

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

АВТОРЕФЕРАТ

Диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Уфа 2025

Работа выполнена на кафедре «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель: Доктор технических наук, профессор
Котенёв Юрий Алексеевич

Официальные оппоненты: **Лобусев Михаил Александрович**
доктор геолого-минералогических наук, доцент
ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» / кафедра общей и нефтегазопромысловой геологии, профессор

Бакиров Рустам Дамирович
кандидат геолого-минералогических наук
ООО «РН-БашНИПИнефть» / отдел региональной геологии, главный менеджер

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Ухтинский государственный технический университет» (г. Ухта)

Защита диссертации состоится « 20 » марта 2025 года в 11:30 на заседании диссертационного совета 24.2.428.06, созданного при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте <https://rusoil.net/>.

Автореферат диссертации разослан « ____ » _____ 2025 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Павлова Зухра Хасановна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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).

Основные 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

Диссертационная работа состоит из введения, трёх 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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** раскрыта актуальность выбранной темы, определены цель, основные задачи и защищаемые положения научного исследования, сформулирована научная новизна и приведена теоретическая и практическая ценность полученных результатов.

В **первой главе** научной работы приведен обзор научных исследований по вопросам: формирования и распределения остаточных запасов нефти; современных представлений о макро- и микронеоднородности продуктивных пластов, тектоническом строении, и детальной литолого-стратиграфической характеристики продуктивных отложений юрского возраста месторождений Когалымской группы

В настоящее время нет общепринятого мнения о распределении запасов нефти на месторождениях. Однако 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. Гудмestad, 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.

Проведен обзор классификаций распределения остаточных запасов нефти в пласте.

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.

Вопросом влияния геологической неоднородности на выработку запасов занимались множество ученых, из которых можно выделить работы таких авторов как В. Е. Андреев, Р. Х. Муслимов, В. Ш. Мухаметшин, Р. Х. Гильманова, Н. И. Хисамутдинов, Р. Я. Нугаев, С. А. Жданов, Ю. А. Котенев, Е. В. Лозин, А. Х. Мирзаджанзаде, М. А. Токарев, В. С. Муромцев, М. М. Саттаров, К. Г. Скачек, В. С. Славкин, М. Л. Сургучев, К. М. Федоров, М. М. Хасанов, Н. Ш. Хайрединов, Р. Х. Хазипов, Г. Г. Шемин, В. Н. Щелкачев, К. Ш. Ямалетдинова, Д. Ю. Чудинова и других авторов.

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 различным приростом добываемой продукции после применения одинаковых геолого-технических мероприятий.

Для выявления зон с повышенными остаточными запасами основным методом является построение карт плотности остаточных запасов нефти, с использованием гидродинамического моделирования.

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.

Продуктивные пласты юрского возраста входят в состав васюганской и тюменской свит, формирование которых происходило в прибрежно-морской и мелководно-морской частях палеобассейна, представляющих собой неоднородные, расчлененные области.

В тектоническом отношении район исследования по отложениям осадочного чехла состоит из трёх этажей отличающимся тремя различными этапами развития.

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.

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.

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.

Геологический разрез исследуемой территории отличается большой мощностью и сложностью строения. В его основе лежат эффузивно-осадочные породы доюрского возраста, которые перекрыты многочисленными слоями осадочного чехла мезозойско-кайнозойского возраста.

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.

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

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 водах бассейна и осадках имели место сероводородное заражение или дефицит кислорода.

Во **второй главе** приведена информация о геолого-геофизической изученности, палеогеографических особенностях формирования. Проведен анализ скважинной информации с использованием основных методов гранулометрического анализа и геофизических исследований скважин. Приведены результаты исследования влияния фациальных обстановок на структуру фильтрационно-емкостных характеристики пластов-коллекторов.

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, а 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.

Гранулометрический анализ с целью установления условий накопления осадочного материала был проведен по методам Г.Ф. Рожкова, Л.Б. Рухина и К. Бьерликке.

В результате анализа установлено, что формирование отложений происходило преимущественно в прибрежно-морской переходной зоне.

