

На правах рукописи



ДРУЧИН ВИТАЛИЙ СЕРГЕЕВИЧ

**УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
ШИРОТНОГО ПРИОБЬЯ НА ОСНОВЕ
КОНЦЕПТУАЛЬНЫХ МОДЕЛЕЙ**

Специальность 25.00.12 — Геология, поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Тюмень — 2019

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет»

Научный руководитель: **Курчиков Аркадий Романович** - член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой «Геология месторождений нефти и газа» Тюменского индустриального университета, г. Тюмень

Официальные оппоненты: **Бочкарев Анатолий Владимирович** - доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Промысловой геологии нефти и газа» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Грищенко Марина Афанасьевна - кандидат технических наук, старший эксперт отдела экспертов ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Ведущая организация: Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр им. В.И. Шпильмана», г. Тюмень

Защита диссертации состоится «20» декабря 2019 г. в 16:00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.05 при Тюменском индустриальном университете (ТИУ) по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, Институт геологии и нефтегазодобычи, аудитория 113.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном центре ТИУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72, и на сайте www.tyuiu.ru

Отзывы, заверенные печатью учреждения, в 2-х экземплярах просим направлять по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, ученому секретарю диссертационного совета Д 212.273.05.

Телефон 8(3452)53-94-73, email: semenovtv@tyuiu.ru

Автореферат диссертации разослан «09» ноября 2019 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета



Т.В. Семенова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

В связи с выработкой запасов крупных залежей простого строения, открытых в 70-80 гг. 20 века в Западной Сибири, поддержание ресурсной базы нефтегазодобывающих компаний в ближайшем будущем будет возможно за счет доразведки на освоенных глубинах залежей углеводородов, связанных с ловушками неантиклинального типа. В связи с этим задачи по выявлению закономерностей формирования и локализации участков улучшенных свойств на уже выявленных неструктурных залежах, ранее не вовлеченных в разработку, являются важными направлениями научных исследований.

В работе сформулированы методические подходы по построению геологических моделей и оценке запасов залежей неструктурного типа в ачимовской толще, васюганской и тюменской свитах. Доказано, что достоверность основных параметров геологической модели (эффективная, нефтенасыщенная толщина, ФЕС, ВНК) существенно повышается после учета в геологической модели концептуальных представлений о её строении.

Степень разработанности темы исследования

Значительный вклад в изучение неантиклинальных залежей нефти внесли А.А. Бакиров, В.Б. Белозеров, К.К. Гостинцев, В.А. Гроссгейм, И.М. Губкин, Ш.М. Гусейнов, А. Леворсен. Особенности геологического строения залежей неантиклинального типа Широкого Приобья освещены в работах В.Н. Бородкина, Ф.Г. Гурари, В.П. Игошкина, А.Э. Конторовича, А.Р. Курчикова, О.Г. Мкртчана, А.Г. Мухер, Г.П. Мясниковой, А.А. Наумова, А.А. Нежданова, И.И. Нестерова, Ф.К. Салманова, В.И. Шпильмана.

Авторами глубоко проработаны вопросы седиментации отложений осадочного чехла Широкого Приобья, распределения фильтрационно-емкостных свойств по латерали и разрезу продуктивных пластов, выявлены закономерности геологического строения влияющие на показатели разработки, определены характерные типы залежей.

При этом в практике работ по подсчету запасов неантиклинальных залежей установленные исследователями особенности строения различных стратиграфических подразделений используются редко ввиду ограниченности исходного набора геолого-геофизической информации.

Цели и задачи

Целью работы является повышение достоверности геологических моделей неантиклинальных залежей нефти месторождений Широтного Приобья за счет использования концептуальных моделей, уточнения подходов к детальной корреляции, объектно-ориентированной интерпретации материалов сейсморазведочных работ, учета промысловых данных.

Для достижения поставленной цели автором сформулированы задачи:

1. Дать оценку степени изученности неантиклинальных залежей нефти в отложениях ачимовской толщи, васюганской и тюменской свит;
2. Систематизировать представления о формировании среднеюрских, верхнеюрских и ачимовских отложений на территории Широтного Приобья;
3. Рассмотреть подходы к корреляции прерывистых пластов. Показать изменение корреляции при учете представлений об осадконакоплении с привлечением материалов сейсморазведочных работ и промысловых данных;
4. Провести анализ причин высокой обводненности эксплуатационных скважин в чисто нефтяных зонах залежей после проведения ГРП;
5. Оценить перспективы нефтеносности пласта Ю₁ за границами неантиклинальных залежей, числящихся на государственном балансе;
6. Построить геологические модели и определить перспективные участки для поиска неантиклинальных залежей на Имилорском месторождении.

Научная новизна

Систематизированы основные особенности залежей неантиклинального типа, характерные для отложений ачимовской толщи, васюганской и тюменской свит на месторождениях Широтного Приобья. Разработан алгоритм

анализа данных при построении геологических моделей, позволяющий увязать геолого-промысловую информацию на основе концептуальных моделей;

Впервые на территории Широкого Приобья построена геологическая модель месторождения, приуроченного к отрицательному структурному элементу (Имилорское месторождение);

Автором разработана концептуальная модель для залежей нефти пласта Ю1 в пределах Северо-Покачевского и Покачевского месторождений, позволяющая объяснить существенный (более 50 м) перепад уровня ВНК.

