

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

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

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
член-корреспондент РАН,
доктор геолого-минералогических наук
Курчиков А.Р.

Тюмень — 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
Глава 1. Характеристика ресурсной базы месторождений Широного Приобья.....	9
1.1. Общие сведения о нефтегазоносности Широного Приобья.....	9
1.2. Состояние ресурсной базы и уровень вовлечения в разработку залежей многопластовых месторождений	17
1.3 Типы неантиклинальных ловушек УВ	24
1.4 Состояние и цели геологического моделирования.....	34
Глава 2. Концептуальные модели строения неокомского и верхнеюрского и среднеюрского комплекса в Широном Приобье	41
2.1. Понятие цикличности	43
2.2. Концептуальная модель строения неокомских клиноформных отложений	45
2.3 Концептуальная модель строения пласта Ю ₁ васюганской свиты.....	55
2.3 Концептуальная модель строения пласта Ю ₂ тюменской свиты	60
Глава 3. Направления работ по повышению достоверности геологических моделей неантиклинальных залежей	64
3.1. Корреляция скважин при геометризации залежей в подсчете запасов	64
3.2. Интерпретация СРР для повышения достоверности геологического моделирования и оценки запасов	75
3.3. Анализ причин обводнения скважин в чисто нефтяной зоне пласта	84
Глава 4. Практическая реализация концептуальных моделей при геометризации залежей и оценке запасов.	97
4.1. Уточнение геологической модели ачимовской толщи Имилорского месторождения	97
4.2. Прогноз высокопродуктивных неантиклинальных залежей при планировании эксплуатационного бурения Имилорского месторождения.....	106
4.3. Уточнение геологической модели пласта Ю ₁ ¹ Северо-Покачевского месторождения.	110
4.4. Алгоритм построения геологической модели неантиклинальной залежи на основе концептуальной модели	122
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	130
Сокращения и условные обозначения	132
Литература.....	133

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности

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 либо за счет резкого увеличения глубин поисково-разведочного бурения, либо за счет доразведки на освоенных глубинах залежей углеводородов, связанных с ловушками неантиклинального типа. В связи с этим исследования закономерностей формирования и локализация участков улучшенных свойств на уже выявленных неструктурных залежах, ранее не вовлеченных в разработку, являются актуальными.

С 2010 г. по 2018 гг. автор выполнял работы по геологическому моделированию залежей Северо-Покачевского, Восточно-Придорожного, Мишаевского, Имилорского, Кочевского, Кечимовского, Нонг-Еганского и Покачевского месторождений для целей подсчета запасов и сопровождения эксплуатационного бурения. Автором отмечено, что для большинства залежей неструктурного типа на разведочном этапе работ геометризация залежей часто выполняется только по данным пробуренных скважин. Это объясняется тем, что на начальном этапе у авторов ограничен набор исходной геолого-промысловой информации: не всегда выполнены сейсморазведочные работы 3D, отсутствует история работы скважин, ограничена информация по гидродинамическим исследованиям. Геологические модели, построенные только по единичным скважинам, не в полной мере отражают особенности строения пласта. На этапе эксплуатационного бурения для таких моделей возникает необходимость в существенном уточнении значения запасов: перестроении карт эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин, уточнении положения зон выклинивания и замещения коллекторов, положения ВНК. Основной причиной низкой достоверности геологических моделей является отсутствие

алгоритмов построения моделей, увязывающих ограниченную, часто неоднозначную геолого-геофизическую и промысловую информацию с учетом седиментологии конкретного природного резервуара.

В работе сформулированы методические подходы по построению геологических моделей и оценке запасов залежей неструктурного типа для отложений ачимовской толщи, васюганской и тюменской свит. Доказано, что достоверность основных параметров геологической модели (эффективной толщины, нефтенасыщенной толщины, коэффициента пористости и положения водонефтяного контакта) существенно повышается после учета в геологической модели информации о седиментации указанных отложений.

Целью работы является повышение достоверности геологических моделей и оценки запасов неантиклинальных залежей нефти месторождений Широкого Приобья за счет использования концептуальных моделей, уточнения подходов к детальной корреляции, объектно-ориентированной интерпретации материалов сейсморазведочных работ, учета промысловых данных (трассерных исследований, взаимного влияния работы добывающих и нагнетательных скважин, гидропрослушиваний).

Основные задачи исследований:

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 Широкого 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:

В работе систематизированы основные особенности залежей неантиклинального типа, характерные для отложений ачимовской толщи, васюганской и тюменской свит на месторождениях Широного Приобья. Разработан алгоритм анализа данных при построении геологических моделей, позволяющий увязать геолого-промысловую информацию на основе концептуальных моделей;

Впервые на территории Широного 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 определяется повышением эффективности решения комплексных геологических задач, связанных с разведкой неантиклинальных залежей нефти и планированием их разработки.

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 в разработку запасов залежей сложного строения, открытию трех залежей нефти.

Выводы и рекомендации, изложенные в диссертационной работе, опубликованы в 21 научно-исследовательском отчете, рассмотрены и

приняты к практическому использованию при планировании ГРП и сопровождении эксплуатационного бурения на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз» и ТПП «Покачевнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Методология и методы исследования. Основным материалом исследования в работе является геологическая и промыслово-геофизическая информация, полученная в процессе разведки и разработки залежей сложного строения месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в Широтном Приобье. Методологическая база работы основана на данных бурения более 1500 скважин, результатах интерпретации 15 сейсмических съемок 3D, в том числе высокоразрешающей широкоазимутальной съемки 3D на Имилорском месторождении, исследованиях керна по 120 скважинам, 22 отчетах о трассерных исследованиях.

Теоретические методы исследования включают в себя анализ опыта и обобщение отечественных и зарубежных источников по геологическому строению и способам геометризации неантиклинальных залежей. В процессе исследования был использован комплекс методов нефтегазовой геологии, включающий в себя изучение формирования ловушек углеводородов, палеоструктурный анализ, исследование данных керна, анализ сейсмических материалов и промысловой информации (результаты трассерных исследований, гидропрослушиваний, работы скважин).

К экспериментальным исследованиям относится построение трехмерных геологических моделей залежей на основе концептуальной модели «руслового» генезиса и сопоставление с традиционными подходами, применяемыми при моделировании.

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.

Решение поставленных в работе задач выполнено с использованием современных программных комплексов. Корреляция выполнялась в пакете «Геопоиск», двумерное моделирование и подсчет запасов – «Isoline», трехмерное моделирование – в «Irap RMS».