Объекты исследования являются макро- и микронеоднородными 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 фациальных обстановок на распределение фильтрационно-емкостных свойств.

В Таблице 1 приведена краткая характеристика фильтрационно-емкостных свойств по месторождениям.

Таблица 1 – Характеристика фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов месторождений.

Месторождение	Объект	Кп, д.ед.	Кпр, мД.	Расчлененность, ед.	Эффективная толщина, м
Восточно-Придорожное	ЮВ1	0,17 0,11÷0,22	22,15 0,11÷584,66	4 1÷8	7,06 1,60÷13,06
Кочевское	ЮС1	0,15 0,11÷0,21	7,71 0,14÷99,98	7 1÷17	6,26 1,66÷14,78
Тевлинско-Русскинское	ЮС1	0,16 0,12÷0,23	8,43 0,36÷506,60	4 1÷10	6,32 1,08÷13,69
	ЮС2	0,15 0,11÷0,21	6,13 0,16÷169,45	6 1÷19	6,39 0,42÷23,72

Исходя из анализа геологического строения месторождений можно сделать вывод, что объекты исследования характеризуются весьма высокой изменчивостью в плане неоднородности, так объект ЮС1 Кочевского месторождения, находящегося на Северо-Западе исследуемой территории, характеризуется худшими фильтрационно-емкостными свойствами, т.к. на момент формирования отложений в Западной части бассейн осадконакопления характеризовался большей глубиной, по сравнению с остальными частями, что обусловило накопление более тонкого обломочного материала. Объекты ЮС1 и ЮС2 Тевлинско-Русскинского месторождения в плане геологической неоднородности по сравнению с другими характеризуется средними показателями, относительно других. Накопление обломочного материала объекта ЮС1 Тевлинско-Русскинского месторождение происходило в смежной от мелководно-морской до глубоководно-морской обстановки. Накопление обломочного материала объекта ЮС2 Тевлинско-Русскинского месторождение происходило в переходной зоне дельтового комплекса. Объект ЮВ1 Восточно-Придорожного месторождения характеризуется лучшими показателями фильтрационно-емкостных свойств. Накопление обломочного материала объекта ЮВ1 происходило в зоне мелководного шельфа, что обусловило

хорошую сортировку обломочного материала и лучшие фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов.

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.

Продуктивные пласты сформировались в прибрежно-морской и мелководно-морской обстановках, к которым относятся пляжи, барьерные острова, лагуны, приливные протоки, береговые валы пляжа, приливно-отливные отмели и эстуарии.

Описание керна 86 скважин позволило сформировать представление о формировании пластов и достоверно сопоставить с данными электромоделей кривых α ПС.

Для уточнения условий осадконакопления васюганской свиты использован гранулометрический анализ. С целью установления особенностей осадконакопления были использованы методы Г.Ф. Рожкова, Л.Б. Рухина и К. Бьёрликке.

В ходе анализа установлено, что исследуемый объект в пределах изучаемой территории был сформирован преимущественно в прибрежно-морской переходной обстановке.

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.

В пределах изучаемой территории были выделены следующие фациальные типы: фация вдольбереговых регрессивных баров и прибрежных (вдольбереговых) валов; 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.

В результате изучения 1234 скважин с каротажными кривыми сформировалось представление о распространении фациальных тел в межскважинном пространстве. Исходя из понимания геометрии тел были получены карты-схемы распределения фациальных типов пластов.

Пример карты-схемы основных фациальных типов представлена на Рисунке 1.