Теоретическая и практическая значимость работы

При непосредственном участии автора выполнены 10 промышленных подсчетов запасов, создано и актуализировано более 132 геологических 3D моделей, которые прошли успешную апробацию в ФБУ «ГКЗ». Результаты промышленных подсчетов запасов легли в основу проектных документов по разработке. Применение предложенных в работе методик и подходов способствовало повышению достоверности геологических моделей, вовлечению запасов в разработку, открытию трех залежей нефти.

Выводы и рекомендации, изложенные в диссертационной работе, опубликованы в 21 научно-исследовательском отчете, приняты к использованию при планировании геологоразведочных работ и сопровождении эксплуатационного бурения на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз» и ТПП «Покачевнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Методология и методы исследования

В работе использовались как традиционные методы геометризации, так и предложенные автором приемы. Методологическая база работы основана на данных бурения более 1500 скважин, результатах интерпретации 15 сейсмических съемок 3D, в том числе широкоазимутальной съемки 3D Имилорского месторождения, исследованиях керна по 120 скважинам, 22 отчетах о трассерных исследованиях.

При выполнении диссертационной работы привлекались материалы производственных организаций, результаты собственных исследований, опубликованные работы по данной проблеме. Для обработки данных использованы профессиональные пакеты программ Геопоиск, Isoline, Irap RMS.

В работе автором использовались следующие методические приемы:

- 1) корреляция с учетом временных сейсмических разрезов;
- 2) построение геологических моделей с использованием динамических атрибутов и спектральной декомпозиции;
- 3) выбор концептуальной модели строения неантклиналильной залежи;
- 4) построение основной и альтернативной модели залежи.

Положения, выносимые на защиту:

1. Обоснованная на основе концептуальных моделей залежей оптимальная последовательность работ по обобщению разнородной и разномасштабной геолого-геофизической и промысловой информации повышает достоверность геологических моделей;

2. Концептуальная модель залежей ачимовской толщи позволяет решать задачи геометризации, получения достоверных фильтрационно-емкостных параметров и оценки перспектив нефтеносности в пределах отрицательных структурных элементов;

3. Использование концептуальных моделей для отложений тюменской, васюганской свит и ачимовской толщи повышает достоверность прогноза уточнения контуров существующих и открытия новых залежей нефти. По результатам бурения рекомендованных скважин выполнены приросты запасов и открыты новые залежи нефти.

Степень достоверности и апробация результатов работы

Достоверность результатов работы подтверждается большим количеством неантклиналильных залежей, на которых опробованы методики уточнения геологического строения, предлагаемые в работе. Положительной оценкой предложенных геологических моделей при экспертизе Федеральном

бюджетном учреждении «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых». Расширением контуров нефтеносности по результатам бурения рекомендованных разведочных скважин.

Основные положения диссертации докладывались на X, XI, XIII конференции молодых ученых и специалистов ООО "КогалымНИПИнефть" (2010, 2011, 2014 гг.), XVIII, XIX, XXI, XXII научно-практической конференции "Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры (2014, 2015, 2017, 2108 гг.), X научно-практической конференции посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета (2016 г.), Всероссийской научно-практической конференции «Трудноизвлекаемые запасы природных углеводородов: настоящее и будущее» (2017 г.), 20 научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2018».

Публикации

Научные результаты изложены в 18 научных публикациях по теме диссертации, из которых 7 работ опубликованы в журналах, включенных в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Работа изложена на 153 страницах машинописного текста, содержит 1 таблицу и 112 рисунков. Библиография включает 136 наименований работ отечественных и зарубежных авторов.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В главе 1 «Характеристика ресурсной базы месторождений Широтного Приобья» рассмотрено состояние ресурсной базы месторождений нефти ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Показано, что в первую очередь осваиваются залежи простого строения, приуроченные к крупным

положительным структурам, характеризующиеся выдержанными эффективными толщинами и фильтрационно-емкостными свойствами. При этом значительные запасы углеводородов, приуроченные к залежам в отложениях ачимовской толщи, тюменской и васюганской свит практически не вовлекаются в разработку. Эти залежи характеризуются сложным геологическим строением, контролируются не столько структурным планом, сколько зонами отсутствия коллекторов и тектоническими экранами.

По мере накопления геолого-промысловой информации геологическая модель неоднократно перестраивается. Схематично изменение представлений о строении залежи пласта Ю₁ представлено на рис. 1. Первоначальная антиклинальная модель (рис. 1А) после бурения новых разведочных скважин была перестроена с выделением линз, имеющих самостоятельные уровни ВНК (рис. 1Б). После бурения эксплуатационных скважин по материалам сейсморазведочных работ в геологической модели выявлены тектонические нарушения, контролирующие нефтеносность (рис. 1В). Трансформация геологической модели проходила на протяжении 7 лет. Риски существенного изменения параметров модели тормозят ввод подобных залежей в разработку.