Достоверность результатов исследования подтверждается открытием трех новых залежей нефти и снижением ошибки прогноза параметров пласта по результатам разведочного и эксплуатационного бурения. Основные положения работы использованы при оценке геологических запасов УВ, планировании геологоразведочных работ и прогнозе технологических режимов работы скважин, реализации геолого-технических мероприятий (дострелы, гидравлический разрыв пласта, закачка в пласт полимерных растворов).

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, 2018 гг.), X международной 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».

По теме диссертации опубликовано 18 работ, в том числе 7 работ в журналах, рекомендованных ВАК.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Содержание работы изложено на 149 страницах, включая 115 рисунков и 1 таблицу. Список литературы составляет 136 наименований.

Благодарности.

Диссертация подготовлена под научным руководством члена-корреспондента РАН, д.г.-м.н., Курчикова А.Р., которому автор благодарен за ценные рекомендации по выполнению работы.

Автор выражает глубокую признательность и благодарность Мясниковой Г.П., которая в период с 2007 по 2010 гг. являлась его научным руководителем и заложила теоретическую основу для написания диссертационной работы.

Коллегам из Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени: Аржиловской Н.Г., Бадьянову В.А., Вингалову В.М., Гильмановой Н.В., Гришкевичу В.Ф., Касаткину В.Е., Крамар О.В., Лагутиной С.В., Панову В.Ф., Панову С.Ф., Шаламовой В.И., совместно с которыми с 2010 по 2018 гг. при подсчетах запасов месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» отрабатывались методические приемы, предложенные в диссертационной работе, автор выражает особую благодарность.

Глава 1. Характеристика ресурсной базы месторождений Широного Приобья

В работах по пересчету запасов и сопровождению эксплуатационного бурения на месторождениях Широного Приобья ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в период с 2010 по 2018 г. автору неоднократно приходилось сталкиваться с геологическими моделями залежей неантиклинального типа. Числящиеся на балансе модели, построенные на поисковом и разведочном этапе изучения, решая задачу оценки начальных запасов, не в полной мере отражали сложность геологического строения в связи с ограниченностью исходной геолого-промысловой информации. При этом анализ моделей показывал высокие риски планирования дальнейших работ по их разведке и разработке.

Доля ловушек неантиклинального типа на месторождениях ХМАО в будущем будет увеличиваться, поэтому изучение накопленного опыта по их разведке и эксплуатации является в настоящее время актуальной задачей для повышения достоверности геологических моделей.

1.1. Общие сведения о нефтегазоносности Широного Приобья

Согласно нефтегазоносному районированию территория Широного Приобья находится в Сургутском и Вартовском нефтегазоносном районах (НГР) Среднеобской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рис. 1.1.1). На этой территории в 70-80е годы двадцатого века открыто множество нефтяных месторождений, большая часть которых находится в промышленной эксплуатации.

Нефтегазоносность разреза установлена в широком стратиграфическом диапазоне – от тюменской до алымской свиты. Этаж нефтегазоносности превышает 1200 м. Месторождения по нефтесодержащим пластам являются в основном многопластовыми (Имилорское, Покачевское, Тевлинско-Русскинское, Восточно-Придорожное, Кечимовское) (рис. 1.1.2).

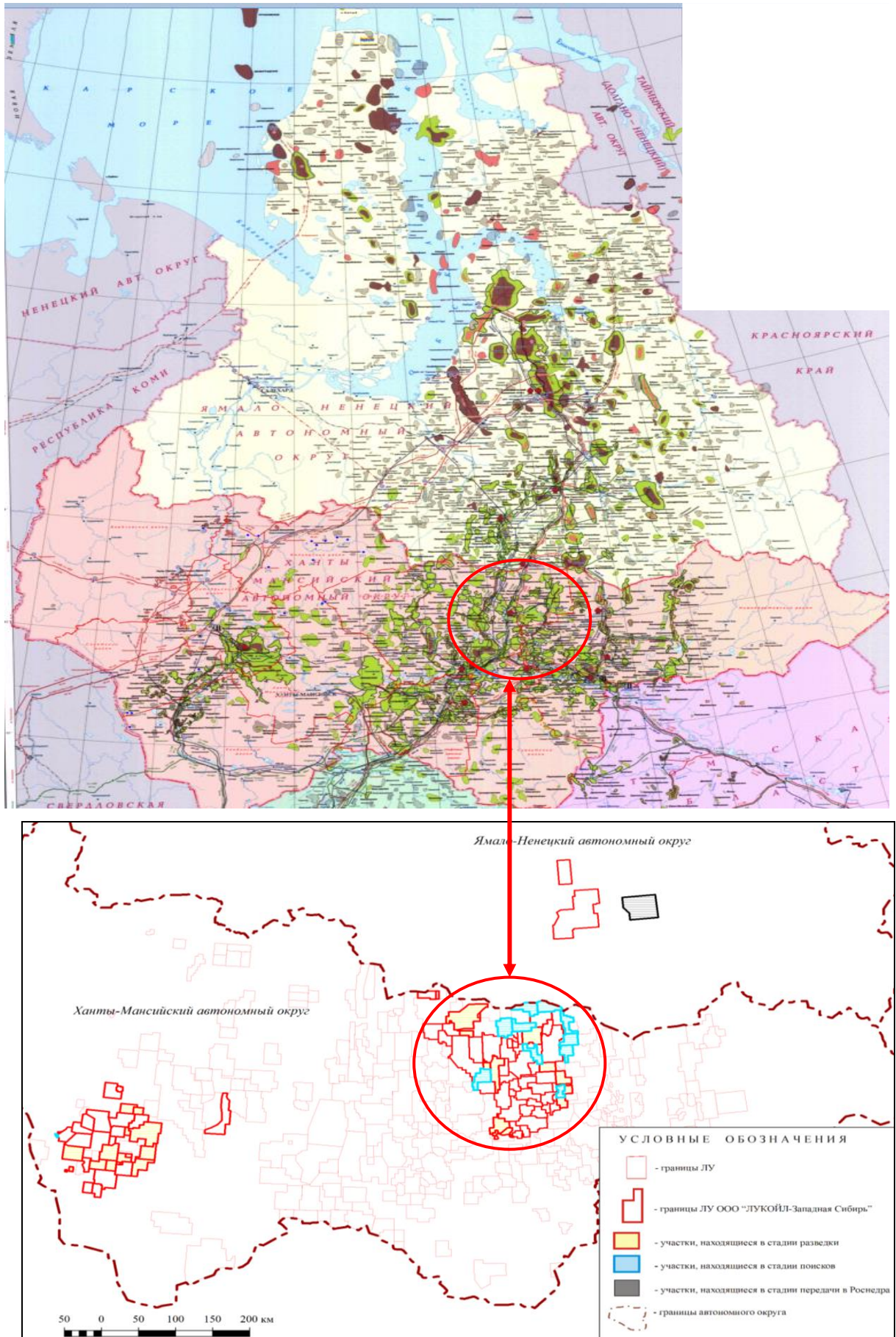


Рисунок 1.1.1 - Положение района исследования на карте месторождений УВ Западной Сибири