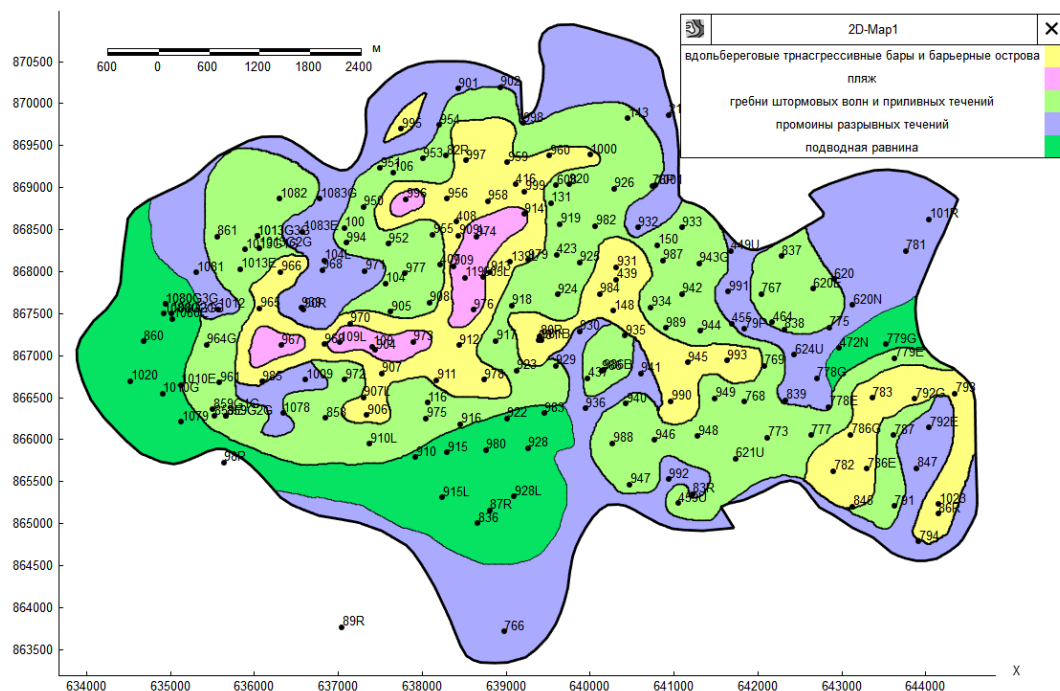


Рисунок 1 – Карта-схема основных фациальных типов Восточно-Придорожного месторождения (пласт ЮВ1)

Распределение фациальных обстановок по площади легло в основу подбора параметров вариограмм для литологического моделирования.

На основании подобранных параметров вариограмм, построенный куб литологии отражает более детальное строение объекта исследования. В кубе, построенном данным методом, учитывается анизотропия фациальных тел и фациальная изменчивость, что наблюдается в свою очередь на разрезах. Более отчетливо выделились песчаные пропластки, многие заглинизированные зоны стали «наполнены» коллектором, более детально выделяются баровые тела и крупные аккумулятивные песчаные формы.

Данный куб лег в основу петрофизического моделирования параметров пористости, проницаемости, нефтенасыщенности.

На Рисунке 2 изображены разрезы по кубам литологии построенным без учета распределения фаций и с учетом, а также приведены гистограммы сравнения распределения коллектора и не коллектора в сравнении со скважинными данными.