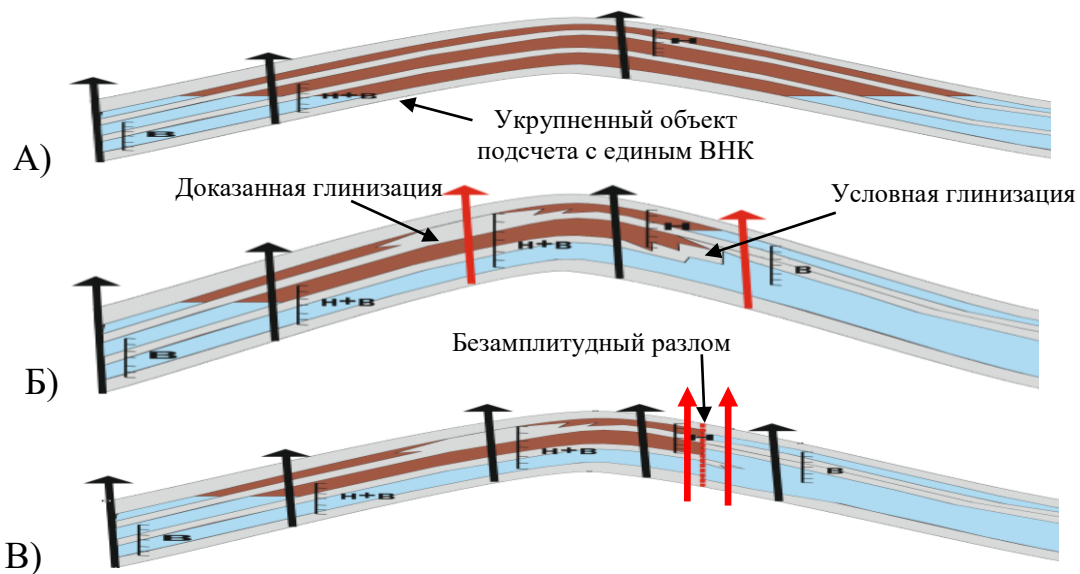


Рисунок 1 - Изменение в представлении о строении залежи А) этап разведки; Б) уплотнение скважин – выявление литологических ограничений; В) тектонические ограничения

Построение на одном наборе исходных данных альтернативных геологических моделей полезно для оценки рисков, позволяет оценить достоверность геологической модели и скорректировать стратегию разведочного и эксплуатационного бурения. Качественное улучшение прогнозов геологических параметров, исходя из опыта разведки и разработки неантиклинальных залежей нефти зависит от выбора верной концептуальной модели, заложенной в основу построений.

В конце главы 1 приводятся сведения о текущем состоянии, задачах и перспективах работ по геологическому моделированию.

В главе 2 «Концептуальные модели строения неокомского и верхнеюрского и среднеюрского комплекса в Широтном Приобье» отмечено, что в настоящее время исследователями проведен значительный объем работ, включающий в себя анализ исследований керна, материалов геофизических исследований скважин и сейсморазведочных работ, данных по разработке, которые несут в себе информацию о строении залежей нефти. Систему знаний о геологическом объекте, увязывающую всю накопленную на нем и месторождениях-аналогах геолого-геофизическую и промысловую информацию на основе седиментологии, в диссертационной работе предложено называть концептуальной моделью.

Для ачимовских отложений описаны классические представления о клиноформном строении, сформулированные в работах А.Л. Наумова, уточненные материалами сейсморазведочных работ и сиквенс-стратиграфическими представлениями.

На основании лабораторных экспериментов и описания кернового материала были описаны два основных способа отложений коллекторов в неантиклинальных залежах ачимовской толщи: тела турбидитов и дебритов (рис. 2). Физическое моделирование показало, что турбидиты образуют веерообразные тела, занимая значительные площади, а дебриты формируют локальные языки. Форма участков с различным характером насыщения в

пределах залежей во многом повторяет форму турбидитов и дебритов. Сделан вывод о том, что при площадной межскважинной интерполяция для пластов ачимовской толщи на разведочном этапе не получается корректно отразить особенности строения коллекторов пласта. Использование результатов физического моделирования при построении геологических моделей является актуальной практической задачей.