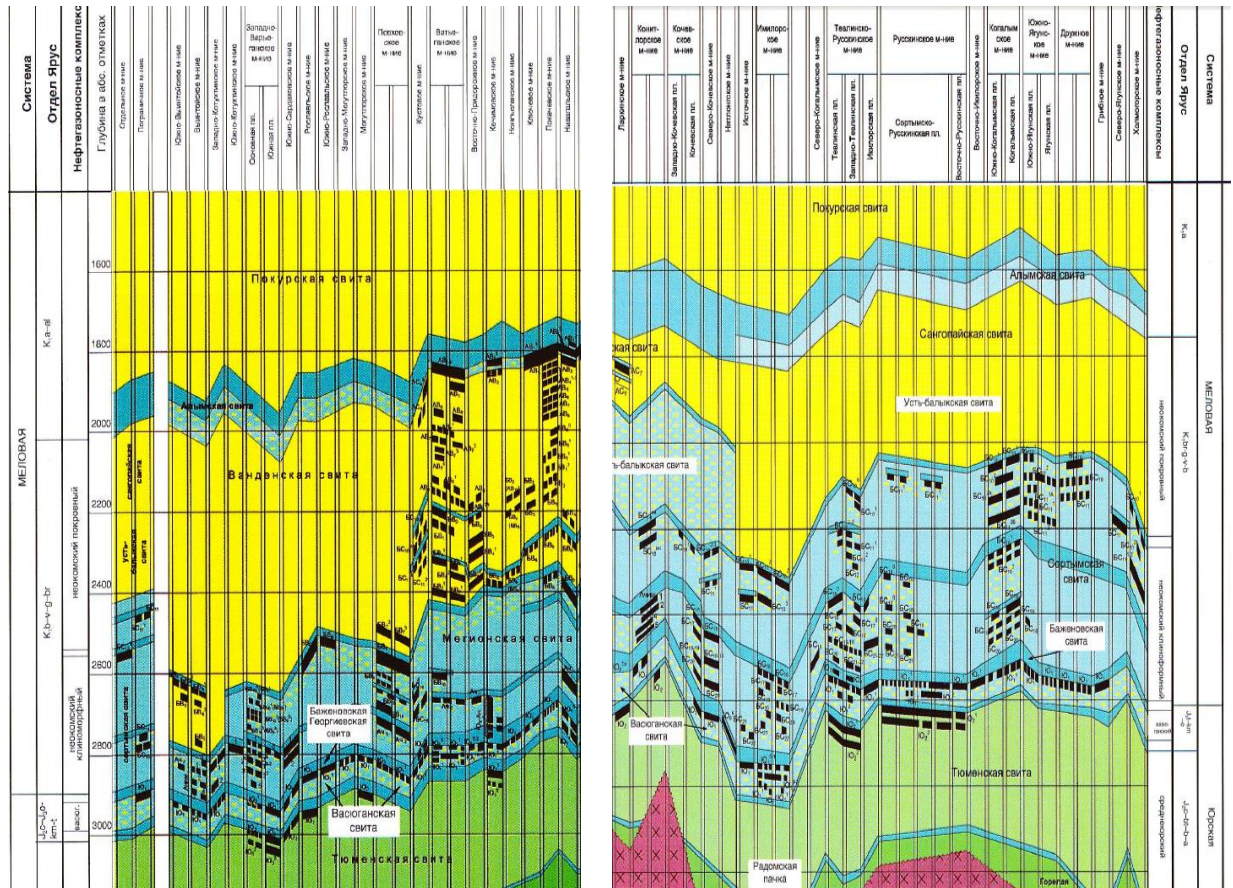


Рисунок 1.1.2 - Схема размещения залежей месторождений Вартовского и Сургутского НГР

По фазовому состоянию большинство залежей – нефтяные. По размерам запасов преобладают средние и мелкие. Недропользователем месторождений, рассмотренных в диссертационной работе, является ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (рис. 1.1.1).

Несмотря на большое количество открытых месторождений наблюдается значительная неравномерность распределения добычи углеводородов по месторождениям и продуктивным пластам. Основной объем добычи нефти приходится на небольшое число крупных и уникальных месторождений. По данным на 2011 г. 49,1% накопленной добычи нефти ХМАО приходилось на 11 крупных месторождений (Приобское, Самотлорское, Федоровское, Мамонтовское, Повховское, Ватьеганское, Тевлинско-Русскинское, Приразломное, Красноленинское, Мало-Балыкское) (рис. 1.1.3).

История разработки крупных и уникальных месторождений Широкого Приобья Западной Сибири показывает, что в первую очередь осваиваются залежи простого строения, приуроченные к крупным положительным структурам, характеризующиеся выдержанными эффективными толщинами и ФЕС, при этом небольшие залежи долгое время остаются неизученными.

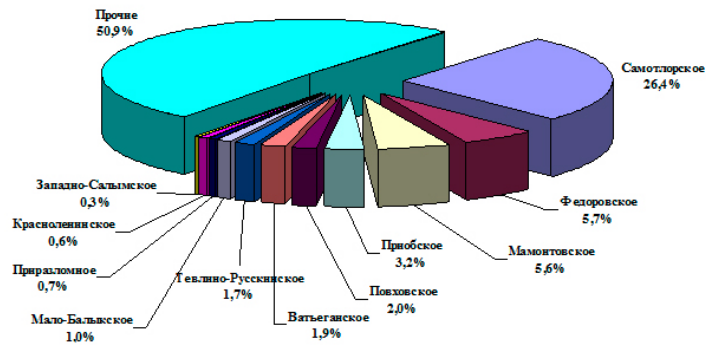


Рисунок 1.1.3 - Доля крупнейших месторождений ХМАО в накопленной добыче нефти

По данным директора ФБУ «ГКЗ» И.В. Шпунова (рис. 1.1.4) в период с 1980 по 2000-е годы вовлечение запасов в разработку осуществлялось в основном за счет залежей в шельфовых неокомских пластах группы А и Б. В связи с истощением этих запасов для поддержания добычи на существующем уровне начинают активно изучаться и разрабатываться залежи сложного строения в ачимовской толще, васюганской и тюменской свитах. Успешные примеры разработки залежей базируются, во-первых, на совершенствовании технологий разработки (применение ГРП, МГРП, многоствольное бурение, ФХМУН), а во-вторых, на детальной проработке моделей геологического строения залежей и локализации участков, характеризующихся улучшенными коллекторскими свойствами.