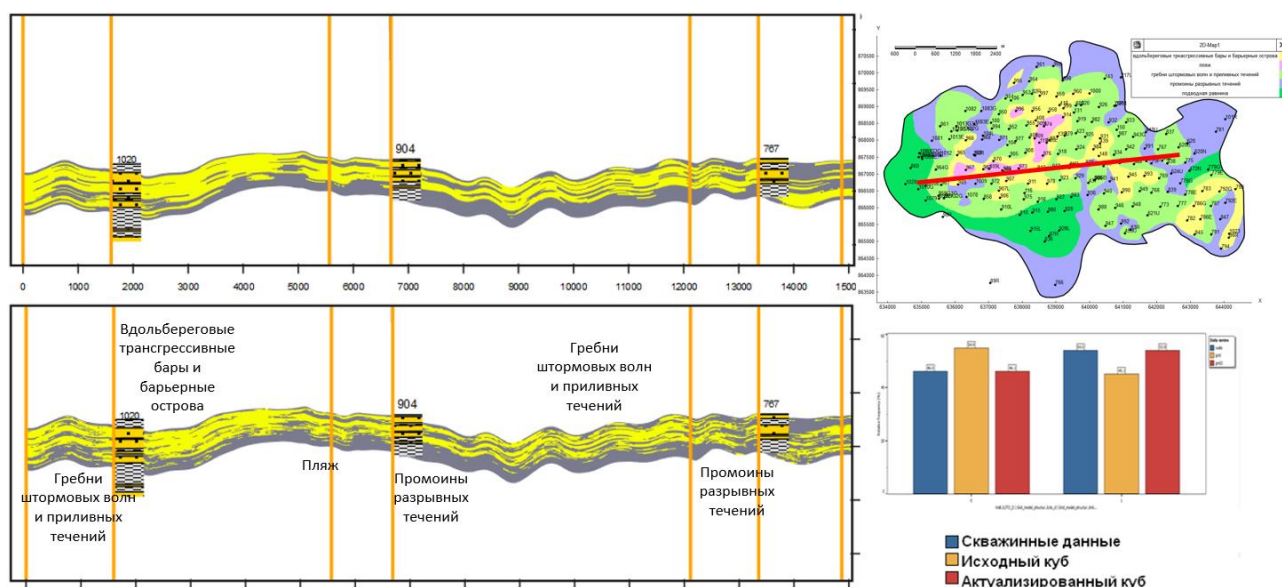


Рисунок 2 – Разрезы по исходному и актуализированному кубу литологии на примере Восточно-Придорожного месторождения

В результате геологического моделирования получена характеристика фильтрационно-емкостных свойств каждой из фациальных обстановок, приведенная в Таблице 2.

Таблица 2 – Сводная характеристика фильтрационно-емкостных свойств фациальных обстановок.

Фация	Проницаемость, мД.	Пористость, %	Песчанистость, д.ед.	Расчлененность, ед.
1	2	3	4	5
Вдольбереговые трансгрессивные бары и барьерные острова	40.71 3.68÷98.38	18 15÷19	0.52 0.27÷0.86	4 2÷8
Пляжи	60.15 1.97÷90.91	18 14÷19	0.53 0.42÷0.68	3 2÷5
Гребни штормовых волн и приливных течений	34.04 2.68÷133.65	17 15÷19	0.46 0.26÷0.74	4 1÷7
Промоины разрывных течений	29.24 1.23÷88.65	17 14÷19	0.56 0.38÷0.90	4 2÷7
Подводная равнина	40.96 4.12÷96.91	17 15÷19	0.57 0.40÷0.75	5 4÷6
Головные части разрывных течений	9.29 0.38÷58.05	13 4÷17	0.36 0.12÷0.71	7 1÷16
Устьевые бары	8.03 2.83÷19.95	16 14÷17	0.47 0.22÷0.91	4 2÷6
Поймы	5.83 0.47÷49.12	15 12÷18	0.21 0.04÷0.65	6 2÷12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Русловые бары	6.59 0.4÷37.52	15 13÷20	0.34 0.09÷0.79	8 2÷19
Болота	3.08 1.22÷5.94	15 13÷16	0.22 0.08÷0.44	4 1÷7
Глинистые отложения мелководья	3.81 0.74÷9.96	15 13÷16	0.29 0.09÷0.56	3 2÷5

В третьей главе приведен анализ влияния лито-фациальных обстановок на эффективность выработки запасов углеводородов и даны рекомендации по улучшению системы разработки для месторождений со схожими свойствами.

Исходя из гидродинамического моделирования были получены карты плотности остаточных запасов нефти. На Рисунке 3 приведен пример карты плотности остаточных запасов нефти Восточно-Придорожного месторождения.