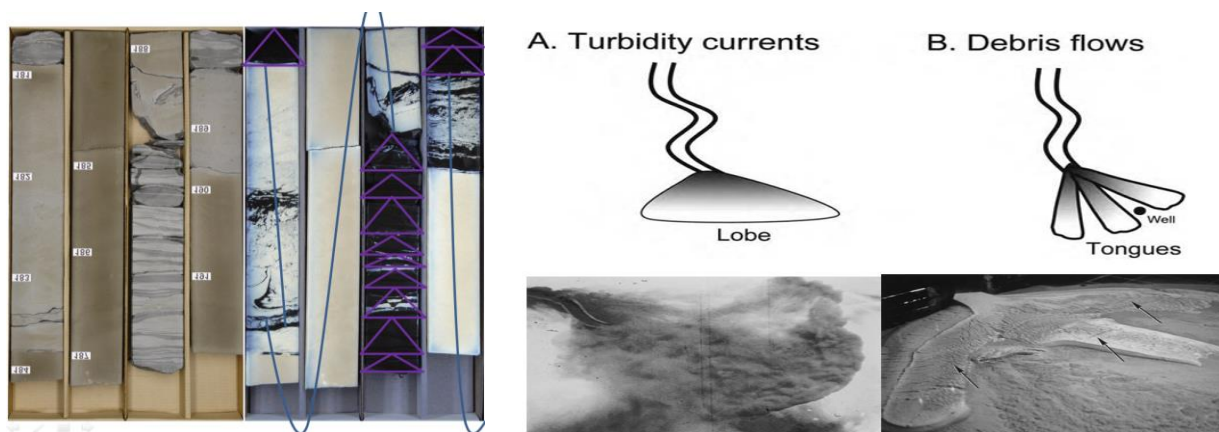


Рисунок 2 - Соотношение турбидитных и дебритных слоёв в керне Имилорского месторождения, экспериментальные модели отложения осадков

Концептуальные модели неантиклинальных залежей в отложениях пласта Ю₁ васюганской свиты представлены косослоистой и блоковой моделями. Различный характер насыщения коллекторов, расположенных на одинаковых абсолютных отметках в пределах залежей, требует определения дополнительных критериев для оконтуривания продуктивных участков. В практической работе сложность вызывает выбор концептуальной модели, так как от этого существенно зависит итоговая оценка запасов и геометрия залежи. Капиллярные барьеры в работе предлагается учитывать как осложняющий фактор.

Концептуальная модель отложений тюменской свиты предполагает наличие увеличенных толщин коллекторов с высокими ФЕС в линзовидных песчано-алевролитовых телах в зонах развития русловых фаций. Выделение «палеорусел» проводят с использованием таких методов сейсморазведочных работ как спектральная декомпозиция и сейсмофациальный анализ. Актуальной

практической задачей является дифференцированная оценка запасов в зоне «русел» и зоне «поймы» для определения подходов к разработке этих запасов.

В главе 3 «Направления работ по повышению достоверности геологических моделей неантиклинальных залежей» автором описаны методические приемы, применяемые в практике работ по подсчетам запасов, для уточнения геологического строения неантиклинальных залежей нефти.

Основой геологической модели является межскважинная корреляция. В диссертационной работе представлен пример изменения корреляции Имилорского месторождения после привлечения материалов СРР и анализа результатов разработки залежи (рис. 3).

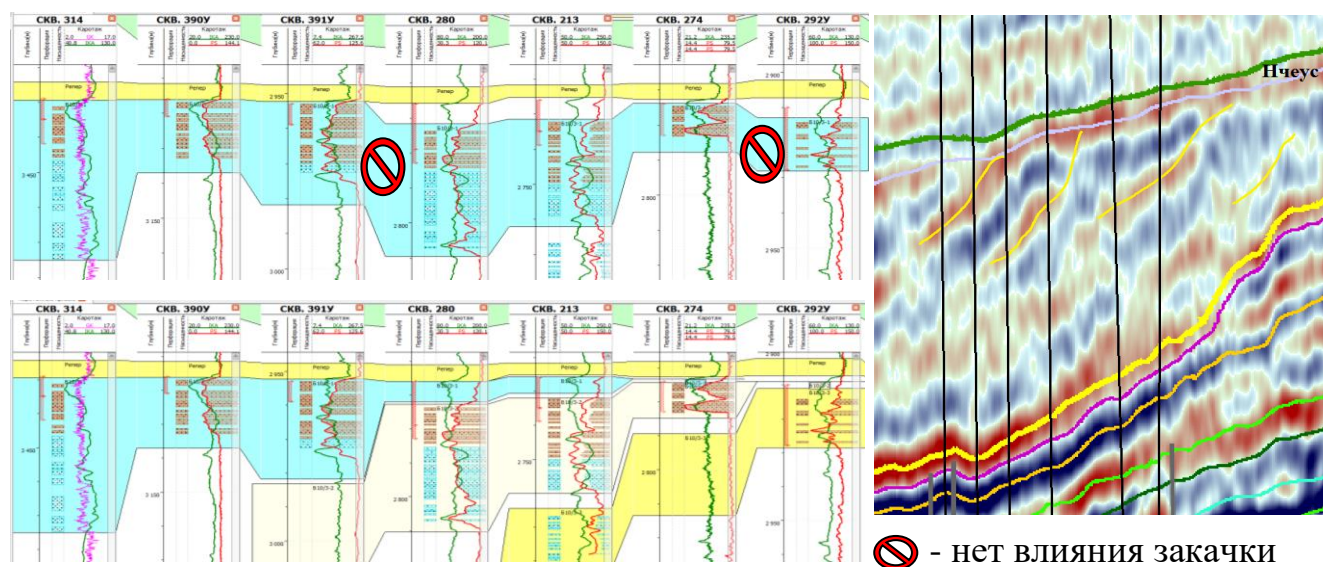


Рисунок 3 - Уточнение корреляции на основе материалов СРР с учетом промысловых данных

По результатам корреляции с привлечением всей геолого-геофизической и промысловой информации выявлены 4 уровня клиноформ в ачимовских отложениях (рис. 4). В подсчете запасов учтены 3 крупномасштабные клиноформы, которые оказывают значительное влияние на распределение и перемещение флюида в пласте. Клиноформы третьего уровня – линзы, приуроченные к зонам турбидитных потоков, выделяемые по материалам сейсморазведочных работ, определяют различные уровни водонефтяного контакта в пределах подсчитанного объекта.