Залежи нефти на месторождениях Широкого Приобья группируются по четырем литолого-стратиграфическим комплексам, не считая залежей приуроченных к аномальным разрезам баженовской свиты. Ниже приводится их краткое описание.

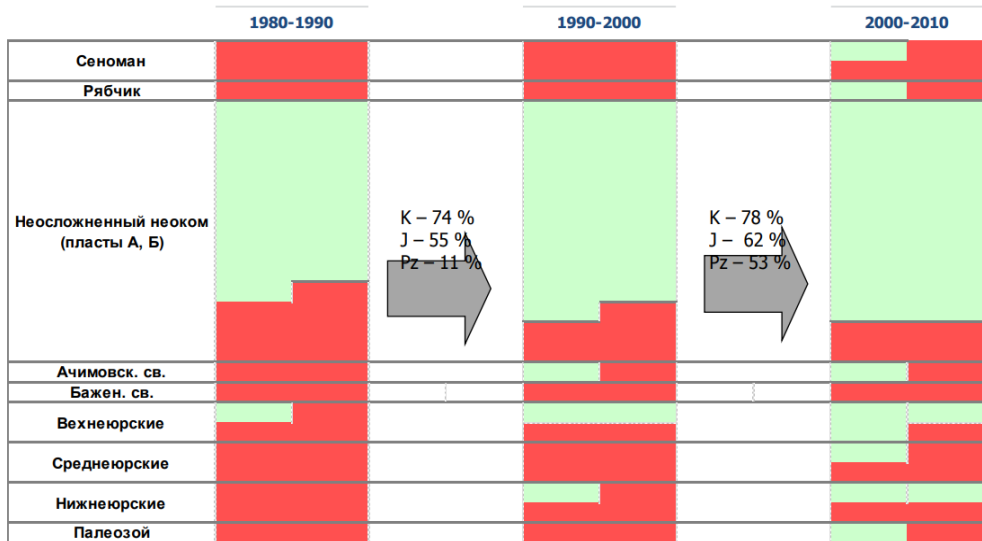


Рисунок 1.1.4 - Ретроспектива вовлечения запасов нефти в разработку (И.В. Шпуров) (красное – запасы невовлеченные в разработку, зеленое – активная эксплуатация)

Неокомский покровный нефтегазоносный комплекс связан с отложениями сангопайской (Сургутский НГР) или ванденской (Вартовский НГР) свиты. Залежи высокодебитные, пластово-сводового типа с обширными водонефтяными или водоплавающими зонами (рис. 1.1.5). Большинство выявленных залежей в этих отложениях преимущественно находятся на последней стадии разработки.

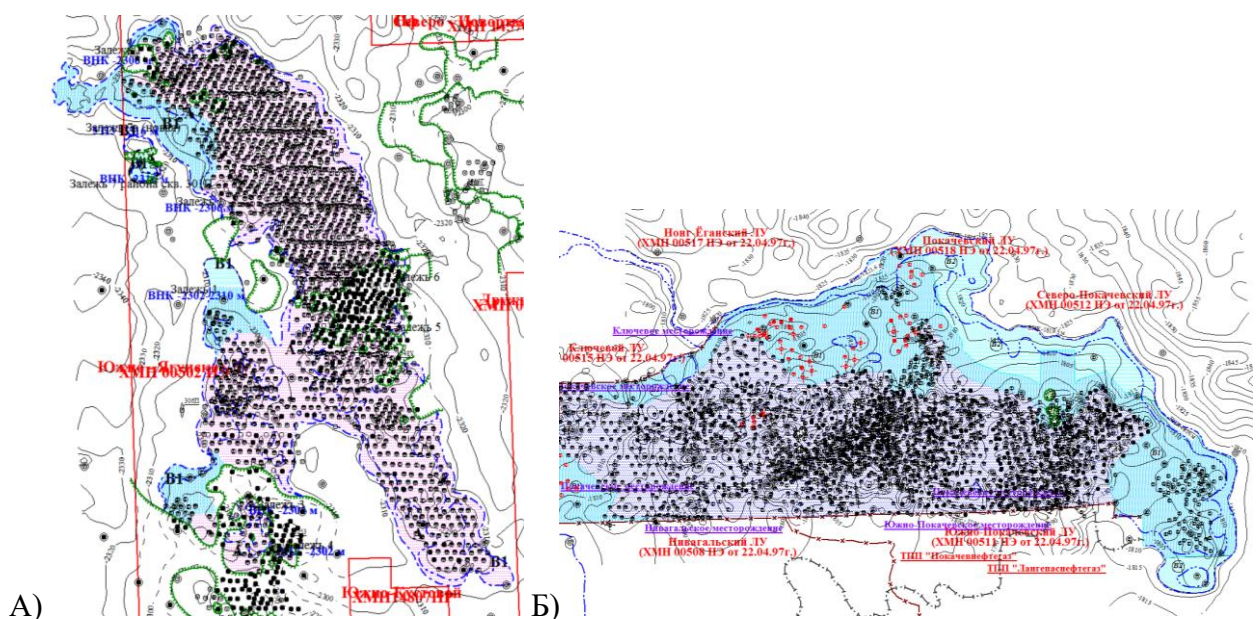


Рисунок 1.1.5 - Примеры залежей нефти в неокомском комплексе
 а) Южно-Ягунское м-ние, пласт BC_{10}^2 б) Покачевское м-ние, пласт AB_1^3

Неокомский клиноформный нефтегазоносный комплекс включает в себя отложения пластов сортымской (Сургутский НГР) и мегионской (Вартовский НГР) свиты раннемелового возраста. В нижней части выделяют отложения ачимовской толщи. Залежи характеризуются сложным геологическим строением, контролируются не столько структурным планом, сколько зонами отсутствия коллекторов и тектоническими экранами (рис. 1.1.6).

