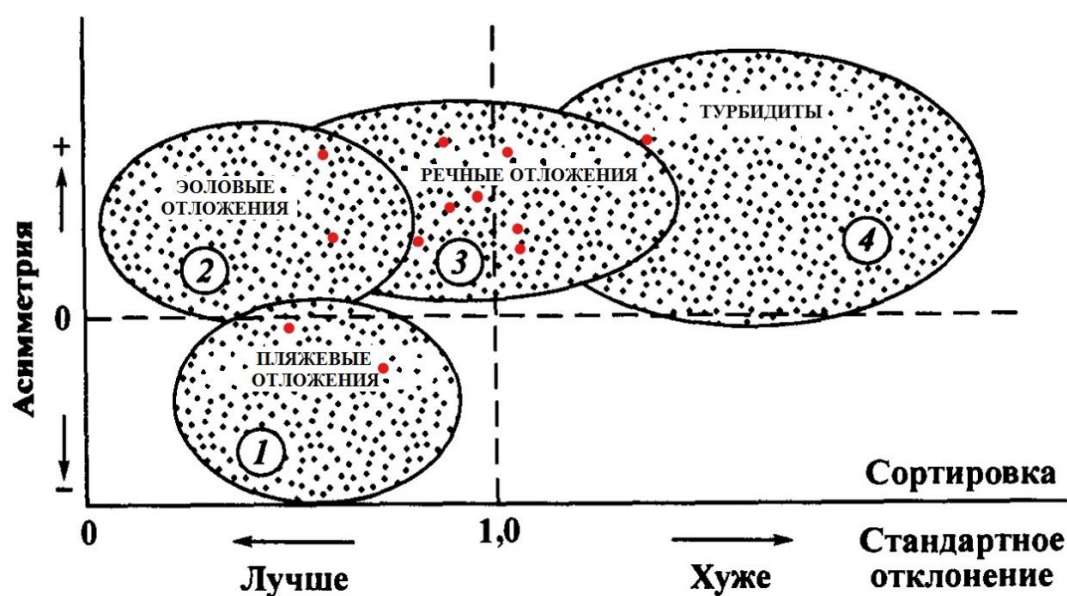


Рисунок 2.12 - Диаграмма К. Бьёрликке с учетом исходных данных

Обобщая результаты гранулометрического анализа, можно сделать вывод, что формирование отложений также происходило преимущественно в прибрежно-морской переходной зоне.

2.3 Построение карт-схем распределения фациальных обстановок осадконакопления

Изучение карт, характеризующих геологическую неоднородность, позволило оценить и уточнить палеогеографию региона.

Карта коэффициента песчанистости также подтверждает морфологию песчаных тел. Улучшенные коллекторские свойства, повышенные толщины,

свидетельствуют о наличии мощных аккумулятивных тел, предположительно баровых построек.

Изучение и сопоставление карт геологических параметров показало очевидную связь между условиями осадконакопления, формированием разнофациальных тел и геологической неоднородностью пласта, а также распределения размещения коллекторских свойств и насыщения по исследуемой площади.

Смена отложений по разрезу и площади отложений помогает сформировать общее представление о формировании отложений пластов ЮВ1, ЮС1, ЮС2.

С целью установления условий образования отложений проводился анализ электрометрических моделей по скважинам с привязкой к керновому материалу. Изучение элементов кривой позволили определить основные типы фаций изучаемых объектов [44, 48, 53, 54].

В пределах изучаемой территории были выделены следующие фациальные типы:

- вдольбереговые регрессивные бары и прибрежные (вдольбереговые) валы;
- фация гребней штормовых волн и приливных течений;
- фация пляжей;
- фация подводной равнины;
- фация промоин разрывных течений;
- фация головных частей разрывных течений;
- фация вдольбереговых трансгрессивных баров и барьерных островов;
- фация устьевых баров;
- фация пойм;
- фация русловых баров;
- фация болот;
- фация глинистых отложений мелководья.

Регрессивные и прибрежные бары.

Формологической особенностью регрессивных и прибрежных баров является линзообразное строение. Часто образуют совокупность песчаных образований из нескольких песчаных тел, примыкающих друг к другу. Ширина тел от сотен метров до нескольких километров.

По диагностическим признакам, в данных телах могут встречаться единичные целые и битые раковины. По гранулометрии состоят на более чем 80% из псаммитовых разностей, по размерности, относящиеся к мелкозернистым и среднезернистым песчаным осадкам с относительно хорошей сортировкой слагающих частиц. При данной фациальной обстановке в строении характерным признаком является однонаправленная косая слоистость, перпендикулярная к линии берега. Могут присутствовать тонкие прослой солей и наличие железистых оторочек.

Барьерные острова.

Эти тела имеют вытянутую валообразную форму, разделенную промоинами разрывных течений от берега. По мере роста валов и с достижением уровня волнового воздействия, они служат барьером для волн, что способствует снижению энергии и отложению терригенного материала. Более мелкий материал переносится через валы на противоположную сторону на внутренний склон, обращенный в сторону берега. Так происходит миграция данного фациального тела в сторону берега с последующим превращением вала во вдольбереговую бар.

Бары и подводные валы объединены по своему происхождению и схожестью морфологии в единую фациальную группу вместе с косами.

Фация гребней штормовых волн и приливных течений.

Формирование данных фациальных типов происходит в зонах с повышенной энергией, отличающихся наличием штормовых волн и приливных течений. По морфологии тела гребней штормовых волн формируются параллельно береговой линии, а приливных течений – перпендикулярно. Отложение песчаного материала происходит на небольших глубинах – до 100

метров. Наиболее крупные тела достигают в длину несколько десятков километров при ширине до 3-4 километров, при этом толщина фациальных тел варьирует от 10 метров на склонах, до 40 метров в центральных частях. Данные фациальные типы формируются как при трансгрессивном цикле, так и при регрессивном.

Фация пляжей.

Данный тип отложений характеризуется формированием в пологих прибрежных равнинах. Наблюдается зависимость крупности осадочного материала от склона, с которого происходит снос. Энергетический уровень также находится в широких диапазонах, чаще всего является высоким. При формировании тел в циклы трансгрессии, идет перекрытие формациями лагун и баров, в то время как при регрессивных циклах – речными отложениями. Помимо деятельности водных потоков, здесь следует отметить деятельность ветра, которая приводит к преобразованию пляжей в дюны.

По морфологии, песчаные тела имеют линзовидное асимметричное поперечное и симметричное продольное строение. Образуются параллельно береговой линии, по протяженности достигают десятки и сотни километров.

Фация подводной равнины.

Фация подводной равнины приурочена к пологой, наклоненной в сторону моря поверхности. Песчаные образования, сформированные в данной области, имеют линзовидное строение. Распространение песчаных тел по площади имеет вытянутый вид. Отложения, по морфологии, приурочены к рельефу дна. В основном представлены более заглинизированными отложениями.

Фация промоин разрывных течений.

Промоины разрывных течений представляют собой геологические формации, образованные при действии разрывных течений на морском дне. Разрывные течения возникают в результате глубинных течений, протекающих под поверхностью моря и вызывающих нарушение равновесия солености и температуры воды. Это приводит к возникновению вертикальных течений, которые, в свою очередь, вызывают горизонтальные разрывы водной среды.

При таких разрывах на морском дне формируются узкие, глубокие и длинные промоины. В них наблюдается значительный перенос твердых частиц, что, в свою очередь, влияет на формирование специфической фации отложений. Фация промоин разрывных течений характеризуется наличием хаотических обломков различных пород, речных и морских ракушек, песчаников, глин и иных отложений.

Фация головных частей разрывных течений.

В плане данная фациальная обстановка представляет конусы выноса. По условиям образования тела напоминают устьевые бары. Отличительной особенностью является то, что расположение тел приурочено к открытой части моря на некоторой глубине.

По морфологии, тела, представленные песчаниками, имеют линзообразнодвояковыпуклый симметричный или асимметричный двустороннезубчатый вид. Песчаные пласты, сформированные при данной фациальной обстановке, разделённые друг от друга, имеют протяженность в десятки километром при ширине до нескольких километров.

В данных условиях встречаются органические остатки раковин фораминифер, спикул губок, остатков морских организмов.

По гранулометрии тела на 60-80% состоят из обломков псаммитовой разности с хорошей сортировкой и окатанностью. Текстурными особенностями является косая однонаправленная слоистость, направленная веерообразно к береговой линии. Среди акцессорных минералов встречаются зерна глауконита.

Фация вдольбереговых трансгрессивных баров и барьерных островов.

Данные фациальные обстановки могут образовывать сплошные покровные пески из прилегающих друг к другу баровых гряд.

По своей форме тела данной фациальной обстановки схожи с регрессивными барами и имеют в разрезе линзообразновыпуклые формы. Образуют как изолированные, так и сложнопостроенные пересекающиеся

между собой тела. Ширина тел изменяется от сотен до первых тысяч метров, длина – от десятков до сотен километров.

Косвенным признаком являются редковстречающиеся раковины морских организмов.

Тела преимущественно сложены псаммитовой разностью на 80-100%. По структуре мелко- среднезернистые, окатанные. Среди текстур преобладает однонаправленная косая слоистость, перпендикулярная к седиментационному простиранию.

Данную фациальную обстановку трансгрессивных баров можно диагностировать наличием глауконита – минерала-индикатора шельфовой обстановки осадконакопления в совокупности с солевыми отложениями и железистой корочкой. В подошве отмечается резкая переходная граница со следами размыва, свидетельствующая о перерыве в осадконакоплении.

При выходе серии вдольбереговых баров выше уровня воды образуются барьерные острова.

По морфологии, тела имеют вытянутую форму с простиранием на десятки и сотни километров. Наличие органической составляющей то же, что и в баровых отложениях. Барьерные острова сложены псаммитовой фракцией на 60-90% по структуре преимущественно средне- и мелкозернистыми. Текстуры косослоистые, направленные перпендикулярно к береговой линии.

Фация устьевых баров.

По морфологии, песчаные тела данной фации образуют овальную, изометрическую, веерообразную или серповидную форму, в поперечном сечении имеют линзообразно-двояковыпуклое строение. Состоят из изолированных либо нескольких соприкасающихся песчаных тел. Ширина до десятков километров, длина десятки километров.

Тела состоят из псаммитовой фракции на 40-60%. По структуре преобладают мелкозернистые пески с хорошей сортировкой. В строении устьевых баров наблюдается постепенное увеличение размерности вверх по разрезу песчаного тела. Текстурной особенностью является косая слоистость.

Характерной особенностью является наличие растительного детрита.

Фация пойм.

Поймы в основном состоят из частиц пелитовой фракции, накапливающихся после отхода паводковых вод. В вещественном составе данной фации часто наблюдается высокое содержание углей и торфяников. Органические остатки представлены в основном растительным детритом. Содержание алевритовых пород менее 10%.

В начале формирования тел происходит осаждение алевритовых разностей, и по мере снижения гидродинамической активности происходит накопление глинистого материала.

Наибольшее сходство данная фация имеет с вдольбереговыми промоинами.

Фация русловых баров.

По морфологии, тела фаций русловых баров в продольном сечении четковиднолинзообразно-вогнутые. Ширина варьирует в широких пределах и достигает десятков километров. В плане - вытянутые полосы или зоны.

Русловые бары состоят преимущественно из псаммитового материала на 60-80%. По структуре преобладают средне- и мелкозернистые разности.

Особенностями русловых баров является то, что в подошве часто присутствуют линзы гравия и гальки. Органики практически нет, изредка встречаются обломки высшей растительности. Текстурной особенностью является косая однонаправленная слоистость с уменьшением размеров косых серий вверх по разрезу. Направление падения слойков вниз по течению.

Фация болот.

Среди данной фации выделяют марши и лайды, которые являются заболоченными низменными участками морских берегов с восстановительной обстановкой и периодически затопляемые морскими приливами и волнами во время штормов.

Фации болот имеют линзообразно-вогнутые тела, сложенные глинистыми минералами. Мощность тел исчисляется первыми десятками метров.

Форма глинистых тел, образованных в данной фациальной обстановке, линзообразно-вогнутая. При мощности в первые десятки метров могут достигать значительного распространения по площади в десятки и более квадратных километров. Повторяют контур береговой линии и ограничиваются ею [72].

При исследованиях установлено, что в объеме тел присутствует растительные остатки в виде детрита, спор, пыльцы. В результате постседиментационных процессов происходит их преобразование в породы с повышенным содержанием угольного ряда. В разрезе тела представлены чередованием глин и подчиненными им песчаниками в виде тонких прослоев. Содержание коллектора относительно небольшое и не превышает 20%. Внутрислоевая текстура характеризуется слоистостью, расположенной горизонтально и субгоризонтально, нередко встречаются комковатые текстуры.

По форме кривой электрокаротажа есть схожесть с моделью озерных фаций, пойм, открытого глубоководного моря и крупных морских заливов со спокойной обстановкой и особенно забаровых лагун [72].

Фация глинистых отложений мелководья.

Данный фациальный тип занимает значительную часть морского дна в пределах мелководного шельфа. Представлены тела преимущественно глинами. По морфологии, пластообразно-вогнутые, протяженностью в десятки и сотни километров, по площади – сотни и тысячи квадратных километров [72].

Особенностью данной обстановки является наличие морской фауны донных и пелагических животных. Песчаный материал присутствует в виде линз и прослоев, не превышая 10% от общего объема. Текстуры в основном массивные, слабо выраженные слоистые.

Изучение строения фациальных тел позволило сформировать представление о вертикальном строении и распространении в плане геометрии.

В Таблице 2.8 приведены электрометрические модели фаций, описанных выше. Данные скважины взяты за основу как типовые кривые для каждой из фациальной обстановки.

Таблица 2.8 – Электрометрические модели выделенных фаций

Электрометрическая модель регрессивных и прибрежных баров скважины, слева-направо: №№713, 277Р, 77Р	713 MD_RKB 1/500 	277R MD_RKB 1/500 	77R MD_RKB 1/500
	17700.5 [m]	17912.5 [m]	
Электрометрическая модель барьерного острова слева-направо: №№ 935, 995, 829	935 MD_RKB 1/500 	995 MD_RKB 1/500 	829 MD_RKB 1/500
	3511.65 [m]	14745.2 [m]	
Электрометрическая модель гребней штормовых волн и приливных течений слева-направо: №№ 621У, 720, 950	621У MD_RKB 1/500 	720 MD_RKB 1/500 	950 MD_RKB 1/500
	10288.8 [m]	11930.7 [m]	
Электрометрическая модель пляжа слева-направо: №№700, 727, 852	700 MD_RKB 1/500 	727 MD_RKB 1/500 	852 MD_RKB 1/500
	4308.88 [m]	6285.3 [m]	
Электрометрическая модель подводной равнины дельтового комплекса слева-направо: №№967, 860, 861	967 MD_RKB 1/500 	860 MD_RKB 1/500 	861 MD_RKB 1/500
	757.613 [m]	2608.29 [m]	
Электрометрическая модель промоин разрывных течений слева-направо: №№ 722, 847, 906	722 MD_RKB 1/500 	847 MD_RKB 1/500 	906 MD_RKB 1/500
	9063 [m]	7799.22 [m]	
Электрометрическая модель русловых баров, слева-направо: №№ 5433, 5426, 2966	5433 MD_RKB 1/500 	5426 MD_RKB 1/500 	2966 MD_RKB 1/500
	2092.15 [m]	2731.46 [m]	
Электрометрическая модель поймы, слева-направо: №№ 2452, 2484, 2581	2452 MD_RKB 1/500 	2484 MD_RKB 1/500 	2581 MD_RKB 1/500
	2460.8 [m]	2317.97 [m]	

Продолжение таблицы 2.8

Электрометрическая модель русловых баров подвижного мелководья, слева-направо: №№ 2162, 2093, 2628	2162 MD_RKB ? 1/500 	2093 MD_RKB ? 1/500 	2628 MD_RKB ? 1/500
Электрометрическая модель болот, слева-направо: №№ 2923, 2346, 2972	2923 MD_RKB ? 1/500 	2346 MD_RKB ? 1/500 	2972 MD_RKB ? 1/500
Электрометрическая модель глинистых отложений мелководья, слева-направо: №№ 1625, 2740, 2248	1625 MD_RKB ? 1/500 	2740 MD_RKB ? 1/500 	2248 MD_RKB ? 1/500
Электрометрическая модель головных частей разрывных течений, слева-направо: №№ 9447, 6052У, 9526	9447 MD_RKB * 1/500 	6052U MD_RKB * 1/500 	9526 MD_RKB * 1/500
Электрометрическая модель устьевых баров, слева-направо: №№ 2727, 3609, 2159	2727 MD_RKB ? 1/500 	3609 MD_RKB ? 1/500 	2159 MD_RKB ? 1/500
Электрометрическая модель переходной зоны, слева-направо: №№ 2128, 1785, 6808	2128 MD_RKB * 1/500 	1785 MD_RKB * 1/500 	6808 MD_RKB * 1/500

В результате изучения 1234 скважин с каротажными кривыми, сформировалось представление о распространении фациальных тел в межскважинном пространстве [51, 52, 100]. Исходя из понимания геометрии тел, были получены карты-схемы распределения фациальных типов пластов (Рисунки 2.13-2.16).