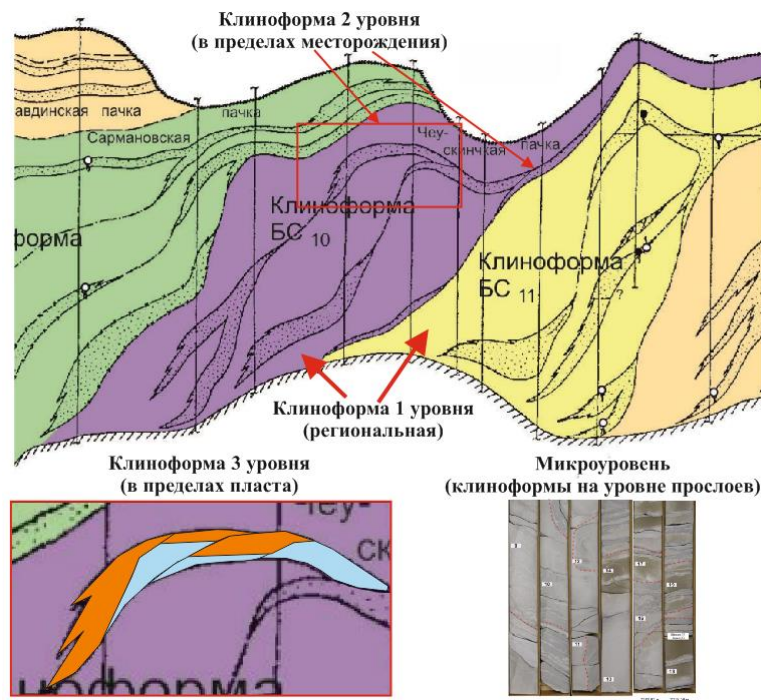


Рисунок 4 - Иерархия клиноформ пласта BC₁₀ Имилорского месторождения

В разделе, посвященном использованию материалов сейсморазведочных работ, описаны амплитудный, сейсмофациальный и спектральный анализ, с помощью которых возможно прогнозировать распределение по площади параметров геологической модели и обосновать положение зон улучшенных ФЕС, тектонические, литологические и стратиграфические границы. Существенное снижение погрешности прогноза эффективных толщин при планировании эксплуатационного бурения показано на примере Покачевского нефтяного месторождения (рис. 5).

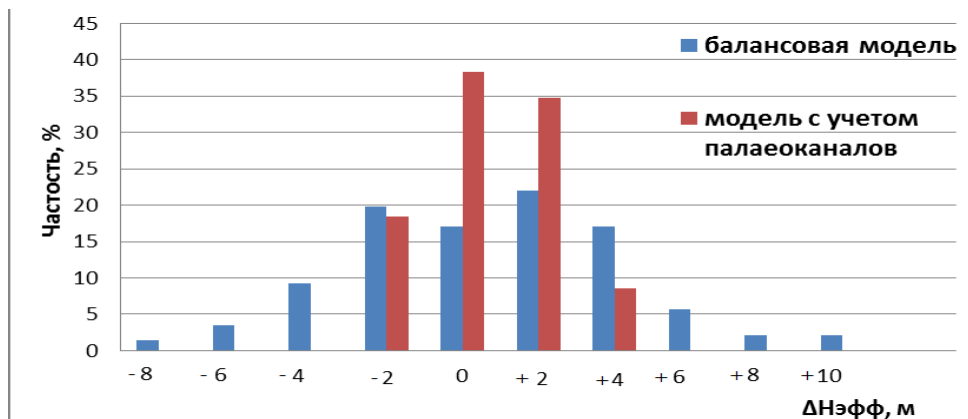


Рисунок 5 - Относительная ошибка прогноза эффективных толщин в геологических моделях до и после учета концептуальной модели

В главе 4 «Практическая реализация концептуальных моделей при геометризации неантиклинальных залежей и оценке запасов» приводятся практические примеры уточнения геологических моделей.

На Имилорском месторождении, приуроченному к отрицательному структурном элементу – Имилорскому прогибу, использование сейсмических прогнозов и концептуальных моделей позволило локализовать участки увеличенных нефтенасыщенных толщин и рекомендовать заложение в них кустов эксплуатационных скважин (рис. 6). На сегодняшний день на месторождении пробурено более 300 скважин. Открыты 3 новые залежи нефти.