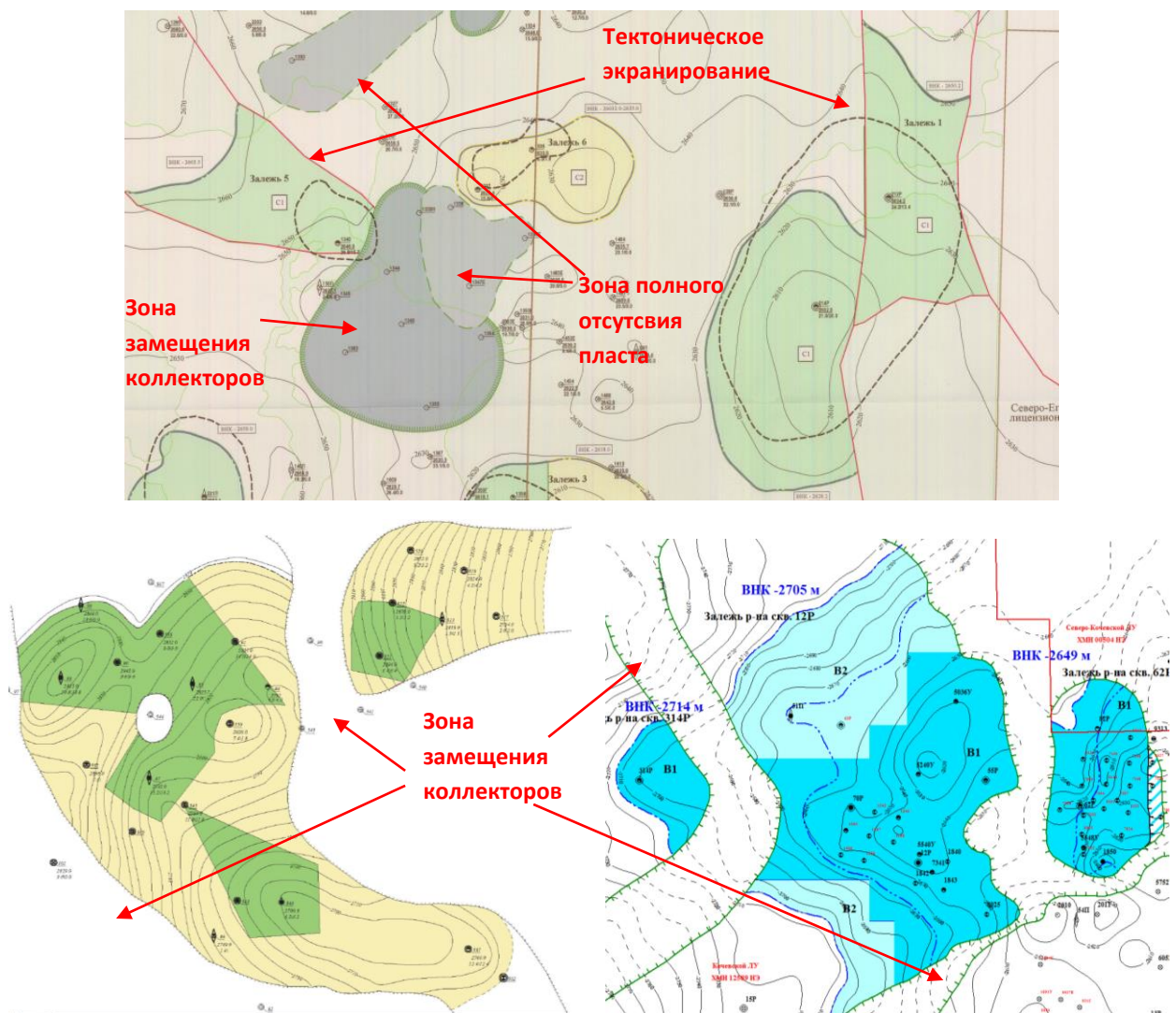


Рисунок - 1.1.6 Примеры залежей нефти в неокомском клиноформном комплексе

- а) Северо-Покачевское м-ние, пласт Ач₂¹ б) Имилорское м-ние, пласт БС₁₇
в) Кочевское м-ние, пласт Ач₉

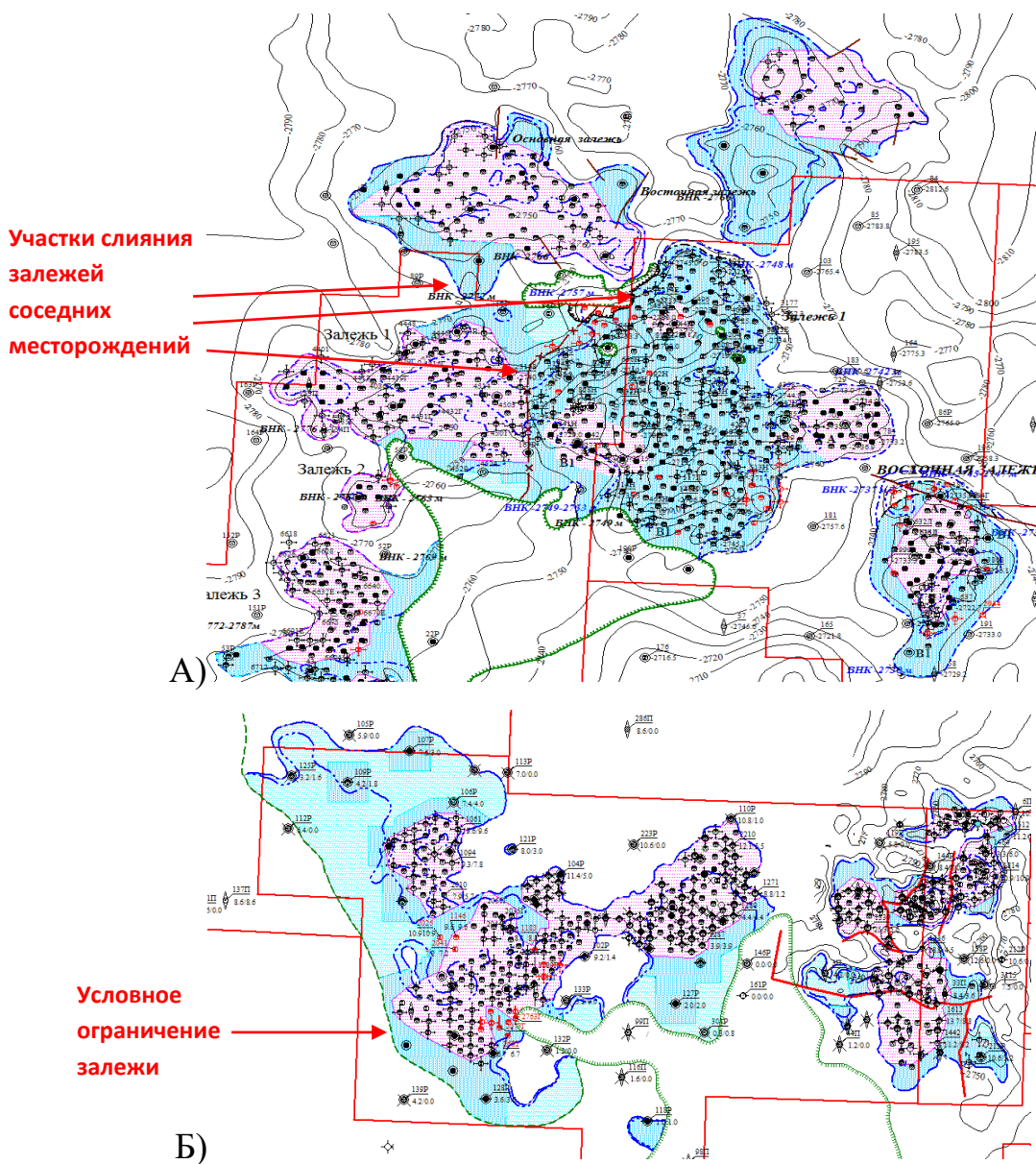
Если шельфовая часть неокомского комплекса на большинстве месторождений района изучена достаточно детально и успешная добыча нефти ведется продолжительное время, то надежная геометризация залежей в ачимовских отложениях до настоящего времени является сложной задачей. Типичной для этих отложений является ситуация, когда пласт в соседних скважинах существенно отличается по каротажной характеристике, характеру насыщения и ФЕС. В связи с этим большинство открытых залежей имеют условные границы, требуют дополнительного изучения и в разработку не вовлечены.