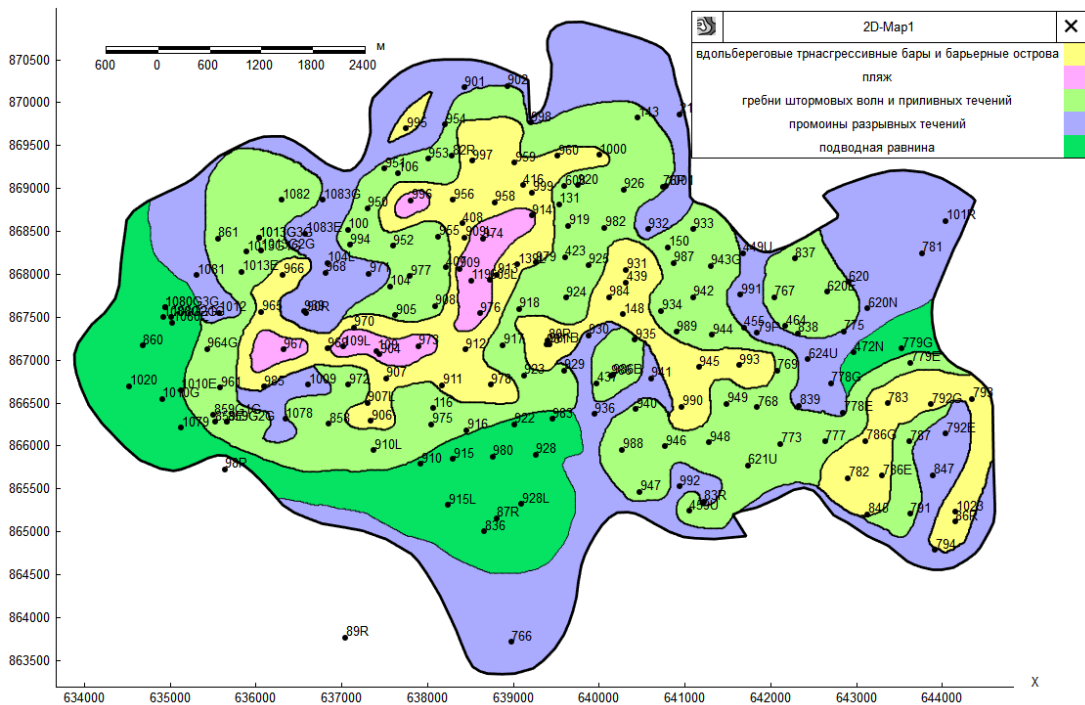


Рисунок 2.13 – Карта-схема основных фациальных типов пласта ЮВ1
Восточно-придорожного месторождения

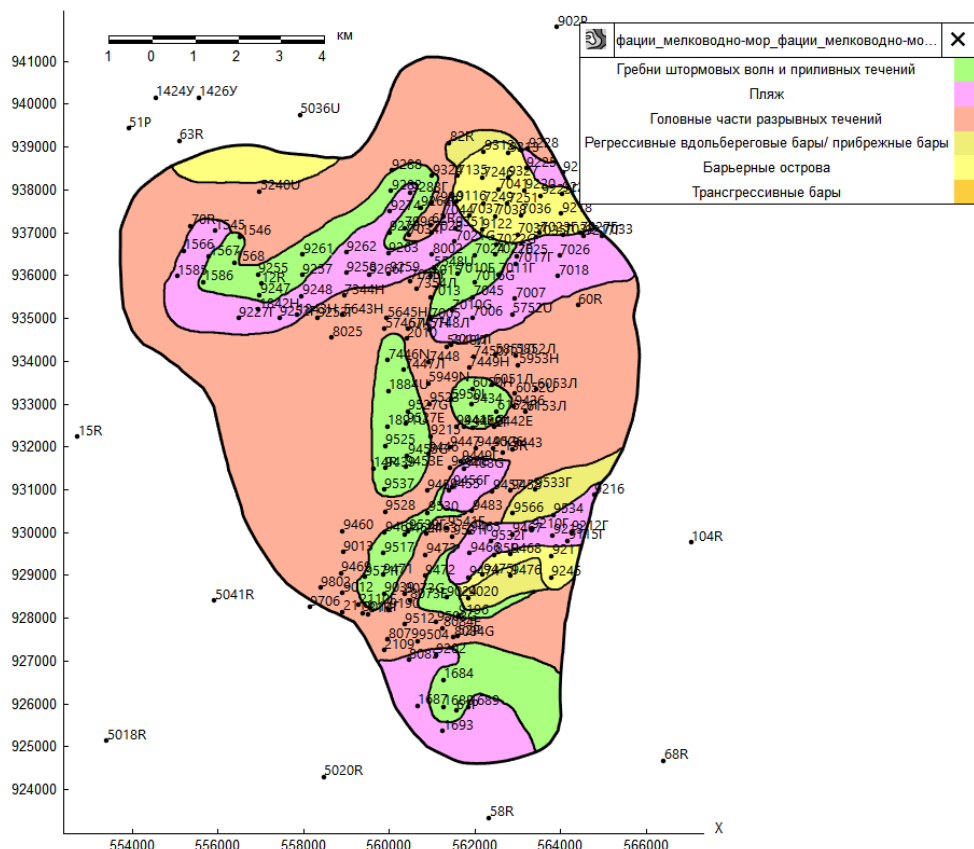


Рисунок 2.14– Карта-схема основных фациальных типов пласта ЮС1
Кочевского месторождения

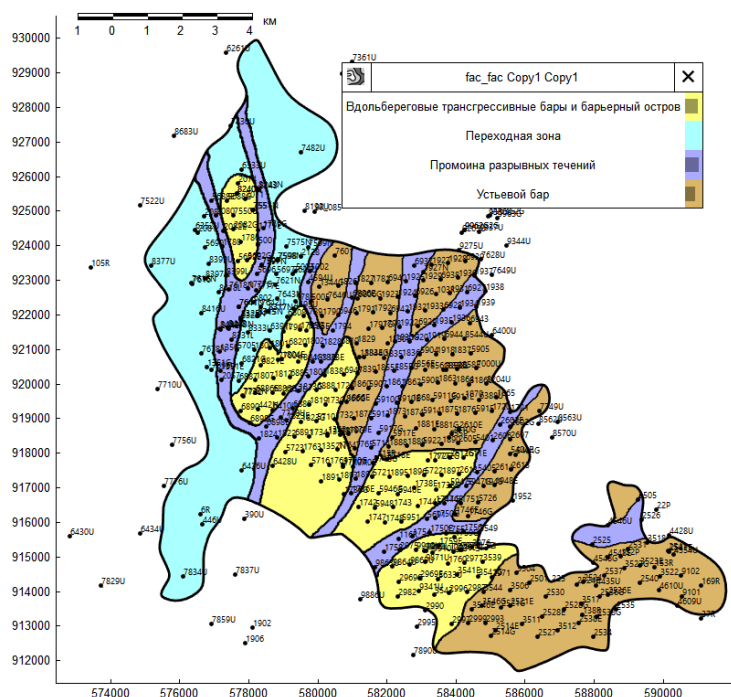


Рисунок 2.15 – Карта-схема основных фациальных типов пласта ЮС1
Тевлинско-Русскинского месторождения

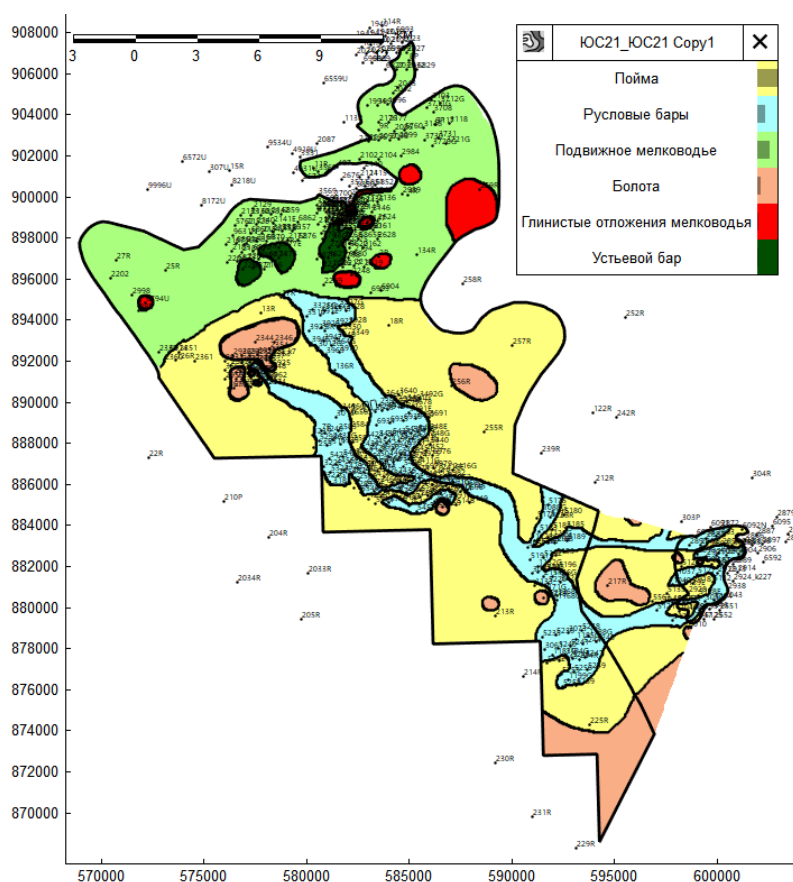


Рисунок 2.16 – Карта-схема основных фациальных типов пласта ЮС2
Тевлинско-Русскинского месторождения

2.4 Анализ влияния выделенных обстановок на распределение запасов нефти

На основе реализованной карты α ПС, были получены вспомогательные кубы-тренды, которые были использованы для создания кубов литологии трехмерных моделей объектов.

Таким образом, в основу геологических моделей легли созданные концептуальные модели осадконакопления, а также двух – и трехмерные тренды, основанные на выделенных фациях и значениях параметра α ПС.

Далее приведена последовательность создания куба литологии с последующим построением кубов петрофизических параметров и подсчетом геологических запасов нефти на примере Восточно-Придорожного месторождения пласта ЮВ1.

На первоначальном этапе был реализован вспомогательный куб для построения куба литологии – непрерывный куб α ПС. Данный куб был получен осреднением данных в ячейки модели. Контроль качества переноса данных контролировался гистограммным анализом сравнения скважинных данных и BW.

Для актуализации куба литологии был выбран метод индикаторного моделирования. Этот подход способствует более реалистичному распределению значений коллектора в пространстве.

Данный метод является наиболее часто применяемым при фациальном моделировании, что обусловлено его основными достоинствами – гибкостью и возможностью учитывать вертикальный (ГСП) и горизонтальный (карты вероятностей литотипов), тренды. Для задания исходных параметров, необходимых для выбранного метода, был проведен вариограммный анализ, который включал определение азимута, в направлении которого наблюдается максимальная оценка длины корреляции, значений рангов в основном, второстепенном и вертикальных направлениях.

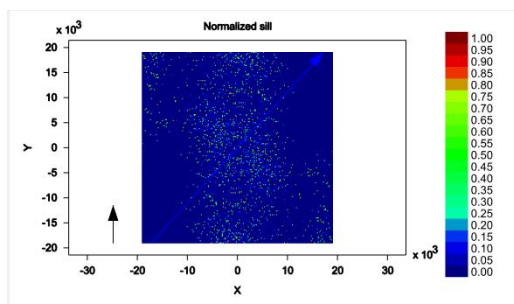
Настройки вариограммы осуществлялись на основе выделенных фациальных типов отложений.

Исходя из анализа особенностей формирования продуктивных отложений и фациальных тел, установлено, что снос обломочного материала был преимущественно с юго-востока. Это обусловило линейность фациальных тел в пространстве. Параметры вариограмм для распределения литологии объектов исследования подбирались с учетом анализа карт эффективных толщин, коэффициента песчанистости и расчлененности, а также по анализу распределения фациальных тел в пространстве. Ввиду изменчивости фациальных тел азимут вариограммы подбирался перпендикулярно их распространению для наибольшего охвата изменчивости фаций.

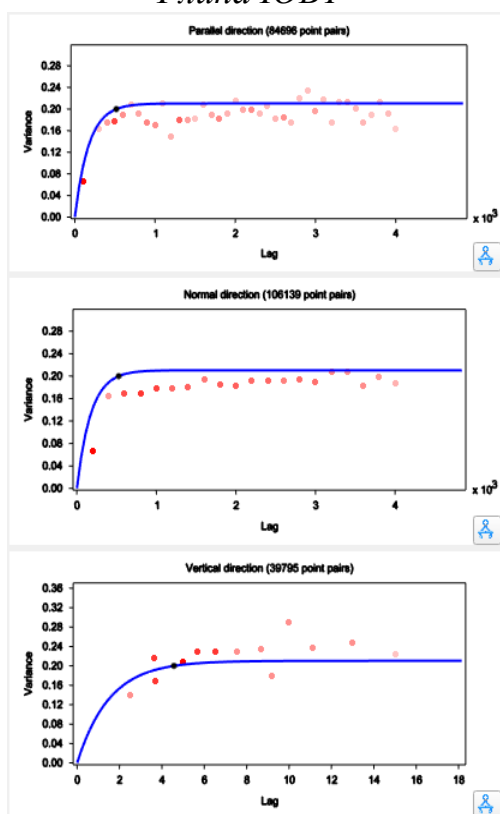
Результаты настройки вариограмм на примере пласта ЮВ1 Восточно-Придорожного месторождения указано в Таблице 2.9 и Рисунке 2.17.

Таблица 2.9 – Параметры вариограмм

Пласт	Азимут основного направления	Литоло- гия	Модель вари- ограммы	Основ- ной ранг, м	Второ- степенный ранг, м	Вертикаль- ный ранг, м
ЮВ1	30	Глина	Сферичес- кая	4000	4000	8
	28	Песчаник	Экспонен- циальная	8000	8000	8



Глина ЮВ1



Песчаник ЮВ1

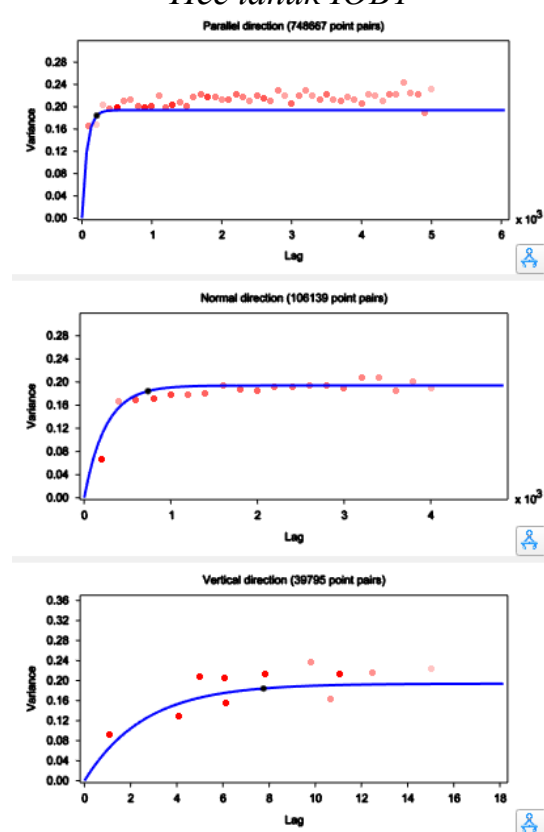


Рисунок 2.17 – Моделирование параметров вариограммы пласта ЮВ1

Согласно полученным настройкам, методом индикаторного моделирования был перестроен куб литологии, представленный на Рисунке 2.18.

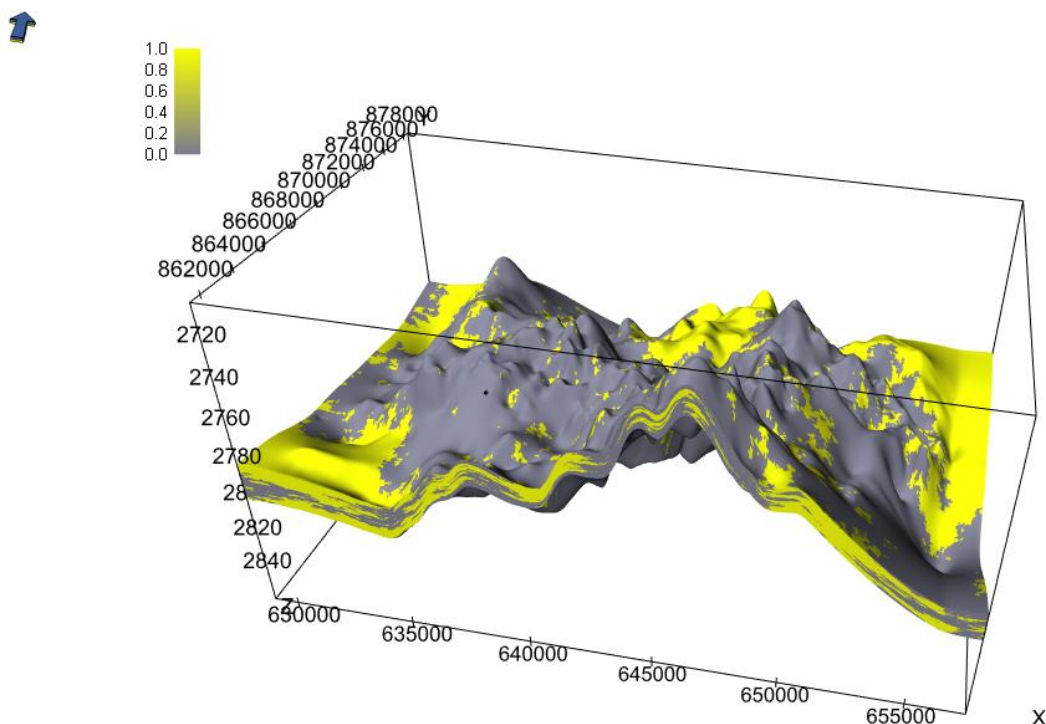


Рисунок 2.18 – Актуализированный куб литологии объекта ЮВ1

На Рисунке 2.19 приведены разрезы по кубам литологии модели, построенной без учета обстановок осадконакопления и с учетом осадконакопления с данными α ПС. На основании подобранных параметров вариограмм построенный куб отражает более детальное строение объекта исследования и в большей мере отражает реальное строение. В кубе, построенном данным методом, учитывается анизотропия фациальных тел и фациальная изменчивость, что отражается в свою очередь на разрезах. Наблюдаются более отчетливо песчаные пропластки, многие заглинизированные зоны стали «наполнены» коллектором, более детально выделяются баровые тела и крупные аккумулятивные песчаные формы.