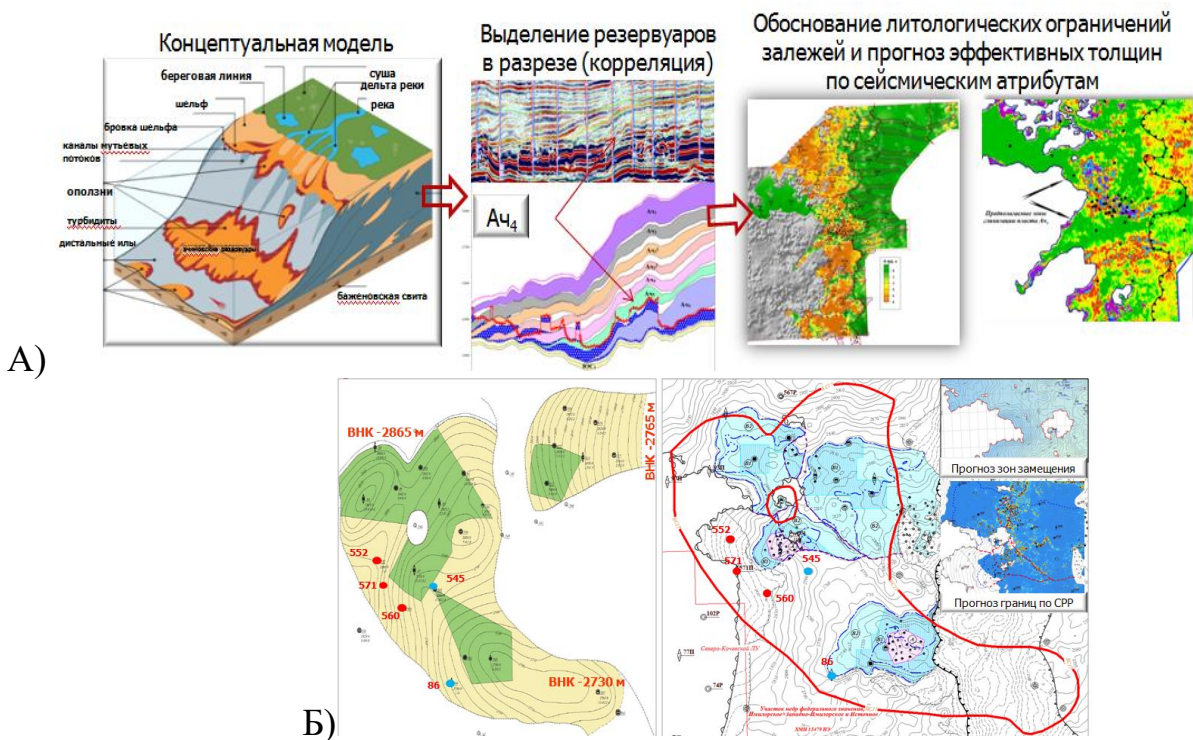


Рисунок 6 - Схема построения ГМ при ПЗ Имилорского месторождения (А);
трансформация геологической модели пласта А₄₁ (Б)

Для Северо-Покачевского и Покачевского месторождений автором разработана принципиальная схема формирования пласта Ю₁¹ (рис. 7), которая позволяет дать объяснение неравномерному насыщению пласта.

На первом этапе формирования пласта Ю₁¹ в зависимости от палеорельефа происходит формирование песчаных тел с ограниченной латеральной сообщаемостью. Неравномерно заполняя пониженные формы

рельефа, осадки формировали пласт различной толщины и степени сортировки зерен. Уменьшение толщины осадков на отдельных участках указывает на то, что периодически они поднимались достаточно высоко, подвергались размыву и переносились в пониженные и более спокойные участки морского дна.

На втором этапе, перед наступлением «георгиевской» трансгрессии, происходили разнонаправленные вертикальные движения, приведшие к переотложению верхней части пласта Ю₁¹. Поскольку в этот период на значительной территории условия осадконакопления были одинаковыми (неровности палеорельефа сивелированы на первом этапе), песчаный материал прорабатывался и разносился на большую территорию. Формировался достаточно выдержанный верхний интервал Ю₁^{1a}, характеризующийся улучшенной, по сравнению с нижним, латеральной сообщаемостью и высокими ФЕС.

В соответствии с представленной схемой формирования резервуара Ю₁¹ последовательность формирования залежей нефти в этом объекте можно представить следующим образом. Верхний зональный интервал (Ю₁^{1a}), залегающий непосредственно под нефтематеринской породой, рассматривается как транзитный при формировании залежи. Нефть, насыщая верхний интервал, через гидродинамические окна поступает в нижний зональный интервал (Ю₁^{1b}), формируя скопления с разными уровнями ВНК. В связи со слабой латеральной сообщаемостью, вследствие фациальной изменчивости, положение водонефтяного контакта в нижнем зональном интервале не принимает горизонтального положения.

Предложенная схема также объясняет причины высокой скорости прохождения индикаторов от нагнетательных к реагирующим скважинам при проведении трассерных исследований на участках с различным уровнем ВНК.

Для проверки предложенной модели за утвержденным контуром нефтеносности были пробурены разведочные скважины 227Р и 239Р (рис.7В). Рекомендовано продолжить бурение разведочных скважин на запад с целью объединения залежей Покачевского и Северо-Покачевского месторождений.