Васюганский продуктивный комплекс связан с регионально нефтегазоносным горизонтом Ю₁. Залежи этого горизонта пластовые сводовые, литологически и тектонически экранированные, средне- и низкодебитные. Залежи нефти открыты на большинстве изучаемых месторождений.

Залежи занимают обширные площади, часто выходят за границы лицензионных участков и объединяют несколько месторождений (рис. 1.1.7).

В числящихся на балансе геологических моделях для пласта Ю₁ приняты значительные перепады уровней водонефтяного контакта, который исследователи объясняют различными причинами: капиллярными эффектами, неотектонической активностью, блочным или линзовидным строением пласта. Определение реального положения ВНК в пределах залежи крайне важно для корректного расчета значения запасов залежи и построения достоверной геологической и гидродинамической модели.

Четвертый **среднеюрский нефтегазоносный комплекс** связан с пластами в тюменской свите (Ю₂₋₉). Значительные по запасам залежи в отложениях пласта Ю₂ в Широком Приобье открыты на Тевлинско-Русскинском и Кечимовском, месторождениях (рис. 1.1.8). Среднеюрские отложения накапливались в континентальных условиях и характеризуются высокой расчлененностью (более 6) и низкой песчаностью (0,15-0,25).



Рисунки - 1.1.7 Примеры залежей нефти в пласте Ю₁
 а) слияние залежей пласта Кечимовского, Нонг-Еганского и Восточно-Придорожного месторождений б) Северо-Покачевское месторождение

Опыт бурения на единичных эксплуатационных участках не дал положительного результата. Скважины вскрыли участки средних и низких коллекторских свойств - дебиты нефти не превышали первые тонны. При этом на месторождениях соседних недропользователей (ОАО «Сургутнефтегаз», НК «Роснефть»), аналогичные отложения эффективно вовлекаются в разработку [25,73], после построения детальных геологических моделей.