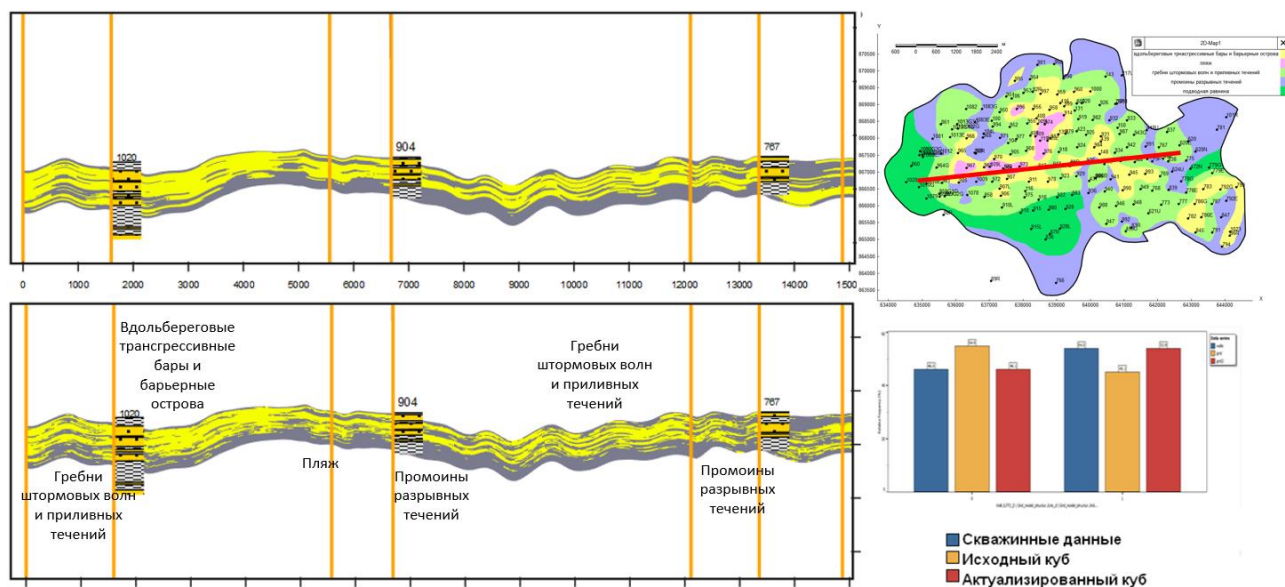


Рисунок 2.19 – Разрезы кубам литологии модели, построенной без учета обстановок осадконакопления и с учетом осадконакопления на примере Основной залежи Восточно-Придорожного месторождения

При сравнении гистограмм распределения литологии по объекту исследования также было установлено, что куб литологии, построенный с учетом формирования отложений, отображает более достоверное строение объекта исследования. Так, по исходной модели наблюдается заниженное распределение для коллектора и завышенное для не коллектора (Рисунок 2.20). Для модели, построенной с учетом фациального строения, наблюдается лучшая сходимость результатов осреднения скважинных данных и данных РИГИС с кубом литологии.

Полученный куб литологии лег в основу обновления последующих кубов геологических параметров – пористость, проницаемость и другие.

Построение куба пористости осуществлялось в модуле петрофизического моделирования с использованием трендовых карт, построенных на этапе двумерного моделирования. Куб пористости был создан с учетом нового представления о распределении литологии. Для его создания настраивались свои параметры вариограммы и трансформация распределения коэффициента пористости для создания трехмерной визуализации. По каждому пласту

настройки при моделировании были подобраны так, чтобы максимально точно отразить геологическое строение пласта с учетом его неоднородности. Исходя из этого, в расчете параметров вариограмм охватывалось максимальное количество ячеек [16, 17].

Пример куба пористости, построенного с учетом фациального строения представлен на Рисунке 2.20.

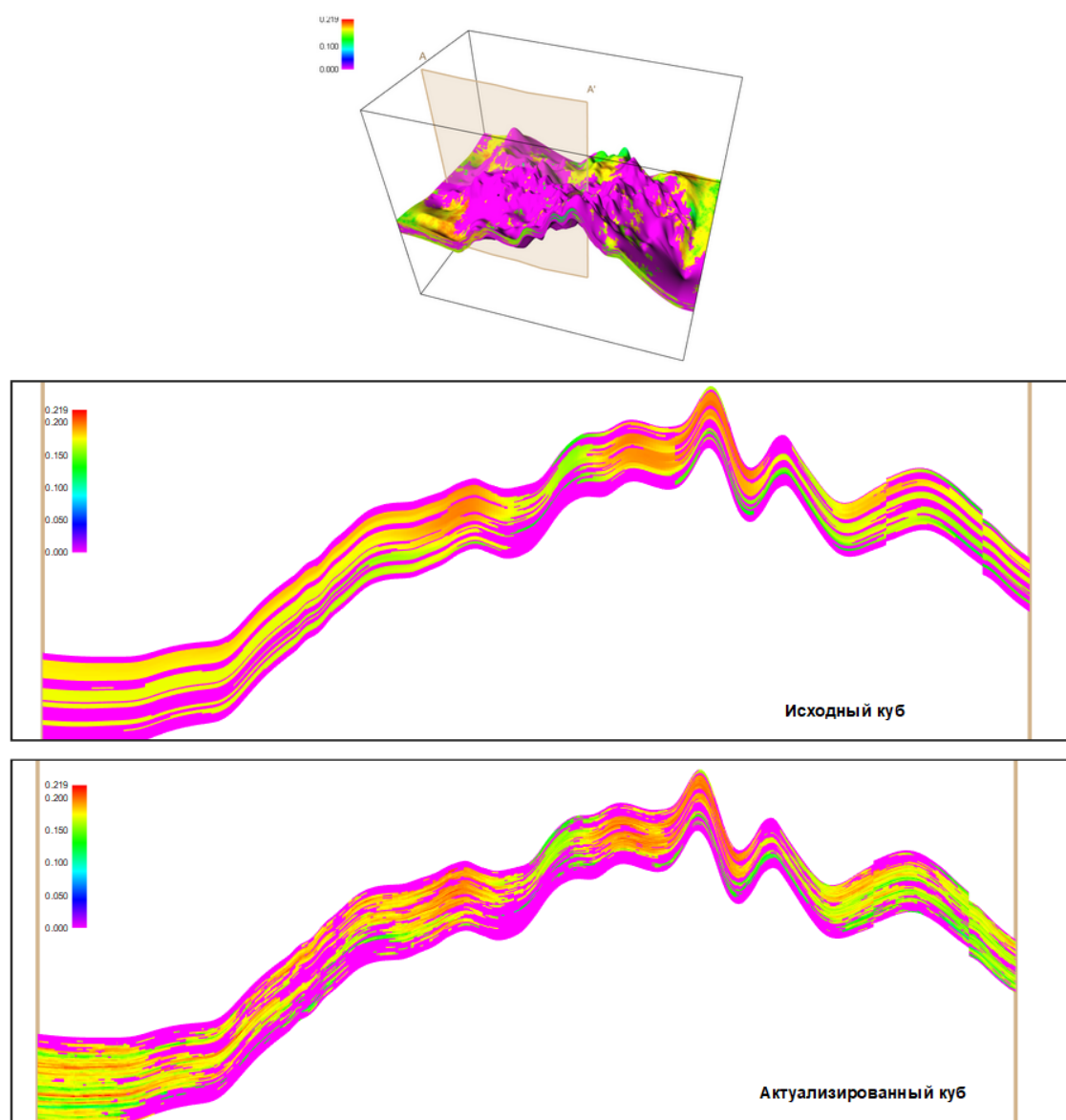


Рисунок 2.20 – Пример куба пористости и разреза вдоль залежи пласта ЮВ1

Диапазон изменения коэффициента пористости, исходя из анализа кернового материала для данного объекта, составляет 0,05 - 0,342 д.ед. (среднее

значение 0,140 д.ед.), средневзвешенной по толщине – 0,110 - 0,212 д.ед. (среднее значение 0,157 д.ед.). По исходной модели коэффициент пористости изменяется от 0,110 до 0,209 (в среднем 0,170), по актуализированной значения более приближены к проектным - 0,110 – 0,211 д.ед. (среднее 0,167 д.ед.).

Проницаемость рассчитывалась исходя из зависимости от коэффициента пористости, полученной в ходе лабораторных исследований керна и геофизических исследований по формуле.

Построение кубов нефтенасыщенности проводилось поэтапно по стандартной методике. Была учтена модель переходной зоны для месторождений с наличием водонефтяного контакта с помощью создания вспомогательных кубов с граничными значениями, взятыми из подсчета запасов.

Для использования J-функции, были созданы кубы, содержащие в себе данные о превышении высоты над уровнем водонефтяного контакта (H_{owc}). Ниже границы ВНК значения занулялись.

На втором этапе были созданы трендовые кубы водонасыщенности с помощью интегрированного инструмента «Water Saturation Modelling» с использованием алгоритма упрощенной J-функции.

На последнем этапе выполнялась привязка трендовых кубов к данным РИГИС с использованием инструмента «Parameter Interpolation». Кубы нефтенасыщенности были получены путем отсечки 0,001 м по кубу превышения высот над уровнем ВНК.

В результате построения геологической модели пласта ЮВ1 Восточно-Придорожного месторождения были получены трехмерные цифровые геологические модели, соответствующие представлениям о геологическом строении пласта.

По обновленным кубам была проведена оценка объемов и начальных геологических запасов углеводородов.

Подсчет геологических запасов нефти произведен объемным методом перемножением кубов подсчетных параметров с использованием пересчетного



Для моделей, построенных с учетом детального литолого-фациального строения, по карте начальных геологических запасов пласта наблюдаются зоны с повышенной концентрацией нефти. Для Восточно-Придорожного месторождения данные зоны находятся в западной и юго-восточной частях залежи. Концентрация запасов на западе согласуется с распространением вдольбереговых трансгрессивных баров и барьерных островов с плавным переходом к подводной равнине с уменьшением запасов. Во второй зоне повышенные запасы связаны с промоинами разрывных течений, а также частично к подводной равнине, в юго-восточной части – к промоинам разрывных течений.

Аналогичным образом было проанализировано распределение фильтрационно-емкостных свойств для Тевлинско-Русскинского и Кочевского месторождений.

В случае с Кочевским месторождением (объект ЮС1) наблюдается ухудшение коллекторских свойств ввиду отдаленности территории относительно других месторождений от области сноса обломочного материала. Размерность частиц, слагающих породы меньше, следовательно, фильтрационно-емкостные свойства ниже.

Тевлинско-Русскинское месторождение (объект ЮС1) расположилось на стыке по удаленности от области сноса между Кочевским и Восточно-Придорожным месторождениям. Свойства и распределение фациальных обстановок схожи с Восточно-Придорожным месторождением и в некотором плане повторяют их.

Объект ЮС2 Тевлинско-Русскинского месторождения, формирование которого происходило в переходной зоне от континентальных до морских обстановок, характеризуется фациальным строением, включающим в себя как континентальные, так и фации переходной зоны.

Получены следующие результаты, характеризующие фациальные обстановки [9]:

- Вдольбереговые трансгрессивные бары и барьерные острова характеризуются изменением проницаемости в пределах от 3,68 до 98,38 мД со средним значением 40,71 мД, коэффициента пористости от 0,15 до 0,19 д.ед. со средним значением 0,18 д.ед., песчанистость изменяется от 0,27 д.ед. до 0,86 д.ед со средним 0,52 д.ед., расчлененность от 2 ед. до 8 ед. со средним 4 ед.
- Пляжи характеризуются изменением проницаемости в пределах от 1,97 (единичный случай) до 90,91 мД со средним значением 60,15 мД, коэффициента пористости от 0,14 (единичный случай) до 0,19 д.ед. со средним значением 0,18 д.ед., песчанистость изменяется от 0,42 д.ед. до 0,68 д.ед со средним 0,53 д.ед., расчлененность от 2 ед. до 5 ед. со средним 3 ед.

- Гребни штормовых волн и приливных течений характеризуются изменением проницаемости в пределах от 2,68 до 133,65 мД со средним значением 34,04 мД, коэффициента пористости от 0,15 до 0,19 д.ед. со средним значением 0,17 д.ед., песчанистость изменяется от 0,26 д.ед. до 0,74 д.ед со средним 0,46 д.ед., расчлененность от 1 ед. до 7 ед. со средним 4 ед.
- Промойны разрывных течений характеризуются изменением проницаемости в пределах от 1,23 до 88,65 мД со средним значением 29,24 мД, коэффициента пористости от 0,14 до 0,19 д.ед. со средним значением 0,17 д.ед., песчанистость изменяется от 0,38 д.ед. до 0,90 д.ед со средним 0,56 д.ед., расчлененность от 2 ед. до 7 ед. со средним 4 ед.
- Подводная равнина характеризуется изменением проницаемости в пределах от 4,12 (единичный случай) до 96,91 мД со средним значением 40,96 мД, коэффициента пористости от 0,15 до 0,19 д.ед. со средним значением 0,17 д.ед., песчанистость изменяется от 0,40 д.ед. до 0,75 д.ед со средним 0,57 д.ед., расчлененность от 4 ед. до 6 ед. со средним 5 ед.
- Головные части разрывных течений характеризуется изменением проницаемости в пределах от 0,38 до 58,05 мД со средним значением 9,29 мД, коэффициента пористости от 0,04 до 0,17 д.ед. со средним значением 0,13 д.ед., песчанистость изменяется от 0,12 д.ед. до 0,71 д.ед. со средним 0,36 д.ед., расчлененность от 1 ед. до 16 ед. со средним 7 ед.
- Устьевые бары характеризуется изменением проницаемости в пределах от 2,83 до 19,95 мД со средним значением 8,03 мД, коэффициента пористости от 0,14 до 0,17 д.ед. со средним значением 0,16 д.ед., песчанистость изменяется от 0,22 д.ед. до 0,91 д.ед. со средним 0,47 д.ед., расчлененность от 2 ед. до 6 ед. со средним 4 ед.
- Поймы характеризуется изменением проницаемости в пределах от 0,47 до 49,12 мД со средним значением 5,83 мД, коэффициента пористости от 0,12 до 0,18 д.ед. со средним значением 0,15 д.ед., песчанистость изменяется от 0,04 д.ед. до 0,65 д.ед. со средним 0,21 д.ед., расчлененность от 2 ед. до 12 ед. со средним 6 ед.

- Русловые бары характеризуется изменением проницаемости в пределах от 0,43 до 39,52 мД со средним значением 6,59 мД, коэффициента пористости от 0,13 до 0,20 д.ед. со средним значением 0,15 д.ед., песчанистость изменяется от 0,09 д.ед. до 0,79 д.ед. со средним 0,34 д.ед., расчлененность от 2 ед. до 19 ед. со средним 8 ед.
- Болот характеризуется изменением проницаемости в пределах от 1,22 до 5,94 мД со средним значением 3,08 мД, коэффициента пористости от 0,13 до 0,16 д.ед. со средним значением 0,15 д.ед., песчанистость изменяется от 0,08 д.ед. до 0,44 д.ед. со средним 0,22 д.ед., расчлененность от 1 ед. до 7 ед. со средним 4 ед.
- Глинистые отложения мелководья характеризуется изменением проницаемости в пределах от 0,74 до 9,96 мД со средним значением 3,81 мД, коэффициента пористости от 0,13 до 0,17 д.ед. со средним значением 0,15 д.ед., песчанистость изменяется от 0,09 д.ед. до 0,56 д.ед. со средним 0,29 д.ед., расчлененность от 2 ед. до 5 ед. со средним 3 ед.

Выводы по главе 2

1. Получено детальное представление о формировании осадочного чехла на рассматриваемой территории, с прослеживанием распространения осадочных слоев и изменения их гранулометрического состава для понимания условий формирования пород-коллекторов и определения предположительного направления сноса осадочного материала в момент накопления осадков. Исходя из анализа, установлено, что размерность слагающих зерен уменьшается в северо-западном направлении, следовательно, область сноса была в юго-восточной области со стороны Сибирской платформы.

2. Проведена оценка неоднородности продуктивных горизонтов ЮВ1, ЮС1, ЮС2 на территории Среднего Приобья, в результате которой установлено, что пласты макро- и микронеоднородные как по разрезу, так и по латерали. Это изменение связано с различием гранулометрического состава

слагающих пород и его изменением по латерали в пределах исследуемой территории, а также с фациальной изменчивостью пород-коллекторов, вследствие чего требуется проведение более детального изучения влияния условий формирования на распределение фильтрационно-емкостных свойств.

3. Проведен гранулометрический анализ образцов, отобранных с разных глубин в пределах пласта Ю1 по различным методам с целью установления условий осадконакопления обломочного материала. В ходе анализа установлено, что исследуемый объект в пределах изучаемой территории был сформирован преимущественно в прибрежно-морской переходной обстановке.

Исследование текстурных, структурных особенностей по керну, а также минерального состава с анализом включений минералов-индикаторов обстановок осадконакопления позволило установить, что формирование пластов ЮВ1, ЮС1 и ЮС2 в районе Среднего Приобья происходило в двух смежных зонах: прибрежно-мелководной части моря и мелководно-морской части шельфа.

4. Установлены и выделены типовые кривые для фациальных тел по нормированным данным электрокаротажа потенциала собственной поляризации с привязкой к керновому материалу:

- вдольбереговые регрессивные бары и прибрежные (вдольбереговые) валы;
- фация гребней штормовых волн и приливных течений;
- фация пляжей; фация подводной равнины;
- фация промоин разрывных течений;
- фация головных частей разрывных течений;
- фация вдольбереговых трансгрессивных баров и барьерных островов;
- фация устьевых баров; фация пойм;
- фация русловых баров; фация болот;
- фация глинистых отложений мелководья.

Выделенные обстановки также согласуются с общей региональной концепцией формирования исследуемых продуктивных отложений Среднего Приобья.