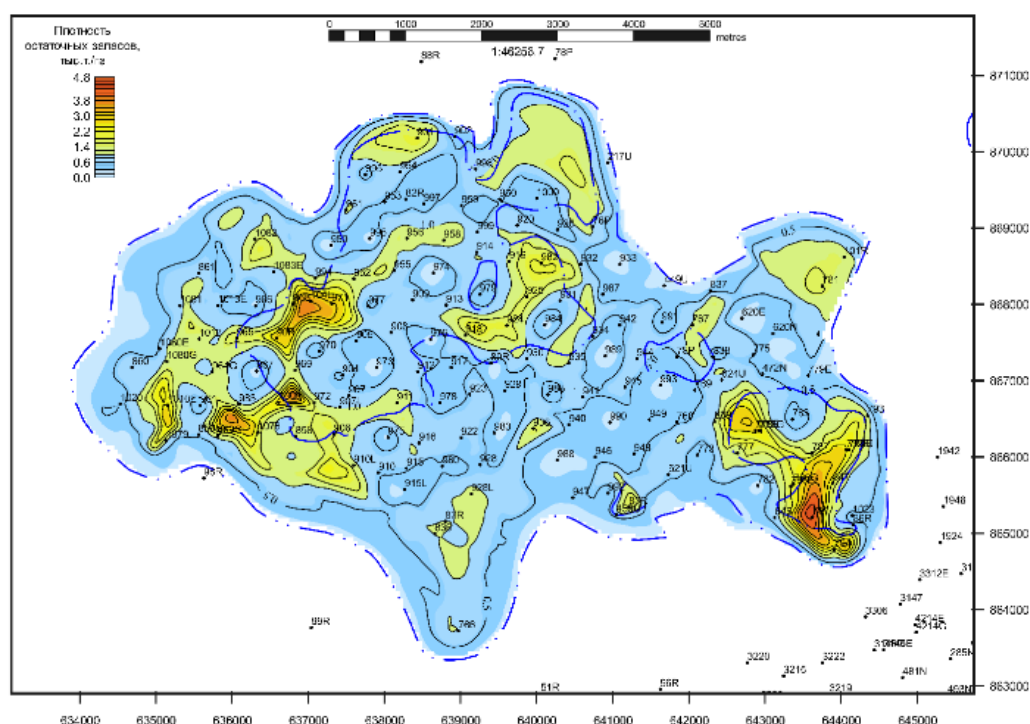


Рисунок 3 – Карта плотности остаточных запасов нефти Восточно-Придорожного месторождения пласта ЮВ1;

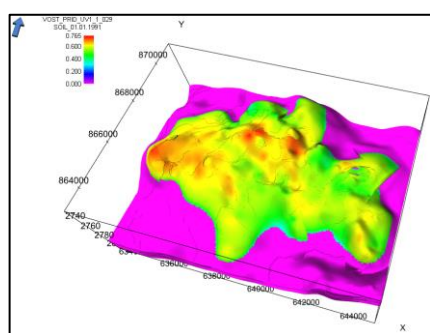
На месторождениях, как правило, определение коэффициента вытеснения производится лабораторными методами путем длительной перегонки воды через нефтенасыщенный образец керна. Коэффициент вытеснения зависит от таких параметров как: проницаемость, физико-химические свойства нефти и вытесняемого агента, структуры порового пространства, минерального состава

слагающих пород и гидрофильности/гидрофобности [6]. Вычисляется по формуле 1:

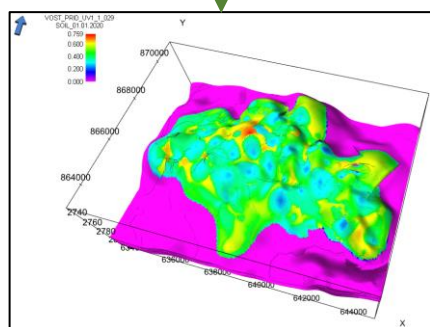
$$K_{\text{выт}} = \frac{V_0 m (1 - \beta_{\text{в.св}} - \beta_{\text{н.ост}})}{V_0 m (1 - \beta_{\text{в.св}})} = \frac{\beta_{\text{н.нач}} - \beta_{\text{н.ост}}}{\beta_{\text{н.нач}}}, \quad (1)$$

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.

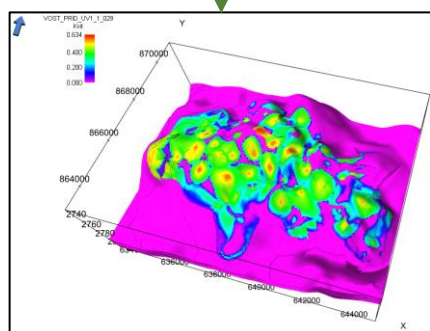
По формуле (1) из геолого-гидродинамического моделирования был рассчитан куб характеризующий степень вытеснения нефти. Алгоритм построения представлен на Рисунке 4.