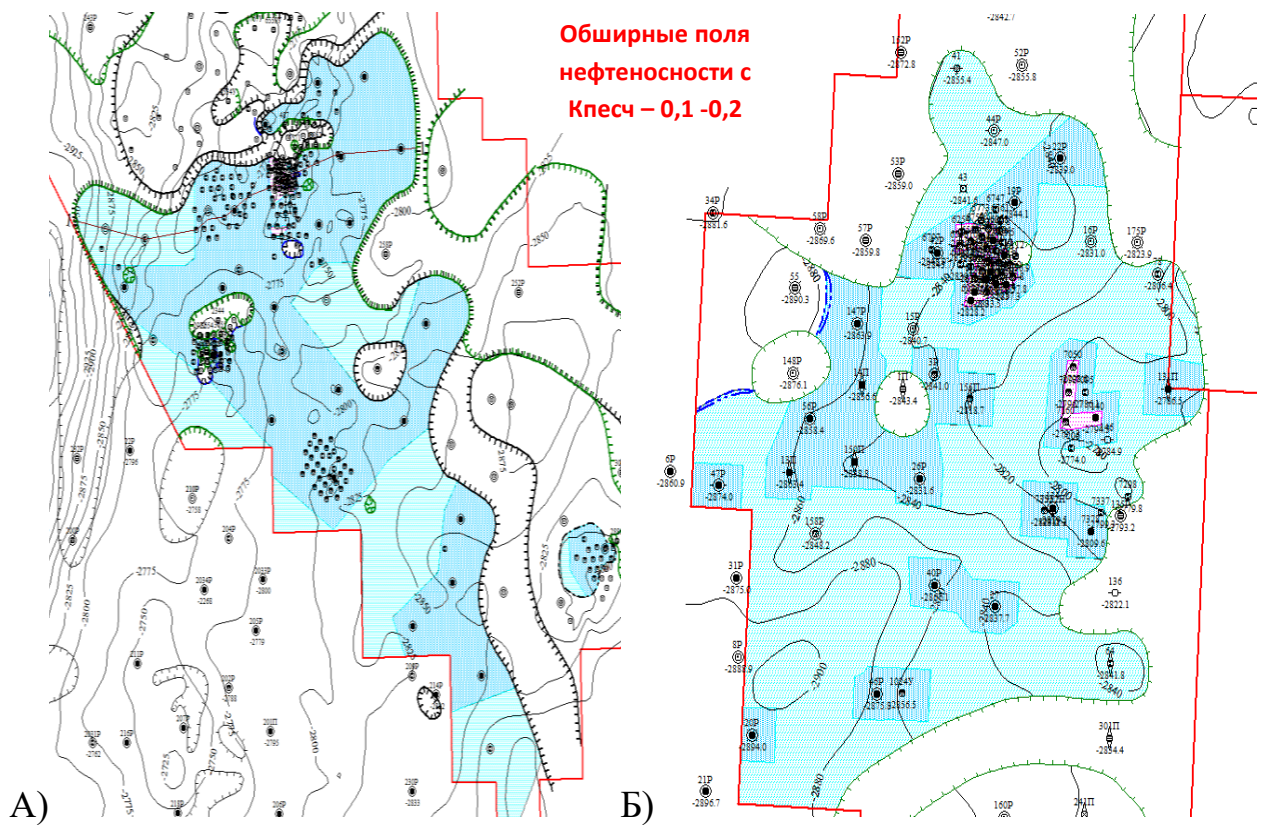


Рисунок 1.1.8 - Примеры залежей в отложениях пласта Ю2.

а) Тевлинско-Рускинское м-ние б) Кечимовское м-ние

Широкий этаж нефтеносности месторождений Широкого Приобья определил постоянный интерес к нему исследователей на протяжении последних 40 лет. В последние 10-15 лет стали вводиться в эксплуатацию отложения неокомского клиноформного, васюганского, среднеюрского нефтегазоносных комплексов и аномального разреза баженовской свиты. В этих отложениях преобладают ловушки неантиклинального типа, которые могут быть эффективно вовлечены в разработку только при условии проектирования на достоверной геологической основе.

1.2. Состояние ресурсной базы и уровень вовлечения в разработку залежей многопластовых месторождений

В процессе выполнения диссертационной работы автором выполнен анализ состояния запасов нефти по месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» на 01.01.2018 г. Информация о состоянии начальных и

текущих геологических и извлекаемых запасов залежей, накопленной и текущей добыче подтверждает вывод о том, что основная добыча углеводородов ведется из средних и крупных антиклинальных залежей нефти. При этом даже в пределах крупных, хорошо изученных месторождений (Тевлинско-Русскинское, Кочевское, Кечимовское, Северо-Покачевское) практически не разрабатываются неантиклинальные залежи. По оценке автора, извлекаемые запасы неантиклинальных залежей, требующие доизучения, локализации или переоценки на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» составляют 200 млн.т.

Ниже приводятся данные о состоянии разработки и структуре запасов по нескольким многопластовым месторождениям Широкого Приобья.

На *Тевлинско-Русскинском месторождении* (рис. 1.2.1), введенном в разработку в 1986 г., за более чем 30 лет эксплуатации удалось отобрать лишь 8% извлекаемых запасов ачимовских и 7% среднеюрских залежей. Основные по запасам пласты БС – выработаны более чем на 77 %.

Из первых скважин, пробуренных на пласты ачимовской толщи Тевлинско-Русскинского месторождения, получены высокообводнённые притоки с дебитами нефти менее 1 т/сут (рис. 1.2.2.). Подобный результат предопределил отсутствие интереса к объекту на долгое время. К разработке ачимовских пластов вернулись лишь после уточнения, в рамках промышленного подсчета запасов, геологической модели, в которой были определены участки с максимальной концентрацией запасов. В результате с 2011 г. средние дебиты нефти по скважинам возросли до 25-30 т/сут.

Снижение обводненности скважин с 80 до 50% объясняется переходом к бурению горизонтальных скважин, в целевые интервалы пласта, имеющие высокую начальную нефтенасыщенность, и отделенные от водонасыщенных прослоев выдержанной глинистой перемычкой.

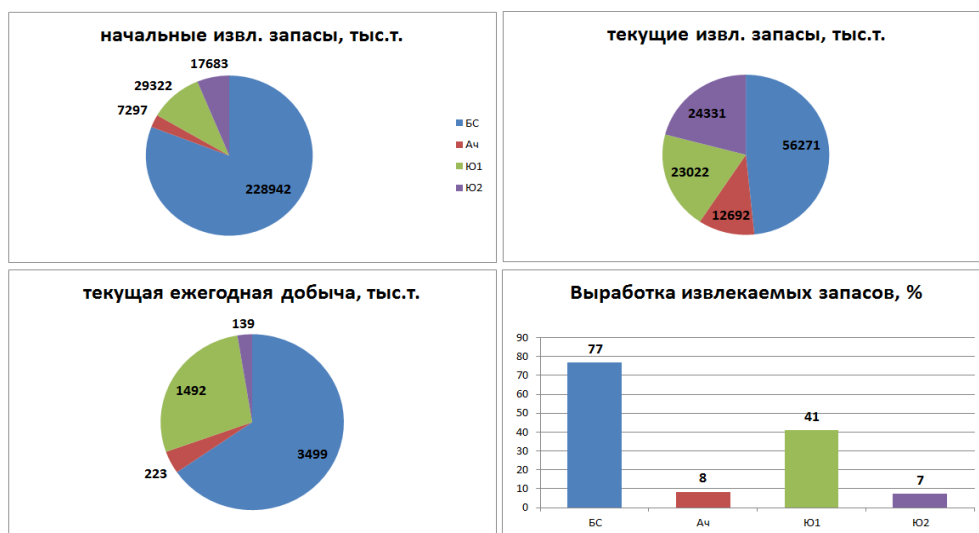


Рисунок 1.2.1 - Тевлинско-Рускинское месторождение.