5. Получена характеристика фильтрационно-емкостных свойств для каждой из выделенных фациальных зон. Вдольбереговые трансгрессивные бары и барьерные острова, а также пляжи и подводная равнина характеризуются лучшими фильтрационно-емкостными свойствами с низкой изменчивостью их по разрезу. Промежуточное положение занимают гребни штормовых волн и приливных течений, промоины разрывных течений, головные части разрывных течений и устьевые бары. Худшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают поймы, русловые бары, болота и глинистые отложения мелководья ввиду своей большой изменчивости по разрезу.

Распределение фильтрационно-емкостных свойств по фациальным обстановкам согласуется с картами начальных геологических запасов нефти и, как правило, зоны с повышенными запасами приурочены к фациальным обстановкам с лучшими характеристиками и низкой изменчивостью по пласту.

ГЛАВА 3 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЛИТО-ФАЦИАЛЬНЫХ ОБСТАНОВОК НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

При анализе выработки запасов неотъемлемой частью является изучение литологического состава и распределение фильтрационно-емкостных свойств и влияние их на вытеснение запасов из пластов-коллекторов. В свою очередь, на указанные параметры влияет обстановка среды, в которой происходило накопление осадочного материала. Одной из известных причин, оказывающих непосредственное влияние на выработку запасов нефти, является фациальная принадлежность отдельных зон пласта к различным обстановкам [60, 61].

Объекты исследования относятся к юрскому возрасту, представлен песчаниками мелкозернистыми, алевролитами серыми от мелко- до крупнозернистых глинистых, глинистыми алевролитами и аргиллитами тёмно-серыми.

По гидродинамическим моделям были получены карты плотности остаточных запасов нефти, характеризующих распределение запасов по площади на конечную дату (Рисунок 3.1).

Карты-схемы согласуются с картами плотности остаточных запасов нефти. Выработка запасов пласта происходит неравномерно. Области повышенных запасов сосредоточены в зонах промоин, которые обладают низкой проницаемостью, лучшая выработка наблюдается в зонах пляжей и вдольбереговых трансгрессивных барах, и барьерных островах, характеризующихся более высокими значениями проницаемости [32]. Для оценки и анализа влияния фациальных обстановок на выработку запасов были построены карты распределения коэффициента вытеснения и охвата.

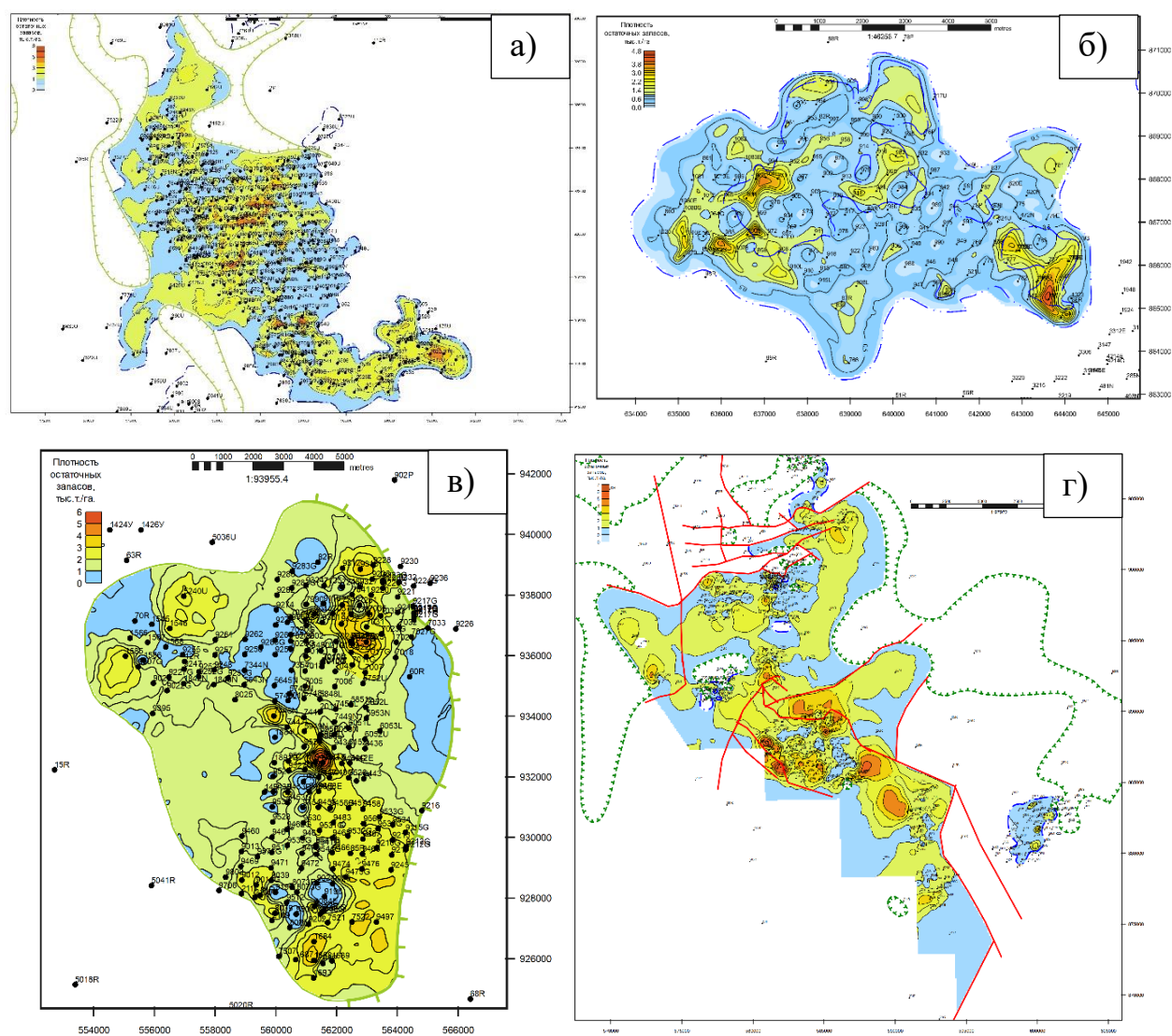


Рисунок 3.1 – Карты плотности остаточных запасов нефти:

- а) Тевлинско-Рускинского месторождения пласта ЮС1;
- б) Восточно-Придорожного месторождения пласта ЮВ1;
- в) Кочевского месторождения пласта ЮС1;
- г) Тевлинско-Рускинского месторождения пласта ЮС2.

3.1 Построение карты, характеризующей степень вытеснения нефти и карты охвата пласта заводнением

На месторождениях, как правило, определение коэффициента вытеснения производится лабораторными методами путем длительной перегонки воды через нефтенасыщенный образец керна. Коэффициент вытеснения зависит от

таких параметров, как проницаемость, физико-химические свойства нефти и вытесняемого агента, структуры порового пространства, минерального состава слагающих пород и гидрофильности/гидрофобности [30, 35]. Вычисляется по формуле 1:

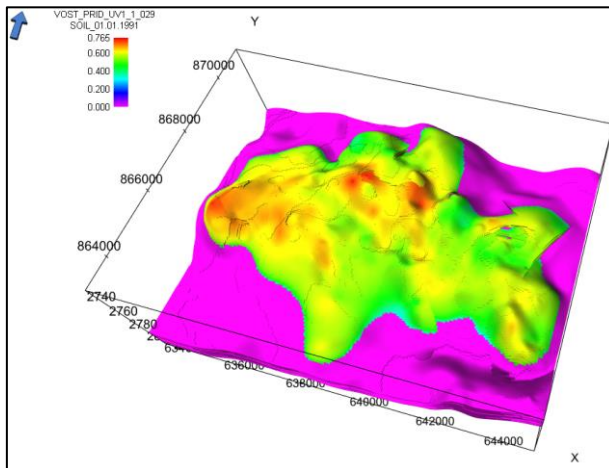
$$K_{\text{ВЫТ}} = \frac{V_0 m (1 - \beta_{\text{в.св}} - \beta_{\text{н.ост}})}{V_0 m (1 - \beta_{\text{в.св}})} = \frac{\beta_{\text{н.нач}} - \beta_{\text{н.ост}}}{\beta_{\text{н.нач}}}, \quad (1)$$

где V_0 – объем образца породы; $\beta_{\text{в.св}}$ и $\beta_{\text{н.ост}}$ – насыщенность связанной водой и остаточной нефтью соответственно; $\beta_{\text{н.нач}}$ – начальная нефтенасыщенность.

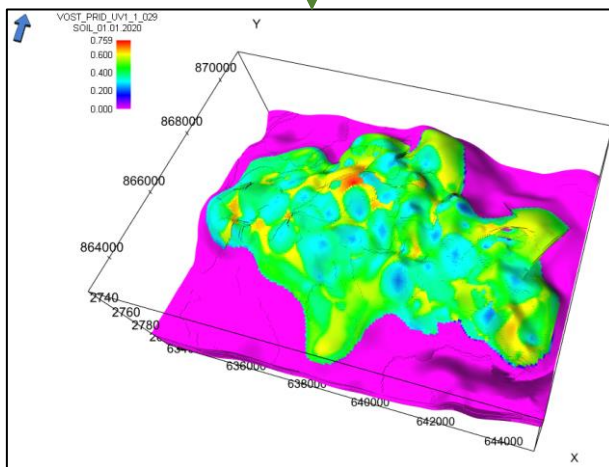
По формуле (1) из геолого-гидродинамического моделирования был рассчитан куб, характеризующий степень вытеснения нефти, из которого получена карта показателя, характеризующего степень вытеснения нефти по площади [59].

На действующих месторождениях для более точной оценки застойных зон применим расчет показателя, характеризующего степень вытеснения нефти, исходя из расчета куба нефтенасыщенности при геологическом моделировании и остаточной нефтенасыщенности при гидродинамическом моделировании. Для реализации данных кубов была просчитана гидродинамическая модель.

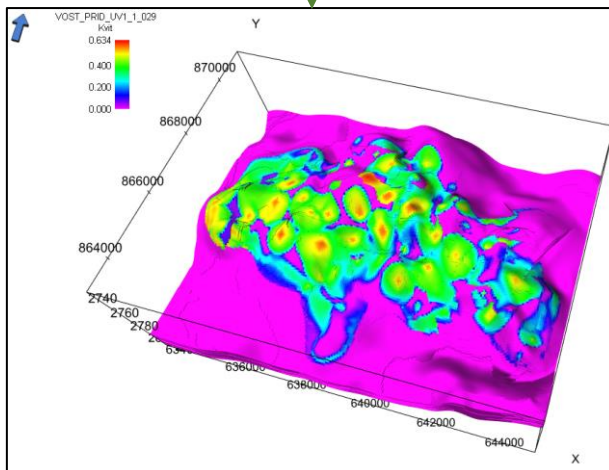
После получения кубов распределения коэффициента нефтенасыщенности, был рассчитан куб распределения коэффициента вытеснения нефти. Последовательность создания куба распределения коэффициента вытеснения представлена на Рисунке 3.2. Итогом получена карта распределения коэффициента вытеснения по кубу, представленная на Рисунке 3.3.



Получение куба начальной
нефтенасыщенности на начальную
дату



Получение куба текущей
нефтенасыщенности на конечную
дату



Расчет куба распределения
коэффициента вытеснения нефти по
формуле с использованием кубов,
представленных выше

Рисунок 3.2 – Последовательность построения куба распределения
коэффициента вытеснения нефти

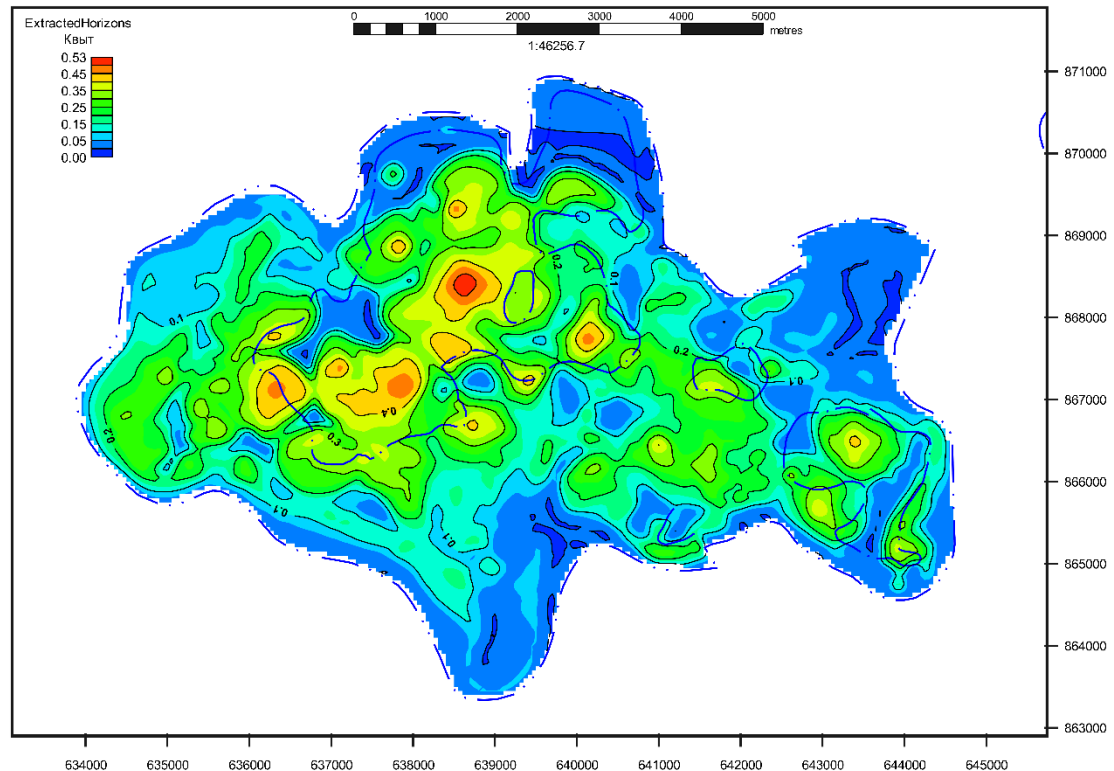


Рисунок 3.3 – Карта, характеризующая степень вытеснения нефти на конечную дату, д.ед.

Повышенные значения коэффициента вытеснения связаны прежде всего с коллекторскими свойствами исследуемого объекта. Коллектор характеризуется высокой степенью гидрофильности поверхности порового пространства пород. По карте, характеризующей степень вытеснения нефти, хорошо выделяются зоны с повышенными значениями в центральной части, характеризующимися также лучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Данные зоны приурочены к таким фациальным типам, как пляжи и вдольбереговые трансгрессивные бары и барьерные острова, сложенные преимущественно песчаниками мелкозернистыми, алевролитами серыми от мелко- до крупнозернистых. Области с низкими значениями коэффициента вытеснения приурочены к отложениям промоин разрывных течений и подводным равнинам, сложенным алевролитами серыми от мелко- до крупнозернистых глинистых, глинистыми алевролитами и аргиллитами тёмно-серыми.

Проектный коэффициент вытеснения, определенный лабораторным способом на Восточно-придорожном месторождении – 0,54 д.ед.

Коэффициент охвата характеризует отношение объема коллектора, охваченного заводнением, ко всему объему нефтесодержащей породы. Коэффициент характеризует потери нефти неохваченные дренированием и заводнением в зонах слабопроницаемых включений, которые контактируют непосредственно с обводненными слоями и зонами, либо отделены от них непроницаемыми линзами и слоями. Распределение коэффициента охвата получено на основе гидродинамического моделирования по изменению характера насыщения пустотного пространства и рассчитывался как отношение объема ячеек с характером насыщения – вода, к начальному объему ячеек модели, выше водонефтяного контакта.

Карта распределения коэффициента охвата пласта заводнением была получена делением объема водонасыщенных пропластков выше поверхности ВНК на объем всей залежи, не включая глинистые пропластки. Информация о характере насыщения на конечную дату была получена из куба TERNARY, полученного при гидродинамическом моделировании. Выставляя фильтры по коллектору и по характеру насыщения, был получен объем водонасыщенных пропластков. В результате был получен куб распределения коэффициента охвата (последовательность создания куба представлена на Рисунке 3.4), и реализована карта (на примере Восточно-придорожного месторождения) распределения коэффициента охвата пласта заводнением как среднее значение, вычисленное по вертикали в каждом столбце ячеек сетки (Рисунок 3.5).