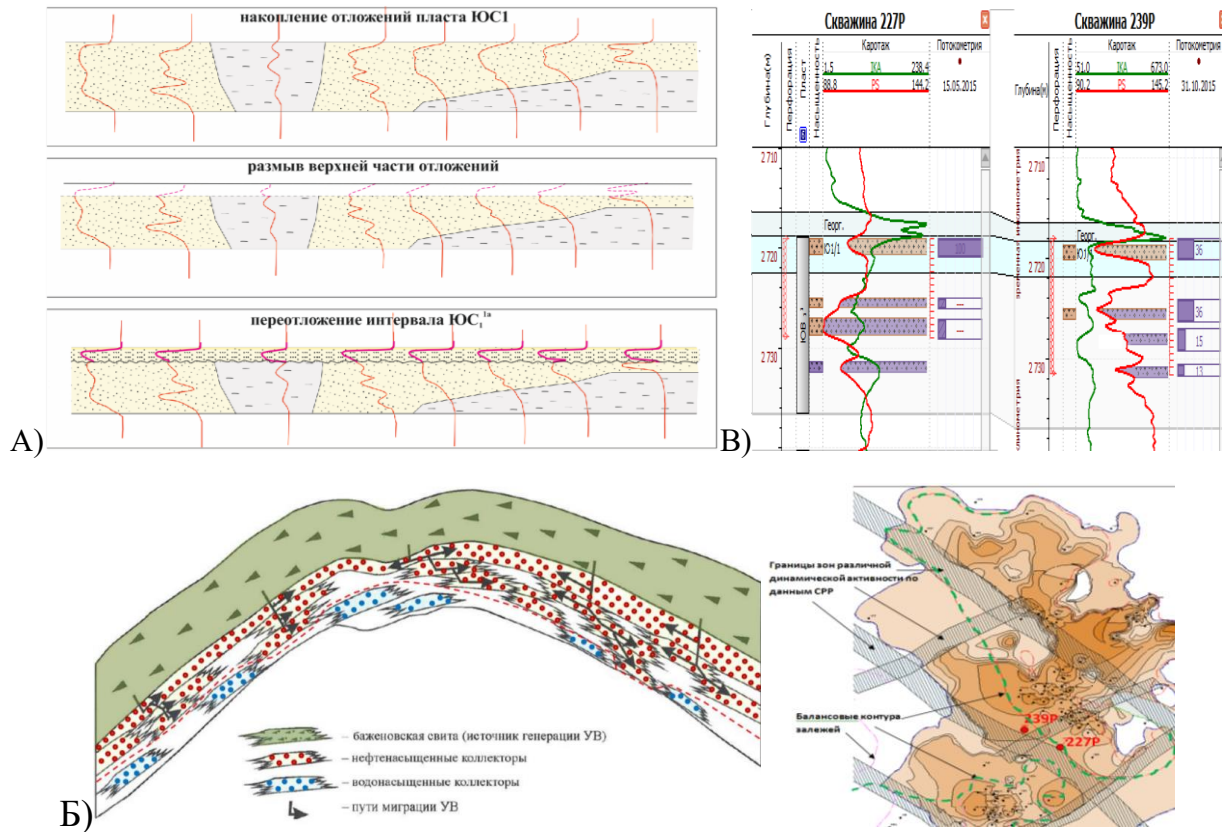


Рисунок 7 - Принципиальная схема формирования и заполнения нефтью пласта Ю₁¹

В конце главы схематично для каждого из рассмотренных в работе типов отложений показаны алгоритмы работ по выявлению основных закономерностей строения неантиклинальной залежи для учета их в геологической модели. В начале работ предлагается по промысловым данным выявить проблемные для разработки залежи участки, а последующие этапы, включающие интерпретацию материалов сейсморазведки, уточнение детальной корреляции, анализ исследований керна и геометризацию залежи рекомендуется проводить с детальным анализом «проблемных» зон. Ориентированный на решение существующих проблем разработки процесс геологического моделирования повышает достоверность геологической модели и позволяет минимизировать риски последующего эксплуатационного бурения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты диссертации заключаются в следующем:

1. Дано определение концептуальной геологической модели месторождения как системе знаний о продуктивном пласте, увязывающей геолого-геофизическую и промысловую информацию на основе седиментологии природного резервуара. Рассмотрены существующие концептуальные модели строения залежей в клиноформном ачимовском комплексе, васюганской и тюменской свитах;

2. Показана возможность построения геологической модели месторождения, приуроченного к отрицательной структуре. В качестве ограничений залежей углеводородов используются 5 различных типов границ, каждая из которых имеет свои характеристики и отражает особенности формирования ловушки.

3. Предложена двухстадийная модель формирования пласта Ю1 апробированная на Покачевском и Северо-Покачевском месторождениях.

4. Автором проведен анализ возможных причин высокой обводненности эксплуатационных скважин в чисто нефтяных зонах залежей после проведения ГРП. Предложены варианты построения трехмерных геологических моделей, учитывающие особенности геологического строения залежей.

5. Уточнены алгоритмы работ по анализу геолого-промысловой информации с целью построения геологической модели, соответствующей седиментологическим особенностям строения природного резервуара.

Список работ, опубликованных по теме диссертации

Статьи, опубликованные в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Дручин В.С. Выбор оптимальной методики геометризации прерывистых коллекторов. / В.С. Дручин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2010. - № 5. - С. 35-39.