Получение куба начальной нефтенасыщенности



Получение куба текущей нефтенасыщенности



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

Рисунок 4 – Последовательность построения куба распределения коэффициента вытеснения нефти

Куб распределения коэффициента охвата пласта заводнением был получен делением объема водонасыщенных пропластков выше поверхности ВНК на объем всей залежи, не включая глинистые пропластки. Алгоритм получения куба

распределения коэффициента охвата пласта заводнением представлен на Рисунке 5.

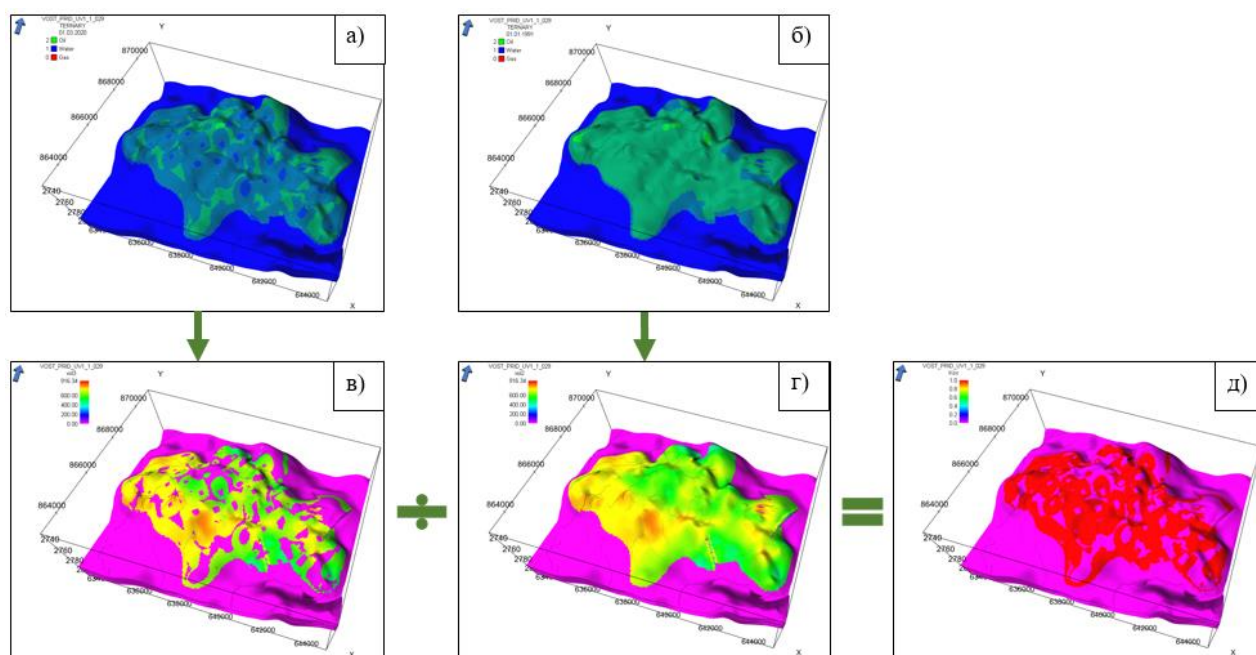


Рисунок 5 – Последовательность построения куба распределения коэффициента охвата пласта заводнением: а) -дискретный куб характера насыщения (конечный); б) - дискретный куб характера насыщения (начальный); в) - куб объема ячеек, охваченных заводнением (конечный); г) – куб объема ячеек залежи в целом (начальный); д) – куб распределения коэффициента охвата пласта заводнением.

Для площадного анализа распределения коэффициентов вытеснения и охвата пласта заводнением с последующим выделением проблемных участков разработки были реализованы карты, полученные из кубов, представленные на Рисунке 6 (на примере Восточно-Придорожного месторождения).