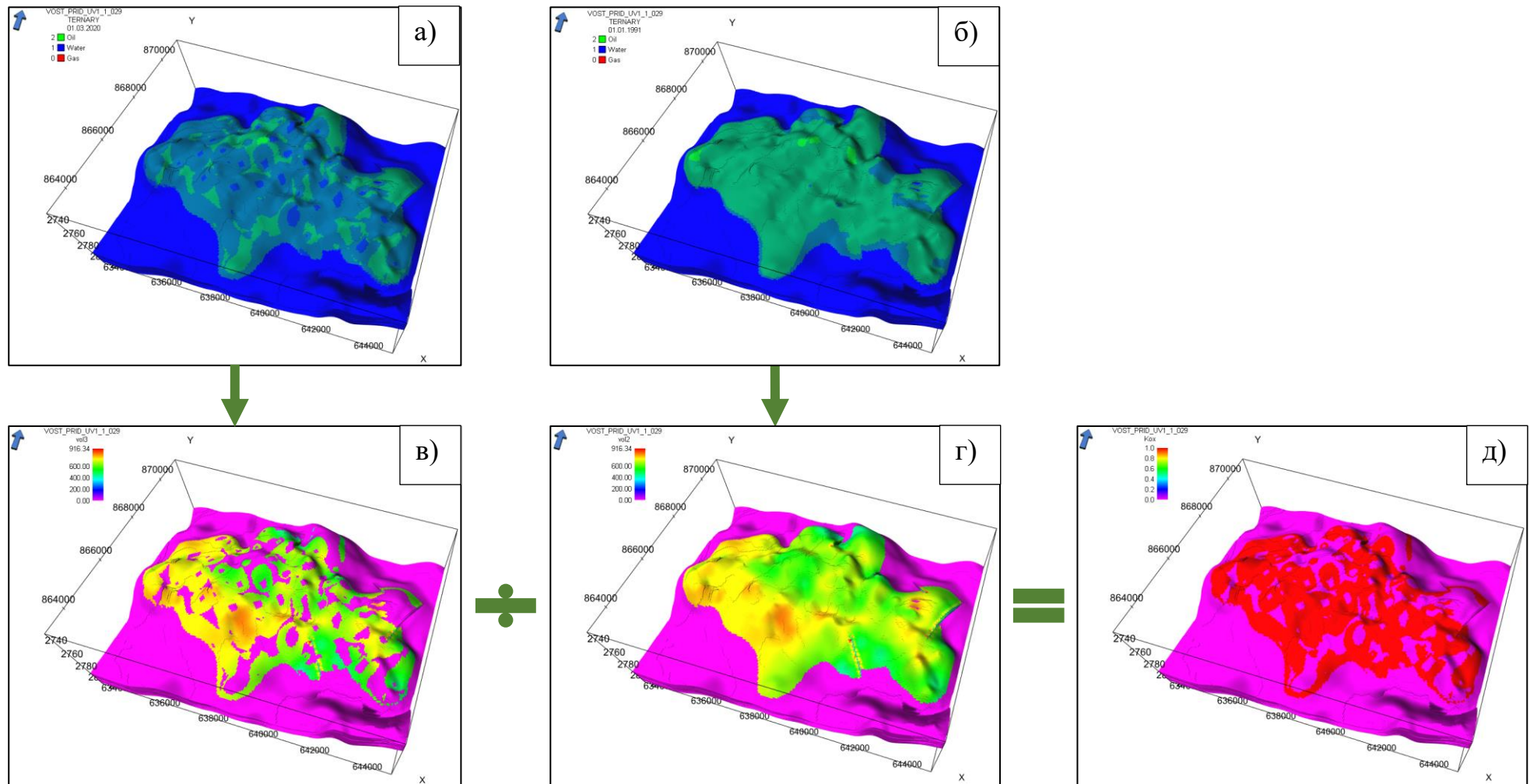


Рисунок 3.4 – Последовательность построения куба распределения коэффициента охвата пласта заводнением:

а) - дискретный куб характера насыщения на конечную дату; б) - дискретный куб характера насыщения на начальную дату; в) - куб объема ячеек, охваченных заводнением на конечную дату; г) – куб объема ячеек залежи в целом; д) – куб распределения коэффициента охвата пласта заводнением.

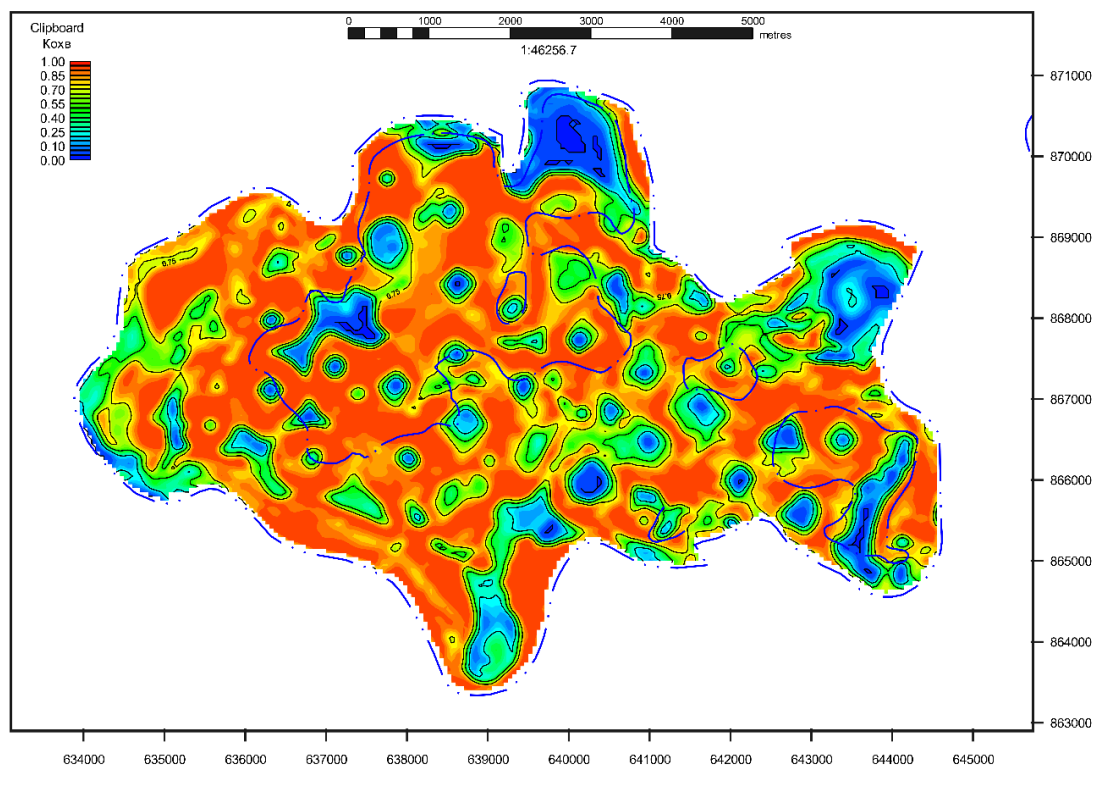


Рисунок 3.5 – Карта распределения коэффициента охвата пласта заводнением на конечную дату, д.ед.

Коэффициент охвата пласта воздействием зависит от плотности сетки и взаимного расположения скважин, а также от прерывистости отдельных пропластков. По карте коэффициента охвата можно сказать, что большая часть объекта вовлечена в разработку. Выделяются зоны с низкими коэффициентами охвата, локализующиеся в северной и северо-восточной частях. Низкие коэффициенты охвата в данных областях приурочены к зонам с плохой разбуренностью [43].

Карта, характеризующая степень вытеснения нефти, также согласуется с картой плотности остаточных запасов нефти и находится в прямой зависимости от фациальных обстановок формирования пласта.

Преимущества данной методики оценки выработки запасов состоит в том, что можно проследить детально как распространяется коэффициент вытеснения нефти и коэффициент охвата пласта заводнением как по площади, так и по разрезу, что в свою очередь позволяет более точно выявлять

проблемные участки и подбирать для них методы увлечения нефтеотдачи для локального воздействия на них. Данный метода сильно зависит от точности построения геологической модели.

3.1.1 Влияние фациальных обстановок на распределение коэффициента вытеснения

Исходя из анализа карт, можно увидеть, что распределение коэффициента вытеснения коррелирует с картами-схемами основных фациальных обстановок.

Для более достоверной характеристики коэффициента вытеснения в зависимости от фациальных обстановок был произведен расчет гидродинамической модели с настройкой по забойному давлению без учета бурения и перевода добывающих скважин под нагнетание. В результате были получены диапазоны изменения коэффициента вытеснения для каждой фациальной обстановки. Это дало представление о том, в каких фациальных обстановках фильтрация нефти происходит наиболее эффективно, а в каких - менее. Это позволяет адресно подходить к планированию разработки месторождений со схожими условиями формирования коллекторов и более эффективно подбирать мероприятия по увеличению коэффициента вытеснения.

Были получены следующие характеристики фациальных обстановок по коэффициенту вытеснения нефти:

1. Пляжи, а также вдольбереговые трансгрессивные бары, устьевые бары, русловые бары и барьерные острова характеризуются лучшим коэффициентом вытеснения от 0.14 до 0.55 д.ед., со средним значением 0.339 д.ед. Это связано с низкой изменчивостью фациального тела в плане расчлененности и распределения фильтрационно-емкостных свойств, а также большой эффективной мощностью фациальных тел.

2. Переходная зона от мелководья к более глубоководной части шельфа, болота, глинистые отложения мелководья, а также промоины разрывных

течений и подводные равнины характеризуются низкими значениями коэффициента вытеснения в пределах от 0.001 до 0.301 д.ед., со средним значением 0.120 д.ед. Данные фации в своем строении имеют большие значения коэффициента расчлененности в сравнении с вдольбереговыми барами, с чем связано ухудшение коллекторских свойств и высоким содержанием пелитовой фракции в строении фациальных тел.

3. Поймы и гребни штормовых волн и приливных течений заняли промежуточное положение по распределению коэффициента вытеснения, изменяющегося в пределах от 0.005 до 0.352 д.ед., со средним значением 0.195 д.ед. Данные фациальные типы характеризуются высокой расчлененностью, но в сравнении с предыдущим пунктом имеют лучшие коллекторские свойства [45].

3.1.2 Влияние фациальных обстановок на распределение коэффициента охвата пласта заводнением

Для характеристики распределения коэффициента охвата пласта заводнением была рассчитана модель только с нагнетательными скважинами, настроенными по забойному давлению, что дало представление о том, в каких фациях охват пласта заводнением показывает себя лучше, а в каких требуется более частая сетка скважин для более полного извлечения нефти [34, 35].

Были получены следующие характеристики фациальных обстановок по коэффициенту охвата пласта заводнением:

1. Наименьшим коэффициентом охвата пласта заводнением обладают фации промоин разрывных течений, головных частей разрывных течений, глинистых отложений мелководья, болот, пойм. Малые значения связаны прежде всего с геологическими условиями, так как данные фациальные обстановки обладают худшими фильтрационно-емкостными свойствами, в частности, низкими значениями проницаемости, что обуславливает худшую

фильтрацию и заводнение пластов. Вторым фактором низкого коэффициента охвата выступает низкая разбуренность некоторых фациальных зон, например, пойм, головных частей разрывных течений, промоин разрывных течений и переходной зоны.

2. Средними значениями коэффициента охвата обладают фации подводных равнин, гребней штормовых волн и приливных течений, барьерных островов, вдольбереговых валов. Средние значения также согласуются с фильтрационно-емкостными характеристиками. Низкие значения охвата наблюдаются в зонах с низкой плотностью сетки скважин и плохой разбуренностью.

3. Наибольшим коэффициентом охвата пласта заводнением обладают такие фации, как пляжи, вдольбереговые трансгрессивные бары и барьерные острова, устьевые бары, русловые бары, вдольбереговые регрессивные бары. Данные фации обладают лучшими фильтрационно-емкостными свойствами, в том числе высокими значениями проницаемости, что и обуславливает лучшее заводнение пластов [43, 45].

3.2 Рекомендации по улучшению выработки запасов нефти

Рассматриваемая группа месторождений находится на разных стадиях разработки. На Рисунке 3.6 приведены графики динамики основных показателей разработки месторождений. Так, Восточно-Придорожное месторождение (объект ЮВ1), Тевлинско-Русскинское месторождение (объекты ЮС1 и ЮС2) находятся на III стадии разработки с 2017, 2015 и 2020 года соответственно. Данная стадия характеризуется интенсивным ростом средней обводненности продукции скважин. Снижение добычи нефти не компенсируется бурением новых добывающих скважин. Кочевское месторождение (объект ЮС1) находится на I стадии разработки, данный период характеризуется ростом уровня добычи нефти, связанным с активным

проведением буровых работ и вводом в эксплуатацию новых добывающих скважин [21, 22, 23, 24, 27, 96].

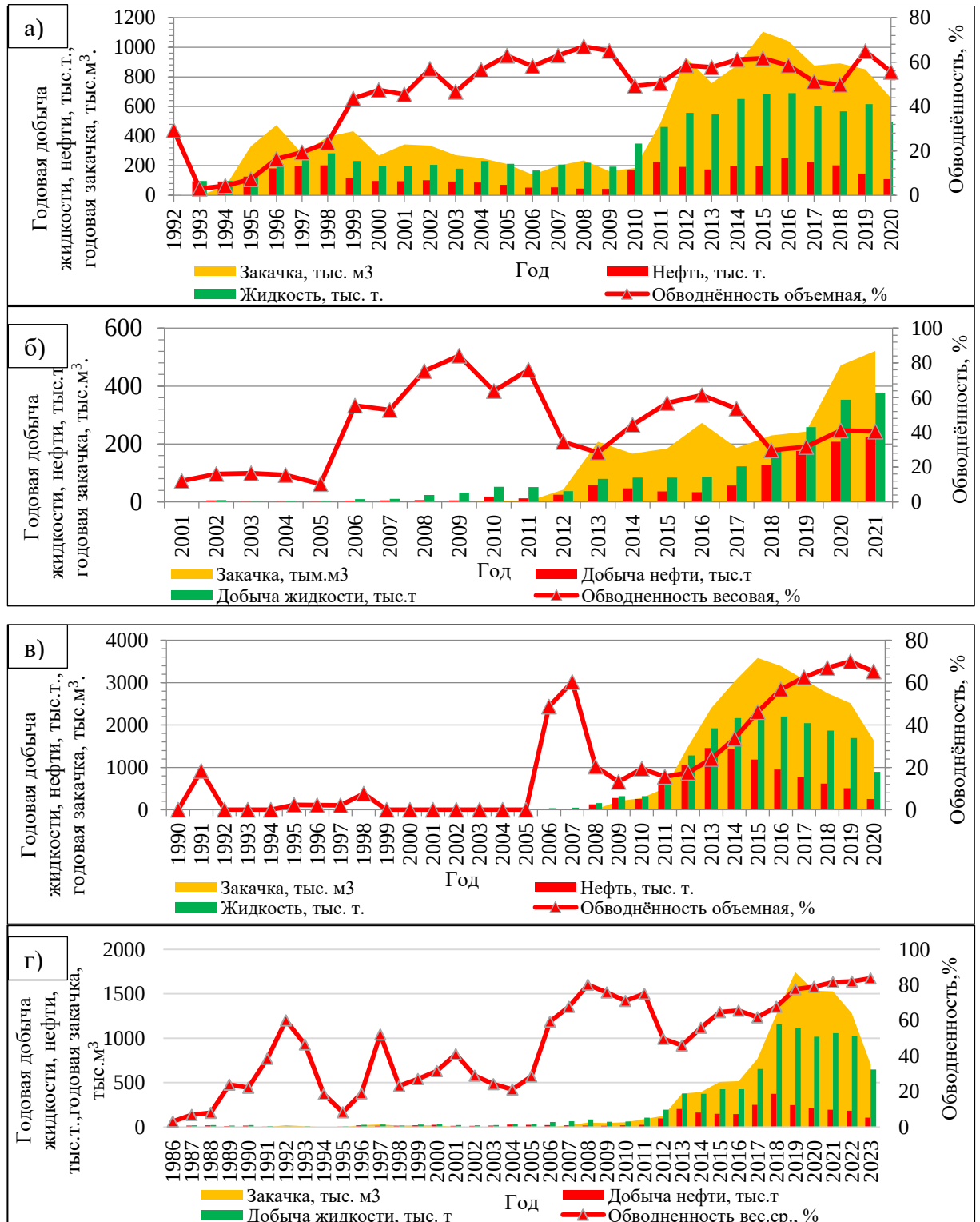


Рисунок 3.6 – Динамика добычи нефти, жидкости, закачки воды и обводнённости: а) Восточно – Придорожное месторождение (объект ЮВ1);

б) Кочевское месторождение (объект ЮС1); в) Тевлинско – Русскинское месторождение (объект ЮС1); г) Тевлинско – Русскинское месторождение (объект ЮС2).

3.2.1 Рекомендации по увеличению коэффициента вытеснения нефти

Так как коллектора рассматриваемых объектов являются гидрофильными, то для увеличения коэффициента вытеснения на объектах, находящихся на III стадии разработки, рекомендуется закачка поверхностно активных веществ, для извлечения пленочной нефти в зонах с низкими значениями, а в зонах с высокими значениями коэффициента вытеснения продолжать разработку на установившихся режимах [18, 67].