2. Дручин В.С. Построение модели литологии пласта АВ₂ Покачёвского месторождения на основе комплексирования данных ГИС и сейсморазведки. / Н.Г. Аржиловская, М.О. Васильев, В.С. Дручин, А.А. Музыченко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2013. - № 9. - С. 56-60.

3. Дручин В.С. Анализ неопределенностей геологической модели на примере Свободного месторождения. / Н.Г. Аржиловская, М.О. Васильев, В.С. Дручин, О.А. Коврижных, А.А. Музыченко. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2013. - № 9. - С. 60-65.

4. Дручин В.С. Особенности геологического строения пласта ЮВ₁¹, влияющие на распределение нефтенасыщенности. / Н.Г. Аржиловская, В.С. Дручин, С.Ф. Панов, А.А. Музыченко. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2014. - № 10. - С. 7-12.

5. Дручин В.С. Изучение наклонного ВНК в пределах Грибного месторождения с целью поиска перспективных зон нефтеносности. / А.С. Нафикова, В.С. Дручин, П.В. Хлызов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2015. - № 9. - С. 35-41.

6. Дручин В.С. Прослеживание зональных глинистых покрышек в ачимовской толще Имилорского месторождения. / В.С. Дручин, Р.Н. Хасанов, В.И. Шаламова, А.С. Осипенко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2017. - № 9. - С. 7-12.

7. Дручин В.С. Уточнение и оценка достоверности геологической модели по результатам сопровождения эксплуатационного бурения (на примере пласта ПК18 Пяяхинского месторождения) / П.А. Боронин, В.Ф. Гришкевич, В.С. Дручин, С.В. Лагутина, А.Г. Лаптей, Е.В. Панина. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2018. - № 9. - С. 46-54.

Статьи, опубликованные в прочих изданиях:

8. Дручин В.С. Перспективы нефтеносности меловых отложений юга Тюменской области. / В.С. Дручин // Новые технологии - нефтегазовому

региону: материалы Всероссийской научно-практической конференции. - Тюмень: ТюмГНГУ. - 2010. - Т.1. - С. 12-14.

9. Дручин В.С. Уточнение геологического строения на основе палеофациального анализа Демьянского ЛУ. / А.А. Гладышев, В.С. Дручин // сборник докладов Кристаллы творчества материалы докладов Студенческой академии наук. Тюмень. ТюмГНГУ. - 2010. - С. 45-48.

10. Дручин В.С. Особенности построения 3D модели литологии с учетом геологической информации на примере пласта ЮВ₁¹ Северо-Покачевского месторождения. / В.С. Дручин // Материалы XI конференции молодых ученых и специалистов, посвященной 15-летию ООО «КогалымНИПИнефть», Тюмень: - 2011. - С. 45-52.

11. Дручин В.С. Уточнение модели фильтрационно-емкостных свойств участков залежей при сопровождении эксплуатационного бурения (на примере Покачевского и Северо-Покачевского месторождений). / В.С. Дручин // сб. докл. III науч.-практ. конф. Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень: - 2011. - С. 14-18.

12. Дручин В.С. Комплексная оценка запасов геологической модели на примере Свободного месторождения. / Н.Г. Аржиловская, М.О. Васильев, В.С. Дручин, О.А. Коврижных, А.А. Музыченко // XIII конференция молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. сб. докл., Шадринск: - 2014. - С. 3-10.

13. Дручин В.С. Опыт использования карт динамических параметров при создании трехмерных секторных геологических моделей (на примере пласта АВ₂ Покачевского месторождения). / Н.Г. Аржиловская, М.О. Васильев, В.С. Дручин, А.А. Музыченко, С.В. Рассамагина // XIII конференция молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени: сб. докл., Шадринск: - 2014. - С.11-18.

14. Дручин В.С. Факторы геологического строения залежей пласта Ю₁¹, влияющие на распределение нефтенасыщенности и извлечение нефти. / В.С. Дручин // XVIII научно-практическая конференция «Пути реализации

нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры», Ханты-Мансийск: - 2015. - С. 254-261.

15. Дручин В.С. Обоснование геологических моделей залежей Имилорского месторождения. / В.И. Шаламова, В.С. Дручин, В.Е. Касаткин, С.В. Лагутина, В.Ф. Гришкевич, Н.В. Гильманова // IV научно-практическая конференция «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности» сб. докл., Тюмень: - 2017. - С. 52-60.

16. Druchin V. Geological Models for the Implementation of Adaptive Exploration and Fast-Tracking Field Development of Oil Pools in Imilor-Istochny License Area / V. Kasatkin, V. Shalamova, V. Druchin // <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-176635-RU>.

17. Дручин В.С. Уточнение геологического строения ачимовских отложений Кочевской группы месторождений (приведение к единой индексации). / В.С. Дручин, Н.Г. Аржиловская, С.В. Рассамагина, А.С. Нафикова, П.В. Хлызов, Н.В. Белов // XXI научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры», Ханты-Мансийск: - 2018. - С. 133-142.

18. Дручин В.С. Выявление перспективных участков неантиклинальных залежей нефти Широкого Приобья за счет создания концептуальных моделей. / В.С. Дручин, М.Р. Мазитов // XXI научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры», Ханты-Мансийск: - 2018. - С. 253-260.