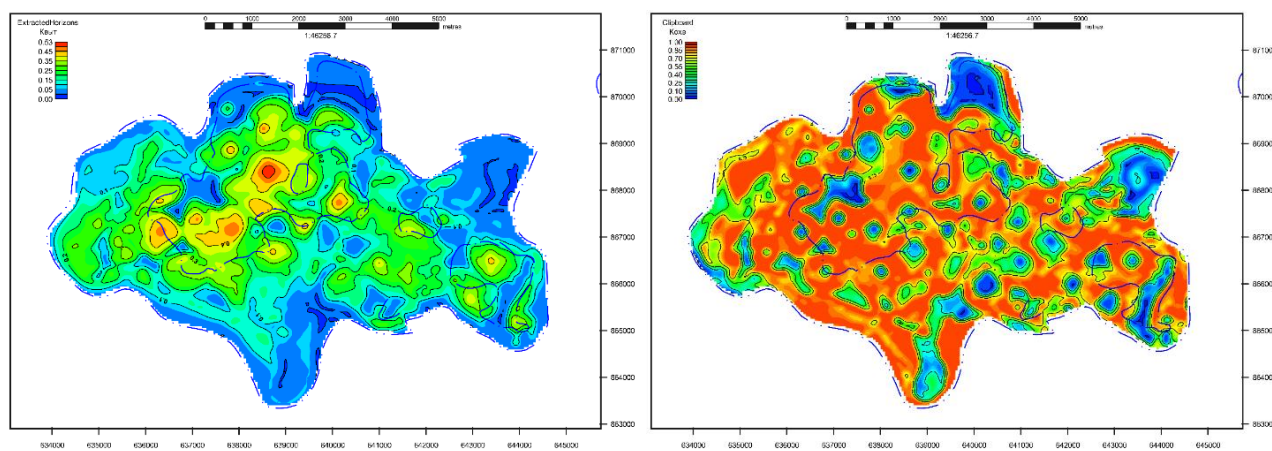


Рисунок 6 – Карта, характеризующая степень вытеснения нефти, д.ед. (слева). Карта распределения коэффициента охвата пласта заводнением, д.ед. (справа).

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.

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.

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

1. Пляжи, а также вдольбереговые трансгрессивные бары, устьевые бары, русловые бары и барьерные острова характеризуются лучшим коэффициентом вытеснения от 0.140 до 0.550 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.

Исходя из анализа влияния фациальных обстановок на коэффициент охвата пласта заводнением были получены следующие результаты:

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.

Рассматриваемая группа месторождений находится на разных стадиях разработки. 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.

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.

Рекомендуется проведение мероприятий по закачке ПАВ в зонах, где коэффициент вытеснения нефти близок к проектному, а также, где другими способами не удалось достичь проектного значения коэффициента вытеснения

нефти для выработки остаточных запасов, представленных пленочной нефтью. Для остальных зон, где коэффициент не достиг проектных значений, рекомендуется продолжение разработки на установившихся режимах.

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 перспективные участки для бурения новых скважин и уплотнения сетки.

Помимо бурения новых скважин для увеличения коэффициента охвата пласта рекомендуется применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХМУН) с применением закачки гелеобразующих составов.

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.

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.

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 РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

В изданиях, входящих в перечень рецензируемых научных изданий ВАК при Министерстве науки и высшего образования:

1. 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 [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 3(256). – С. 32-36. – EDN KWXXKFL.

2. 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.

3. 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.

4. 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.

В изданиях, входящих в международные реферативные базы данных и систем цитирования Scopus:

5. Makhnitkin, E.M. Lithological-paleontological characteristics of the Jurassic and Cretaceous 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.

Публикации в прочих изданиях:

6. 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.

7. 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

8. 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.

9. 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.

10. 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.

11. 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

12. 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 Ибрагимов И.Г. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2024. – С. 87-88.

13. 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

14. Махныткин, Е.М. Ихнофациальный 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.

15. Махныткин, Е.М. 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 студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ, 2023 г. – С. 64.

16. Махныткин, Е.М. Литолого-палеонтологический анализ как способ диагностики фациальных 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

17. 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.

18. 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.

19. 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

20. 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)

21. 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.