Согласно картам распределения коэффициента вытеснения нефти и картам плотности остаточных запасов, получилось выделить следующие зоны, представленные на Рисунках 3.7-3.9

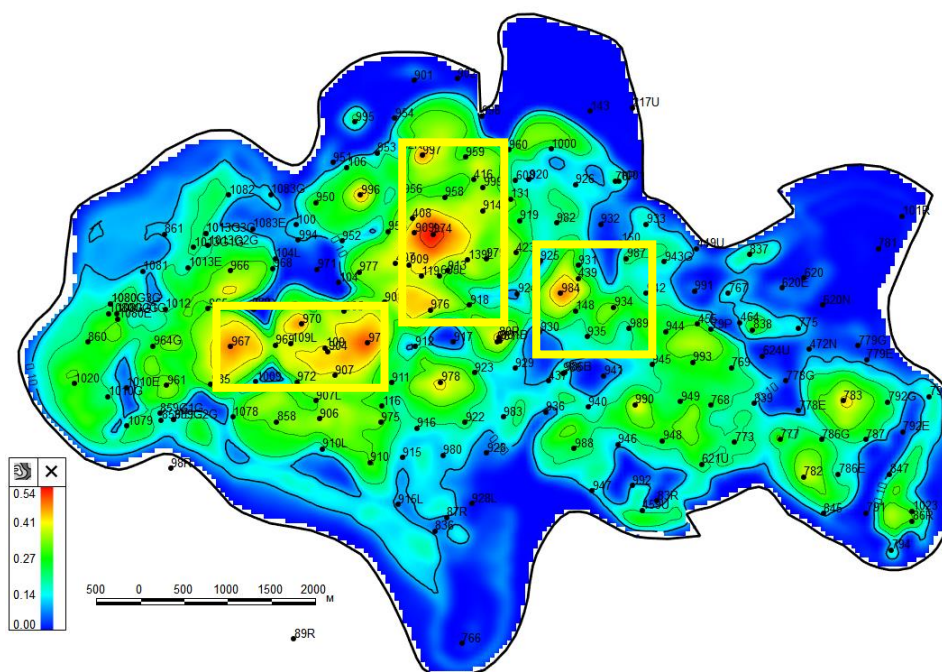
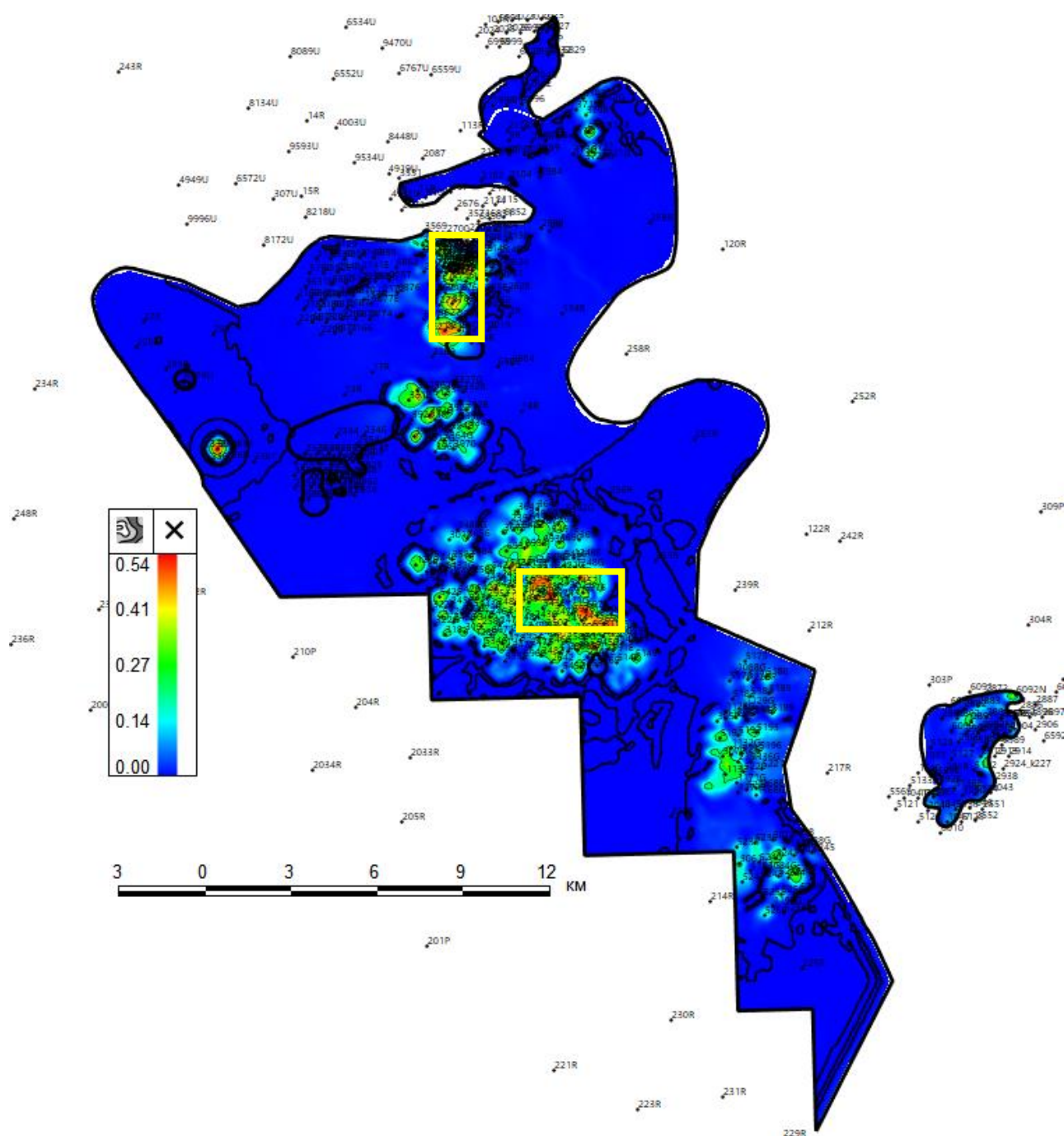


Рисунок 3.7 – Карта распределения коэффициента вытеснения с перспективными участками для закачки ПАВ (желтый цвет) Восточно-Придорожного месторождения (объект ЮВ1)

Рисунок 3.8 – Карта распределения коэффициента вытеснения с перспективными участками для закачки ПАВ (желтый цвет) Тевлинско-Русскинского месторождения (объект ЮС1)



- Хуже всего вытеснение нефти происходит в фациальных обстановках: промоин разрывных течений, подводных равнин, переходной зоны, подвижного мелководья и пойм;
- Лучше всего вытеснение нефти происходит в фациальных обстановках: пляжей, вдольбереговых трансгрессивных барах и барьерных островах, устьевых барах, вдольбереговых валах, русловых барах;
- Промежуточные значения по вытеснению нефти занимают оставшиеся фациальные обстановки.

Рекомендуется проведение мероприятий по закачке ПАВ в зонах, где коэффициент вытеснения нефти близок к проектному, а также, где другими способами не удалось достичь проектного коэффициента вытеснения нефти для выработки остаточных запасов, представленных пленочной нефтью [98].

3.2.2 Рекомендации по увеличению коэффициента охвата пласта заводнением

Самым распространенным методом воздействия при добыче жидких углеводородов является заводнение с использованием нагнетательных скважин. При разработке месторождений с системой поддержания пластового давления происходит перераспределение жидкости, находящейся в поровом пространстве пород-коллекторов с изменением охвата пласта заводнением. Помимо данного метода воздействия, для увеличения коэффициента охвата также используется гидравлический разрыв пласта и потокоотклоняющие технологии.

Гидравлический разрыв пласта совместно с бурением нагнетательных скважин направлены на извлечение запасов нефти в литологически несвязанных зонах, тогда как потокоотклоняющие технологии увеличивают охват пласта по мощности, задействовав низкопроницаемые пропластки.

Для увеличения коэффициента охвата пласта заводнением рекомендуется бурение новых скважин в зонах, неохваченных бурением. Сопоставляя карты плотности остаточных запасов с картами распределения коэффициента охвата, выделились следующие перспективные участки для бурения новых скважин и уплотнения сетки, представленные на Рисунках 3.10-3.13 [31, 33, 94].

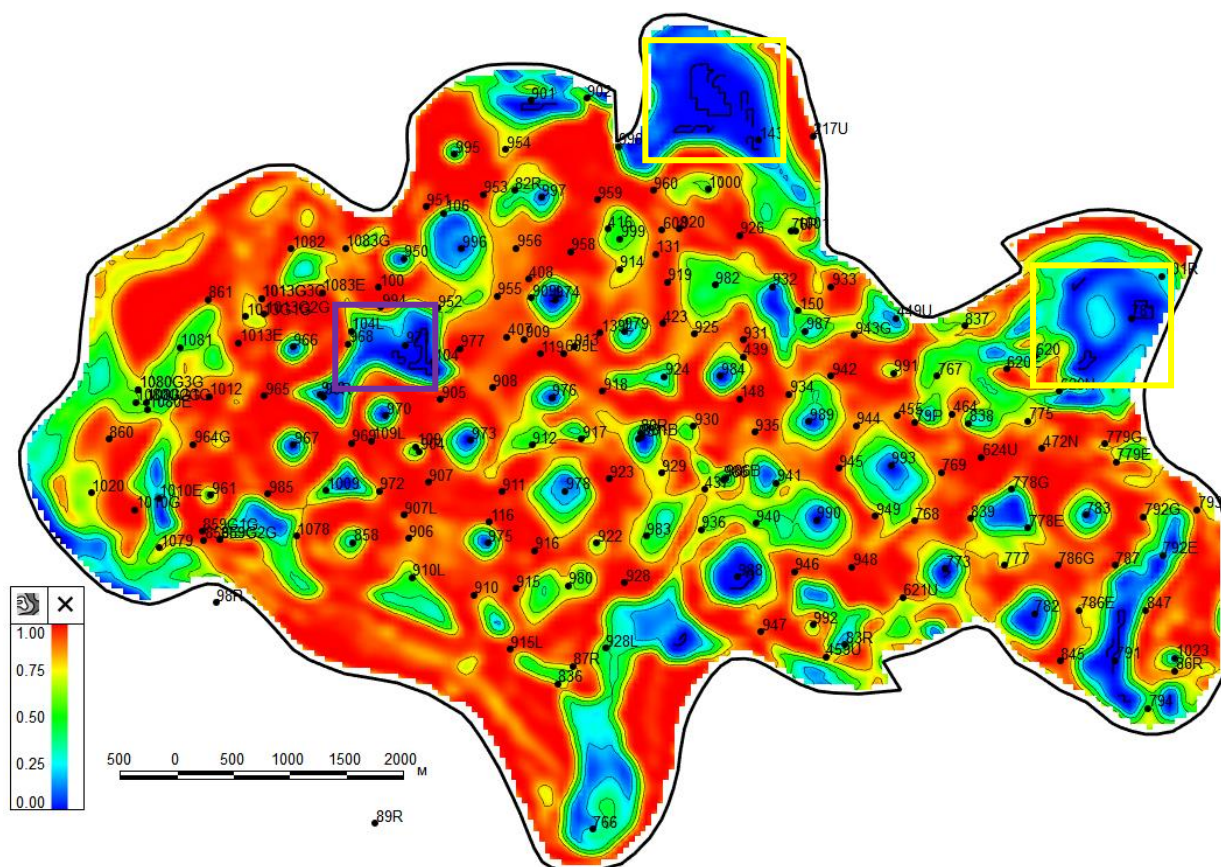


Рисунок 3.10 – Карта распределения коэффициента охвата с перспективными участками для бурения (желтый цвет) и уплотнения сетки скважин (фиолетовый цвет) Восточно-Придорожного месторождения (объект ЮВ1)

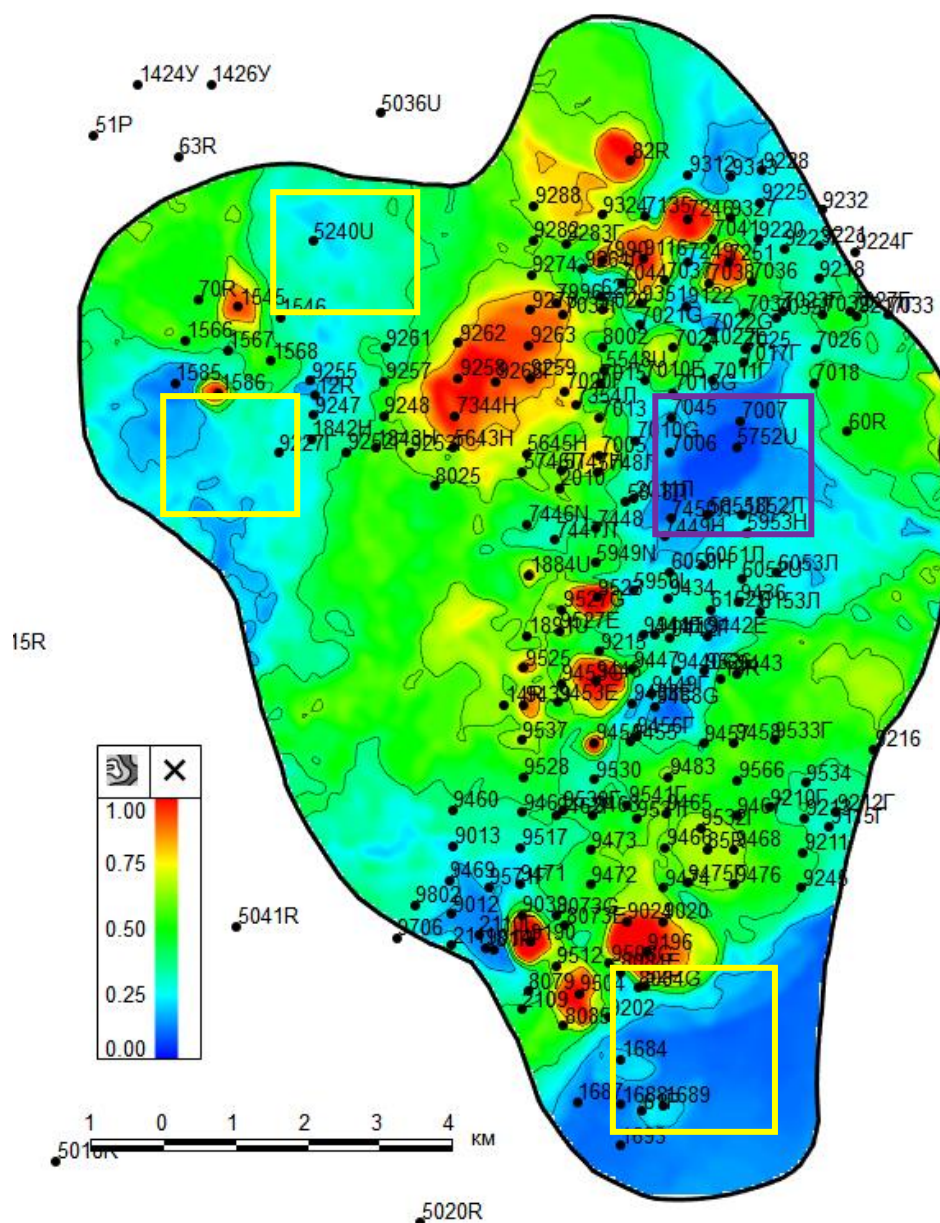


Рисунок 3.11 – Карта распределения коэффициента охвата с перспективными участками для бурения (желтый цвет) и уплотнения сетки скважин (фиолетовый цвет) Кочевского месторождения (объект ЮС1)

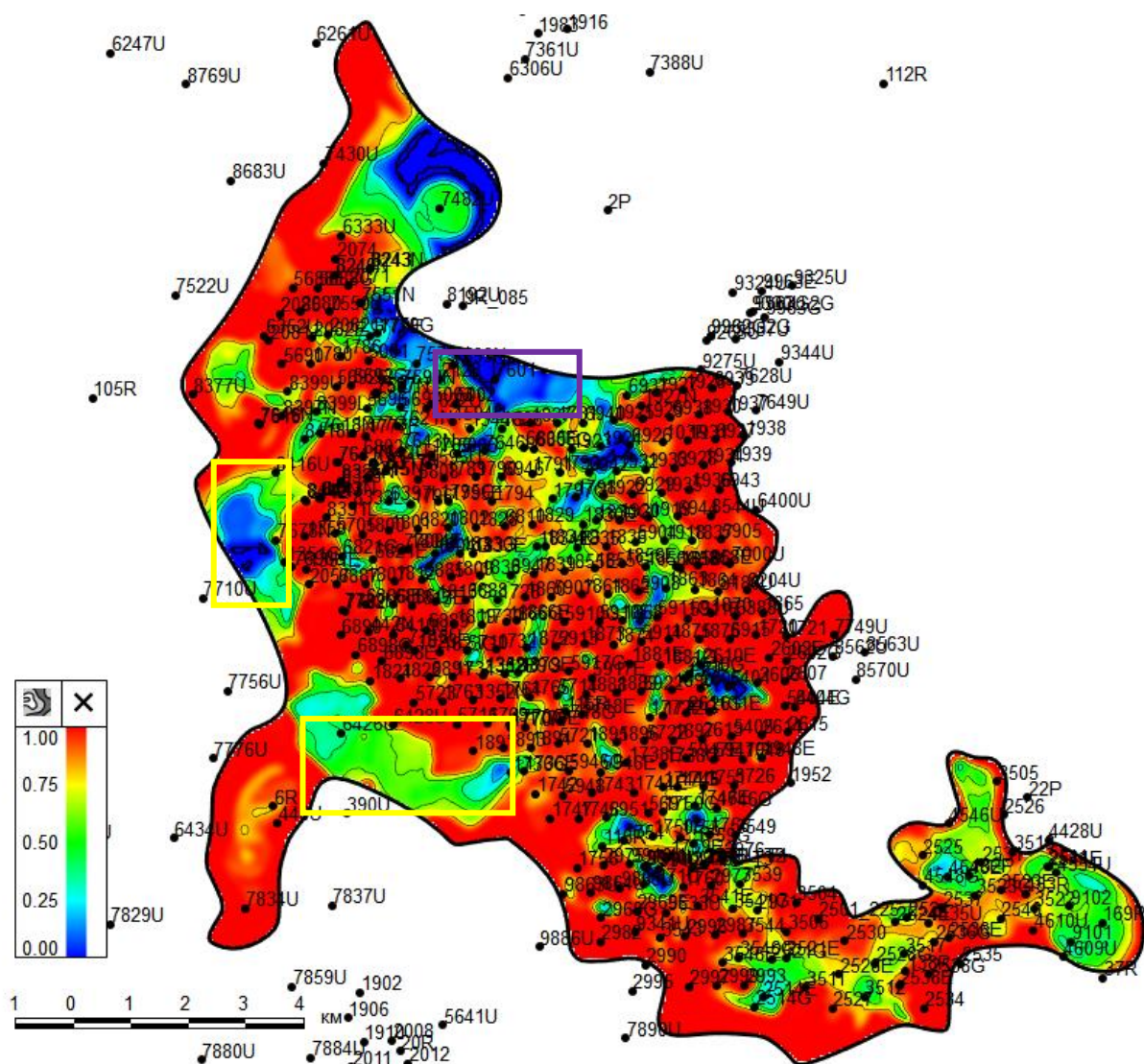


Рисунок 3.12 – Карта распределения коэффициента охвата с перспективными участками для бурения (желтый цвет) и уплотнения сетки скважин (фиолетовый цвет) Тевлинско-Русскинского месторождения (объект ЮС1)

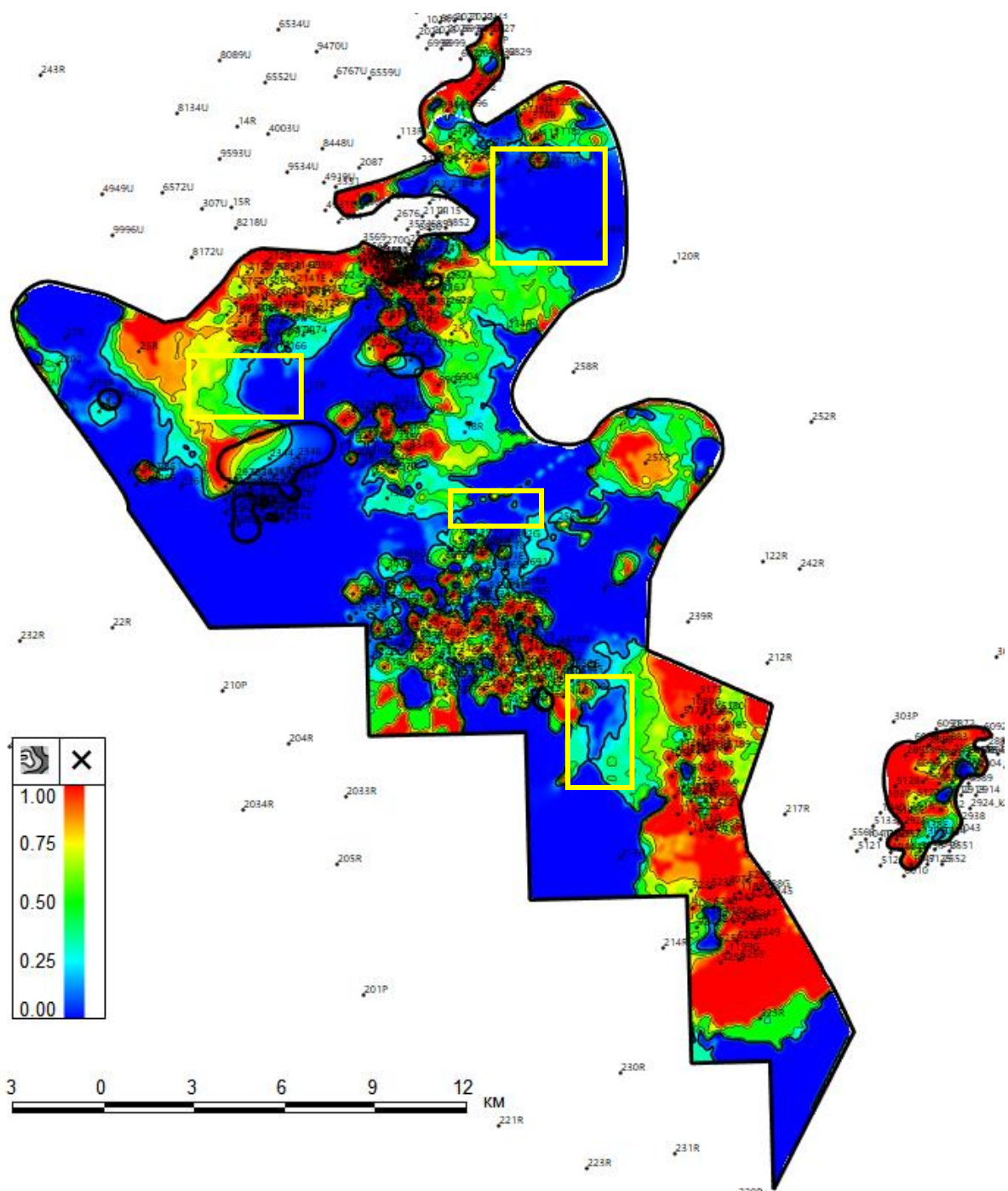


Рисунок 3.13 – Карта распределения коэффициента охвата с перспективными участками для бурения (желтый цвет) Тевлинско-Русскинского месторождения (объект ЮС2)

Области, выделенные желтым цветом, характеризуются низкими значениями коэффициента охвата (от 0 д.ед. до 0.3 д.ед.), согласуются с областями повышенных остаточных запасов и отсутствием фонда скважин.

Области, выделенные фиолетовым цветом, характеризуются низкими значениями коэффициента охвата (от 0 д.ед. до 0.4 д.ед.), также согласуются с областями повышенных остаточных запасов, но уже с действующим фондом скважин.

Помимо бурения новых скважин для увеличения коэффициента охвата пласта рекомендуется применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХМУН) с применением закачки гелеобразующих составов. Суть метода заключается в закачке гелеобразующих составов для снижения проницаемости промытых пропластков и вовлечении в разработку ранее незатронутых низкопроницаемых участков разреза продуктивных пород. В результате селективной изоляции промытых водой высокопроницаемых пропластков и трещин за счет перехода закачиваемого в скважину силикатно-полимерного раствора в гель при повышенной температуре пласта происходит выравнивание профиля приемистости нагнетательных со снижением обводненности добывающих скважин.

Сущность метода заключается в закачке в пласт водного раствора жидкого стекла и соляной кислоты с незначительным добавлением полимеров. При взаимодействии силиката натрия с кислыми агентами выделяется кремниевая кислота, образующая золь, переходящий со временем в гель, который служит водоизолирующим материалом в промытых высокопроницаемых зонах пласта.

Для закачки вытесняющего агента на Восточно-придорожном и Тевлинско-Русскинском месторождениях были выделены промытые зоны, обводненность добывающих скважин в которых превышает 90%.

Для установления гидродинамической связи между нагнетательными скважинами с ближайшими добывающими были проанализированы линии токов исходя из гидродинамических расчетов, проведен многофакторный анализ, учитывающий удаленность скважин друг от друга, перепад высот и другие геологические параметры, а также рассчитаны коэффициенты Спирмена

для установления тесноты связи по шкале Чеддока по показателям: добыча жидкости – закачка агента, обводненность – закачка агента, добыча нефти – приемистость. В Таблице 3.1 приведены примеры результатов оценки тесноты связи некоторых скважин по шкале Чеддока [39, 40, 46, 49].

Таблица 3.1 – Теснота связей по шкале Чеддока между нагнетательными и добывающими скважинами по нескольким показателям

Месторождение	№ нагн. скважины	№ доб. скважины	По связи "Добыча жидкости – Закачка агента"	По связи "Обводненность – Закачка агента"	По связи "Добыча нефти – Приемистость"
1	2	3	4	5	6
Восточно-Придорожное (ЮВ1)	966	965	Прямая умеренная	Прямая заметная	Обратная слабая
		1013Г	Обратная высокая	Прямая умеренная	Обратная умеренная
		1083Г	Прямая слабая	Обратная слабая	Прямая слабая
	967	939	прямая умеренная	прямая слабая	обратная умеренная
		964Г	обратная слабая	прямая слабая	прямая заметная
		965	прямая слабая	прямая заметная	обратная слабая
		985	обратная слабая	обратная умеренная	прямая умеренная
		1009	прямая заметная	прямая умеренная	обратная умеренная
	974	956	обратная высокая	обратная слабая	прямая слабая
		908	обратная слабая	прямая умеренная	обратная умеренная
Тевлинско-Русскинское (ЮС2)	6951	6949	Обратная слабая	Прямая слабая	Нет связи
		6974	Обратная умеренная	Прямая слабая	Обратная умеренная
		2480	Прямая умеренная	Обратная слабая	Прямая слабая
	5450	2447Г	Прямая сильная	Прямая умеренная	Обратная сильная
		2591Г	Прямая слабая	Прямая слабая	Обратная заметная

Данная технология будет эффективна в местах высокой расчлененности и значительным изменением проницаемости нефтенасыщенных пород.

Рекомендуется в первую очередь проводить закачку гелеобразующих составов после обводнения добывающих скважин (90% и более), соответствующих промытым зонам пласта со средними и высокими значениями коэффициента охвата пласта заводнением, в таких фациальных обстановках, как головные части разрывных течений, поймы, русловые бары, подводные равнины. В данных обстановках расчлененность изменяется в пределах от 1 до 16, проницаемость от 0.8 до 96.91 мД. Во вторую очередь, рекомендуется проведение в фациальных обстановках, которые имеют высокую изменчивость по проницаемости и средние значения расчлененности. В эту группу входят такие обстановки, как вдольбереговые трансгрессивные бары и барьерные острова, гребни штормовых волн и приливных течений, устьевые бары, промоины разрывных течений, пляжи. В данных обстановках расчлененность изменяется в пределах от 1 до 7, проницаемость от 1.23 до 133.65 мД. В последнюю группу вошли фациальные обстановки, в которых проведение закачки гелеобразующего состава не рекомендуется ввиду низких значений как проницаемости, так и расчлененности.

Выводы по главе 3

1. Предложена методика для проведения анализа выработки запасов нефти, включающая анализ карт плотности остаточных запасов и коэффициентов характеризующих выработку запасов нефти. Для оценки коэффициентов, характеризующих выработку запасов нефти, разработан алгоритм построения карт коэффициента вытеснения и охвата пласта заводнением. Алгоритм включает в себя работу с кубами параметров, полученных из гидродинамического моделирования на основе созданной геологической модели с учетом фациального строения месторождений.

2. Проведен анализ карт, характеризующих выработку запасов при сопоставлении с картами-схемами основных фациальных типов. В результате

анализа получено представление о выработке запасов нефти и причинах образования зон с повышенными остаточными запасами в зависимости от фациальных обстановок.

3. Даны рекомендации по увеличению коэффициента охвата пласта заводнением. Выделены перспективные области для бурения новых скважин с целью увеличения охвата пласта в слабодренируемых местах и местах, неохваченных бурением. Помимо бурения скважин, предложены мероприятия, связанные с закачкой гелеобразующих составов для увеличения охвата пласта по разрезу, в фациальных обстановках, характеризующихся высокой расчлененностью и изменчивостью проницаемости по мощности в различных пропластках.

Даны рекомендации по увеличению коэффициента вытеснения. В местах, где коэффициент практически достиг своего максимума, для доотмыва пленочной нефти предложены области, перспективные для закачки поверхностно-активных веществ. В местах со средними и низкими значениями коэффициента предложено продолжать разработку на установившихся режимах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В процессе разработки происходит перераспределение запасов нефти по пласту с образованием областей, характеризующихся повышенной плотностью остаточных запасов. Перераспределение происходит закономерно, согласно геологической неоднородности.

Исследованием влияния геологической неоднородности на выработку запасов нефти занимались множество ученых.

Выявлено, что для детальной оценки выработки запасов нефти существует необходимость в создании методики, учитывающей как неоднородное строение продуктивных пластов, так и коэффициенты, непосредственно характеризующие выработку запасов – коэффициент вытеснения и охвата пласта заводнением.

2. Исследуемая территория в тектоническом плане приурочена к двум крупным положительным структурам II порядка – Сургутскому и Нижневартовскому сводам.

Проведено детальное изучение формирования осадочного чехла с прослеживанием изменения литологического, гранулометрического и минерального составов для определения направления сноса осадочного материала на момент формирования объектов исследования.

Установлено изменение гранулометрического состава пород с юго-востока на северо-запад с уменьшением средних размеров слагающих частиц. Исходя из этого, область сноса находилась в юго-восточной стороне исследуемой территории.

Проведен анализ геологического строения исследуемых объектов. В ходе анализа установлено, что изучаемые объекты характеризуются сложным строением с высокой неоднородностью как на макро-, так и на микроуровнях.

3. Проведено исследование образцов с целью установления условий формирования пород-коллекторов с использованием трёх методов,

использующих параметры, полученные из гранулометрического анализа. По результатам данного исследования, установлено, что объект, в пределах изучаемой территории, был сформирован преимущественно в прибрежно-морской обстановке.

Проведено исследование текстурных и структурных особенностей по керну. Совместно с анализом минерального состава и выделением особенностей его изменения, установлено, что формирование пластов ЮВ1, ЮС1 и ЮС2 в районе Среднего Приобья происходило в двух смежных зонах: прибрежно-мелководной части моря и мелководно-морской части шельфа.

Выделены типовые кривые по нормированным данным электрокаротажа потенциала собственной поляризации для различных фациальных обстановок с привязкой к обстановкам, выделенным по керну. Данные обстановки согласуются и не противоречат общей региональной концепции формирования пластов на территории Среднего Приобья.

Построены карты-схемы распределения основных фациальных с использованием нормированных данных каротажа ПС, керна, карт песчаности и эффективных толщин.

Получены характеристики фильтрационно-емкостных параметров для каждой из фациальных обстановок с выделением граничных и средних значений.

Распространение фациальных тел согласуется с распределением начальных геологических запасов нефти. Области с высокими начальными запасами приурочены к фациям с лучшими и выдержанными характеристиками по разрезу.

4. Предложена методика проведения анализа выработки запасов нефти с учетом коэффициентов вытеснения и охвата пласта заводнением. Для оценки данных коэффициентов разработан алгоритм построения карт текущего коэффициента вытеснения и охвата пласта заводнением. В алгоритме используются кубы петрофизических параметров, полученных при

гидродинамическом моделировании. Данная методика позволяет оценить выработку запасов с выделением причин образования зон с повышенной плотностью остаточных запасов нефти.

Полученные карты согласуются с выделенными фациальными обстановками, характеризующимися различием в фильтрационно-емкостных свойств и начальных геологических запасов нефти.

Даны рекомендации по улучшению выработки запасов нефти, направленные на увеличение коэффициента вытеснения и охвата пласта заводнением для различных зон пласта.

Для улучшения выработки в зонах с повышенной плотностью остаточных запасов и высоким текущим коэффициентом вытеснения предложен метод, направленный на извлечение пленочной нефти – закачка поверхностно-активных веществ. Для остальных зон, где коэффициент не достиг проектных значений, рекомендуется продолжение разработки на установившихся режимах. Для зон с низкими значениями коэффициента охвата пласта заводнением рекомендуется ввод новых скважин с целью увеличения охвата пласта путем изменения сетки скважин. Для высоких значений данного коэффициента предлагается применение метода, направленного на перераспределение фильтрации в фациальных обстановках, характеризующихся высокой расчлененностью и изменчивостью проницаемости по разрезу.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящей пояснительной записке применяют следующие термины с соответствующими определениями:

ВНК – водонефтяной контакт

ГСР – геолого-статистический разрез

ГИС – геофизические исследования скважин

КИН – коэффициент извлечения нефти

ЛУ – лицензионный участок

МОВ – метод отраженных волн

НГР – нефтегазоносный район

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ОГТ – общая глубинная точка

ПС – потенциал собственной поляризации

РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин

ТПП – технологических пункт приёма

ТЭО – технико-экономическое обоснование

ФХМУН – физико-химические методы увеличения нефтеотдачи

ПАВ – поверхностно-активные вещества

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александров, В. М. Влияние генезиса пород-коллекторов пласта БС4 на эффективность методов увеличения нефтеотдачи (МУН) в скважинах опытных участков Приразломного нефтяного месторождения / В.М. Александров, В.В. Мазаев, В. В., Теплюков А. Т. // Материалы Всерос. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии - нефтегазовому региону»: - Тюмень, 2010. - Т. 1. - С. 336-340. - Библиогр.: С. 340.
2. Андреев В.Е. Геолого-промысловый анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи / В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев, В.Г. Щербинин и др - Уфа: УГНТУ, 1998.- 145 с.
3. Андреев В.Е. Применение математических методов в нефтегазопромысловой геологии / В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев, А.Г. Нугайбеков и др. - Уфа: УГНТУ, 1998. - 179с
4. Андреев, В.Е. Геологические условия эффективного применения ГРП неокомских отложений / В.Е. Андреев, Д.Ю. Чудинова, А.П. Чижов, А.В. Чибисов, Е.Р. Ефимов // Геология. Известия отделения наук о земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан - 2015. - № 21, С. 63-69.
5. Ахметзянов, А. В. Структура остаточных запасов нефти и газа на истощенных месторождениях / А. В. Ахметзянов, Э. А. Мамедов, А. М. Сальников // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 6. – С. 5-7. – EDN VZYDJR.
6. Вайншток С.М., Геолого-технологические особенности разработки месторождений Когалымского региона с применением методов увеличения нефтеотдачи / С.М. Вайншток, Н.Ш. Хайредин, Ю.А. Котенев и др. -Уфа: УГНТУ, 1999. - 156 с.

7. Гильманова, Р. Х. Выделение циклитов в результате уточнения геологического строения пласта БС10 Западно-Усть-Балыкского месторождения / Р. Х. Гильманова, Э. Р. Мустаева, М. Д. Идрисов, В. С. Никитин // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 10. – С. 27-30.
8. Дементьев, Л. Ф. Математическая статистика в нефтепромысловой геологии / Геология нефти и газа, 1964. - №3
9. Дементьев, Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. –М.: Недра, 1966. – 206 с.
10. Дмитриев Е.Я., Мелик-Пашаев В.С. Зависимость разведки и разработки крупных нефтяных залежей от геологической неоднородности продуктивных пластов. «Нефтегазовая геология и геофизика», 1963, №9.
11. Долотов, Ю.С. Динамические обстановки прибрежно-морского рельефообразования и осадконакопления М: Наука, 1989. – 269 с.
12. Ежова А. В. «Литология», Томск.: 2009, - 335 с.
13. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология. М., Гостоптехиздат, 1962.
14. Жданов, М.А., Ованесов М.Б., Токарев М.А. «Комплексный учет геологической неоднородности и прогноза конечного коэффициента нефтеотдачи // Геология нефти и газа. -1974. -№ 3. С. 19 -23.
15. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений– М: Недра, 1975. – 216 с.
16. Закревский, К. Е. Геологическое 3D моделирование / К. Е. Закревский. – М.: ИПЦ «МАСКА», 2009. – 376 с.
17. Изучение неоднородности продуктивных пластов: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Нефтегазовое дело» / Пулькина Н.Э., Зимина С.В.; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 79 с

18. Ковалев, В.С. К вопросу о вытеснении нефти из неоднородных пластов // Гипровостокнефть, - 1964. - №7.
19. Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Винокур Б.Г., Зимин Ю.Г., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Луговцов А.Д., Мельникова В.М., Парпарова Г.М., Рогозина Е.А., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Фомичев А.С. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л., Недра, 1967, 223 с. (Тр. СНИИГГиМСа. Сер.Нефтяная геология, вып. 50.
20. Конторович, А. Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972-1012.
21. Котенев, Ю. А. Геолого-промысловый анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи / Ю. А. Котенев, В. Е. Андреев, Ю. П. Ягафаров, В. Г. Щербинин, Ш. Х. Султанов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – 145 с.
22. Котенев, Ю. А. Повышение эффективности эксплуатации залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Ю. А. Котенев, Р. А. Нугайбеков, О. В. Каптелинин. – М.: Недра, 2004. – 236 с.
23. Котенев, Ю.А. Научно – методическое основы повышения эффективности выработки трудноизвлекаемые запасов нефти с применением методов увеличения нефтеотдачи: Диссертация д-ра техн. наук: 25.00.17. – Уфа, 2004. – 314 с.
24. Котенев, Ю.А. Предложения по регулированию системы разработки для повышения выработки слабодренлируемых участков / Ю.А. Котенев, Д.Ю. Чудинова // Разведочная и промысловая геофизика:теория и практика. Сборник докладов Десятой молодежной научно-практической конференции - Уфа: Информреклама, 2015. - № 9. - С. 10-15.
25. Крашенинников, Г.Ф. Учение о фациях / Г.Ф. Крашенинников. – М: 1971. – 368 с.

26. Кудаманов, А.И. Влияние условий седиментации и литогенеза на коллекторские свойства неокотских отложений Сургутского свода ЗападноСибирской плиты/А.И. Кудаманов, К.Г. Скачек // Георесурсы. – 2008. - № 5.С. 40-43

27. Кудинов, В.И. Основы нефтегазопромыслового дела.- Издательство: Институт компьютерных исследований, Издательство Удмуртского университета, Ижевск. 2004 – 720 с.

28. Лифантьев, А.В. Учет неоднородности пластов по проницаемости при компьютерном проектировании разработки нефтяных месторождений: Диссертация к-та техн. наук: 25.00.17. – Бугульма, 2014 - 118 с.

29. Лысенко, В.Д. О неоднородности продуктивных пластов. Вопросы геологии, разработки нефтяного месторождения, гидродинамика и физики пласта / В.Д. Лысенко, Э.Д. Мухарский, Р.Г. Хамзин // тр. ТатНИИ. –Л., 1964.- № 6. – С. 243-252.

30. 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 YKMXKZ.

31. Махныткин, Е. М. Анализ бездействующего фонда скважин как способ эффективного выбора ГТМ / А.К. Зиятдинов, Т.И. Галиев, Е.М. Махныткин // Материалы международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Александра Ивановича Спивака. 23-24 ноября 2023 года, 2023 – С. 128-129.

32. Махныткин, Е. М. Взаимосвязь гидропроводности с фациальными обстановками осадконакопления / Е.М. Махныткин, Д.Ю. Чудинова // Актуальные проблемы науки и техники – 2023: сб. материалов XVI Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых и специалистов (Уфа, 27-31 марта 2023 г.):

в 2 т. /под общ. ред. канд. техн. наук Рабаева Р.У. – Уфа: УНПЦ «Изд-во УГНТУ», 2023. – С. 87-88.

33. Махныткин, Е. М. Влияние геологического строения продуктивных отложений месторождений Среднего Приобья на эффективность геолого-технических мероприятий / Д. Ю. Чудинова, А. Ю. Котенев, Е. М. Махныткин [и др.] // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2023. – № 32. – С. 38-51. – DOI 10.24412/2949-4052-2023-3-38-51. – EDN VZPUFQ.

34. Махныткин, Е. М. Влияние фациальных обстановок на величину коэффициента вытеснения / Д. Ю. Чудинова, А. Н. Халиков, Р. М. Миннихметова // Материалы 74-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ, Уфа, 17–18 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 58. – EDN NGOWBR.

35. Махныткин, Е. М. Выработка запасов нефти из различных фациальных зон пласта / Ю. А. Котенев, Ш. Х. Султанов, Е. М. Махныткин [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 2(267). – С. 41-46. – EDN IMLERY.

36. Махныткин, Е. М. Гранулометрический анализ терригенных отложений васюганской свиты как метод реконструкций условий их формирования / Д.А. Дарментаева, Д.Ю. Чудинова, Е.М. Махныткин / Материалы 73-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. / отв. ред. Р.У. Рабаев. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2022. - С. 67

37. Махныткин, Е. М. Изучение керна меловых отложений методом рентгенофазового анализа (на примере отложений мегионской свиты) / Д.Ю. Чудинова, Е.М. Махныткин, Г.Ф. Ситдикова // Материалы международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Александра Ивановича Спивака. 23-24 ноября 2023 года, 2023 – С. 205-207.

38. Махныткин, Е. М. Изучение литолого-стратиграфических особенностей строения разреза среднего приобья / Л.И. Халиуллина, Е.М. Махныткин, Д.Ю. Чудинова // Актуальные проблемы науки и техники — 2024: сб. материалов XVII Междунар. науч.- практ. конф. молодых ученых и специалистов (Уфа, 25–29 марта 2024 г.) /под общ. ред. д-ра техн. наук Ибрагимова И.Г. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2024. – С. 87-88.

39. Махныткин, Е. М. Использование комплекса методов оценки гидродинамической связи скважин для контроля обводнённости продукции / Е.М. Махныткин, Д.Ю. Чудинова // Актуальные проблемы науки и техники — 2021: сб. материалов XIV Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых (Уфа, 15 марта — 19 марта 2021 г.): в 2 т./под общ. ред. канд. техн. наук Рабаева Р.У. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. - С.120-121

40. Махныткин, Е. М. Использование математического анализа для оптимизации системы поддержания пластового давления в условиях высокого обводнения пласта / Д. Ю. Чудинова, Т. Р. Нагимуллин, Е. М. Махныткин // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Ежегодный сборник научных трудов / Государственное автономное научное учреждение "Институт стратегических исследований Республики Башкортостан" (ГАНУ ИСИ РБ). Том 9 (14). – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью "Издательство научно-технической литературы "Монография", 2020. – С. 239-243. – EDN TEKXBF.

41. Махныткин, Е. М. Ихнофацальный анализ как способ реконструкции формирования продуктивных отложений / Е.М. Махныткин, Д.Ю. Чудинова // Актуальные проблемы науки и техники – 2023: сб. материалов XVI Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых и специалистов (Уфа, 27-31 марта 2023 г.): в 2 т. /под общ. ред. канд. техн. наук Рабаева Р.У. – Уфа: УНПЦ «Изд-во УГНТУ», 2023. – С. 90-92.

42. Махныткин, Е. М. Литолого-палеонтологический анализ как способ диагностики фацальных типов отложений / Е.М. Махныткин, Д.Ю. Чудинова

// Технологии разработки месторождений и моделирование процессов в нефтегазодобычи. Сборник тезисов Международной научно-практической конференции, посвященной памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде (24-27 августа 2023 года). С. 127-128

43. Махныткин, Е. М. Методика оценки влияния фациальных зон пласта на выработку запасов / Д.Ф. Гаймалетдинова, Е.М. Махныткин, Д.Ю. Чудинова // Материалы международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Александра Ивановича Спивака. 23-24 ноября 2023 года, 2023 – С. 188-189.

44. Махныткин, Е. М. Определение фациальных типов отложений на примере пласта ЮС1 / Д.Ю. Чудинова, Е.М. Махныткин, Л.И. Халиуллина // Материалы международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Александра Ивановича Спивака. 23-24 ноября 2023 года, 2023 – С. 207-208.

45. Махныткин, Е. М. Оценка влияния литолого-фациальных особенностей отложений на эффективность выработки запасов нефти / Д. Ю. Чудинова, А. В. Чибисов, Е. М. Махныткин, Р. М. Миннихметова // Вестник евразийской науки. – 2022. – Т. 14, № 6. – EDN VLNHER.

46. Махныткин, Е. М. Оценка методов гидродинамической связи скважин с учетом фациальных особенностей строения месторождения / Е. М. Махныткин, Д. Ю. Чудинова, Н. В. Шабрин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: Сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 25 марта 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 153-156. – EDN NFULUS.

47. Махныткин, Е. М. Построение геологической модели с учетом особенностей формирования продуктивных отложений / Е.М. Махныткин, Д.Ю. Чудинова, Р.М. Миннихметова // Материалы 72-й научно-технической

конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. / отв. ред. Р.У. Рабаев. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2021. – С. 62

48. Махныткин, Е.М. Применение технологий бассейнового моделирования и моделирования углеводородных систем / А.Ф. Шарафутдинов, Е.М. Махныткин, Ю.А. Котенев // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2022 : Материалы VI Международной научно-практической конференции, Тюмень, 22 апреля 2022 года / Отв. Редактор С.Н. Нагаева. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 219-223.

49. Махныткин, Е. М. Применение потокоотклоняющих технологий для увеличения нефтеотдачи пласта / Р. М. Кашфутдинова, Е. М. Махныткин, Д. Ю. Чудинова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Сборник научных трудов. Том 7 (12). – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью "Издательство научно-технической литературы "Монография", 2018. – С. 230-236. – EDN XTJUWT.

50. Махныткин, Е. М. Реконструкция условий формирования васюганской свиты на основе использования комплекса гранулометрического анализа терригенных отложений / С. В. Арефьев, Д. Ю. Чудинова, Ю. А. Котенев, Е.М. Махныткин [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 3(256). – С. 32-36. – EDN KW XKFL.

51. Махныткин, Е. М. Уточнение геологических моделей с учетом осадконакопления отложений / Д. Ю. Чудинова, Е. М. Махныткин // Геомодель 2021 : Материалы 23-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 06–10 сентября 2021 года. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью "ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ", 2021. – С. 85. – DOI 10.3997/2214-4609.202157099. – EDN VUGEIY.

52. Махныткин, Е. М. Уточнение геологической модели продуктивных отложений васюганской свиты на основе изучения условий их формирования /

Д. Ю. Чудинова, Е. М. Махныткин, Н. В. Шабрин [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 9(250). – С. 13-17. – EDN KEQQUX.

53. Махныткин, Е. М. Учет фациальных обстановок при создании геологических моделей / Е. М. Махныткин, Д. Ю. Чудинова // Вестник молодого ученого УГНТУ. – 2022. – № S3(19). – С. 11-16. – EDN OQTMSC.

54. Махныткин, Е. М. Фациальные обстановки и их влияние на распределение коэффициентов вытеснения и охвата пласта заводнением / Е.М. Махныткин, Д.Ю. Чудинова // Материалы 75-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. / отв. ред. И.Г. Ибрагимов. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2024. С. (39)

55. Махныткин, Е. М. Характеристика геологического разреза центральной части западно-сибирской плиты / Е.М. Махныткин, Д.Ю. Чудинова, Р.М. Миннихметова // Материалы 73-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. / отв. ред. Р.У. Рабаев. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2022. - 72 С.

56. Мирзаджанзаде А.Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин – Уфа:Гилем, 1999. – 464 с.

57. Мирзаджанзаде, А. Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа / А. Х. Мирзаджанзаде, Г. С. Степанова. – М.: Недра, 1977. – 228 с.

58. Мирзаджанзаде, А.Х. Техника и технология добычи нефти: Учебник для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Ахметов, А.М. Хасаев, В. И. Гусев. – М.: Недра, 1986. – 382 с.

59. Михайлов, Н. Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. - М.: Недра.- 1992.- 270 с.

60. Михайлов, Н.Н. и др. Физико-геологические проблемы остаточной нефтенасыщенности. М.: Наука, 1993.-173 с.

61. Михайлов, Н.Н. Физико-геологические проблемы доизвлечения остаточной нефти из заводненных пластов. Нефтяное хозяйство, 1997/11, стр.14 – 17.
62. Муромцев, В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. —Л.: Недра, 1984. —260 с.
63. Муслимов, Р.Х. Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): Изд-во «ФЭН» АН РТ. – 2014. – 750 с.
64. Муслимов, Р.Х. Планирование дополнительной добычи нефти и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи – Казань: Изд-во Казанского университета, 1999. – 280 с.
65. Мухаметшин, В.Ш. Группирование нефтяных залежей и его использование для повышения эффективности разработки месторождений // Геология нефти и газа. -1989. - № 11. - С. 22-26
66. Никифоров, В.В. Подбор эффективных геолого-технических мероприятий с учетом литолого-фациальных особенностей осадконакопления продуктивных отложений / В. В. Никифоров, Н. В. Шабрин, А. Р. Шарафутдинов [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: Сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 25 марта 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 191-195. – EDN XNMEAG.
67. Мухаметшин, В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации //Нефтегазовое дело. -2011. - № 4. - С. 47-50.
68. Нугаев, Р.Я. Одновременная раздельная эксплуатация скважин на нефтепромыслах Башкирии / Р. Я. Нугаев, В. А. Рассказов. - Уфа: Башкнигоиздат, 1970. - 127 с.
69. О. С. Чернова «Палеогеографические условия формирования верхнеюрских отложений Усть-Тымской впадины», Томск.: 2010, - 8 с.

70. Орлинский, Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. – М.: Недра, 1977. – 239 с
71. Пермяков, И.Г. Экспресс-метод расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1975
72. Рединг Х.Г. Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А., Эллиотт Т., Шрейбер Б.Ш., Джонсон Г.Д., Болдуин К.Т., Селлвуд Б.У., Дженкинс Х. К., Стоу Д.А.В., Эдуардз М., Митчелл А.Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. Т. 2: Пер. с англ./Под ред. Х. Рединга. — М.: Мир, 1990. — 384 с., ил. ISBN 5-03-000925-6
73. Рухин Л.Б. Гранулометрический метод изучения песков. Л., изд-во ЛГУ, 1947
74. Рухин Л.Б. Основы литологии. М., Гостоптехиздат, 1961
75. Семин, Е.И. Геологическая неоднородность пластов и некоторые способы ее изучения. – Труды ВНИИ, 1962. - № 34. С. 3–43.
76. Скачек, К. Г. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий на основе геостатического анализа с учетом условий образования резервуаров нефти и геологических объектов / К.Г. Скачек, А.Р. Валеев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2008. - № 8. - С. 27-31.
77. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. М., изд-во АН СССР, 1960
78. Султанов Ш.Х. Реконструкция условий осадконакопления и уточнение геологической модели нижнемеловых отложений месторождения северной части Сургутского свода / С. В. Арефьев, Д. А. Шестаков, Д. Ю. Чудинова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 1(361). – С. 28-38. – DOI 10.33285/2413-5011-2022-1(361)-28-38. – EDN MXFFHO.

79. Сургучев М.Л., Сазонов Б.Ф., Колганов В.И. Эффективность современных методов разработки нефтяных залежей. Куйбышев, Куйбышевск. книжн. изд-во, 1962.
80. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
81. Сургучев, М. Л. Методы извлечения остаточной нефти / М. Л. Сургучев, А. Т. Горбунов, Д. П. Забродин. – М.: Недра, 1991. – 347 с.
82. Сургучев, М. Л. О принципах регулирования совместной разработки неоднородных пластов //Тр. Гипровостокнефть. – М.: Недра, 1964. – № 7. – С. 17-25.
83. Сургучев, М. Л. Об увеличении нефтеотдачи неоднородных пластов // Тр. ВНИИ. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – № 19. – С. 102-110.
84. Сургучев, М. Л. Об эффективности импульсного (циклического) воздействия на пласт для повышения его нефтеотдачи // Добыча нефти: матер. НТС. – М.: Недра, 1965. – № 27. – С. 54-61.
85. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М: Недра, 1968. – 308 с.
86. Сургучев, М.Л. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин. - М.: Недра, 1991. - 347 с.
87. Сургучев, М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. – М: Недра, 1968 – 300 с. территорий. - Уфа: УГНТУ, 1997. - 116с.
88. Сургучев, М.Л. О рациональных условиях эксплуатации обводненных скважин // Труды Гипровостокнефти – М.: Недра, 1962. № 9. – С. 92 – 100.
89. Сургучев, М.Л. Факторы, влияющие на состояние остаточной нефти в заводненых пластах / М.Л. Сургучев, Э.М. Симкин. // Нефтяное хозяйство, 1988. - № 9. - С. 31 – 36.

90. Теория нефтегазонакопления / И. И. Нестеров, В. И. Шпильман – М.: Недра. – 1987. – 232 с.
91. Токарев, М. А. Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на крупных объектах разработки: учеб. пособие / М. А. Токарев, Э. Р. Ахмерова, А. А. Газизов, И. З. Денисламов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – 115 с.
92. Токарев, М. А. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений / М. А. Токарев, Э. Р. Ахмерова, М. Х. Файзуллин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – 61 с.
93. Уметбаев, В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1989. – 215 с.
94. Хайрединов, Н.Ш. Геолого-технологическое обоснование и прогнозирование применения методов увеличения нефтеотдачи для крупных нефтегазоносных регионов / Н.Ш. Хайрединов, В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев и др. — Уфа: Изд-во УГНТУ 2000. — 119 с.
95. Ханин, А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / М.: Недра, 1969. – 368 с.
96. Хисамутдинов Н. И. Разработка нефтяных месторождений / Н. И. Хисамутдинов, Г. З. Ибрагимов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – Т. I. –240 с.; Т. II. – 272 с.; Т. III. –149с.; Т. IV–263 с.
97. Шабрин, Н.В. Расчленение и корреляция юрских отложений северо-восточной части Шаимского нефтегазоносного района / А. Р. Шарафутдинов, Е. М. Махныткин, Н. В. Шабрин, А. Н. Халиков // Материалы 74-й научно-технической конференции
98. Ямалетдинова, К.Ш. Разработка научных основ и способов освоения трудноизвлекаемых запасов в режиме смешивающегося вытеснения / К.Ш. Ямалетдинова Диссертация д-ра техн. наук: 25.00.17. – Уфа, 2006 - 352 с.
99. Lithological-paleontological characteristics of the Jurassic and Cretacyte deposits of the fields of the Middle Obi / D. Yu. Chudinova, E. M. Makhnitkin,

Sh. Kh. Sultanov, Yu. A. Kotenev // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 32-38. – DOI 10.5510/ogp20230300884. – EDN CSIKRO.

100. The influence of lithofacies features of a deposit on the efficiency of reserves recovery / S. K. Sultanov, D. Y. Chudinova, A. V. Chibisov [et al.] // Society of Petroleum Engineers - SPE Annual Caspian Technical Conference 2021, CTC 2021, Virtual, Online, 05–07 октября 2021 года. – Richardson, Texas, 2021. – DOI 10.2118/207045-MS. – EDN DJUSMC.