Данные об извлекаемых запасах

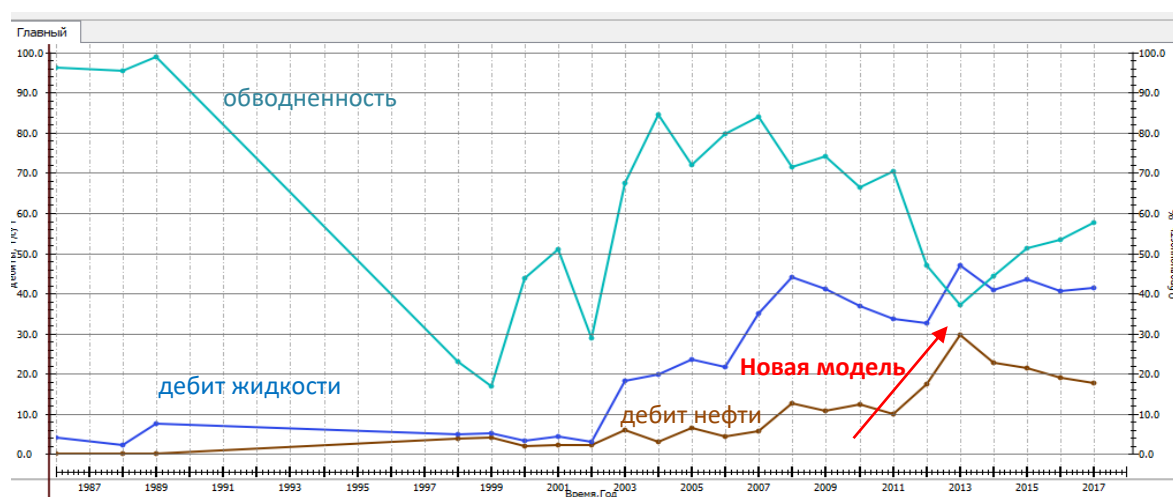


Рисунок 1.2.2 - График добычи нефти из ачимовских пластов Тевлинско-Рускинского месторождения

На *Кочевском месторождении* (рис. 1.2.3), введенном в разработку в 1996 г., за время эксплуатации добыча велась практически только из пластов группы БС. Запасы ачимовских пластов, составляющие более 63% от начальных извлекаемых запасов месторождения, не разрабатываются. Из скважин, запущенных в работу на пласты ачимовской толщи, получены высокообводненные притоки с дебитами нефти, не превышающими 7 т/сут (рис. 1.2.4).

Принятая на государственном балансе геологическая модель, построенная по результатам бурения и испытания единичных поисковых и разведочных скважин, не позволяет планировать работы по разработке залежей и объяснить причины получения воды из эксплуатационных скважин, пробуренных в ЧНЗ пласта, в непосредственной близости от продуктивных скважин. Без переосмысления геологической модели, выделения участков с улучшенными ФЕС, разработка ачимовских пластов Кочевского месторождения не эффективна.

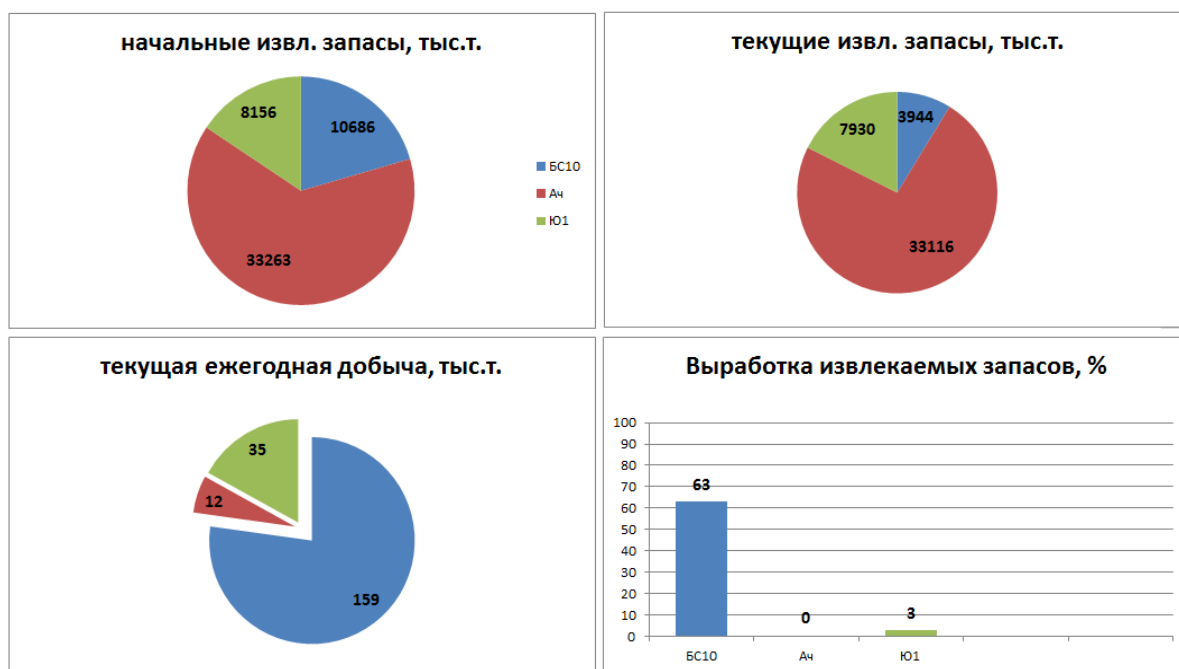


Рисунок 1.2.3 - Кочевское месторождение. Данные об извлекаемых запасах

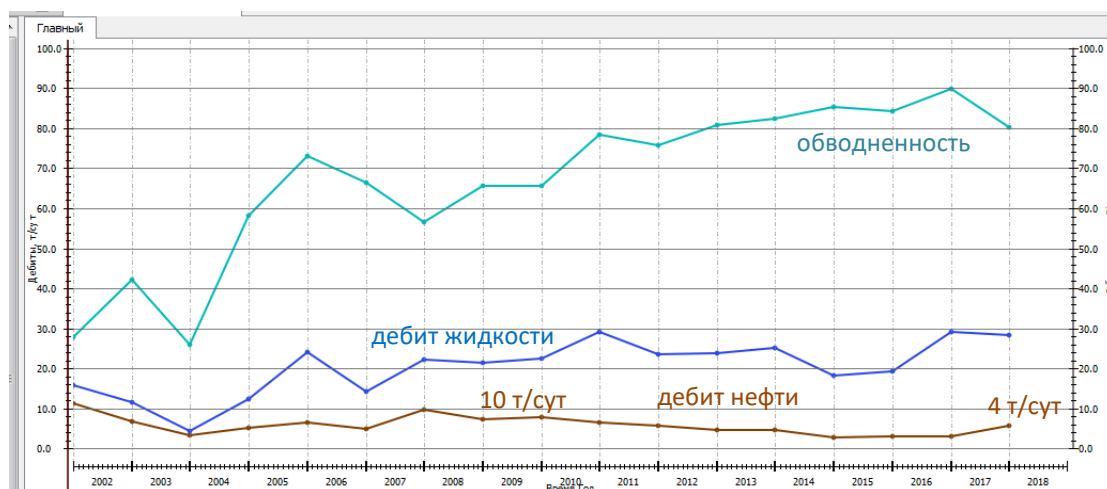


Рисунок 1.2.4 - График добычи нефти из пластов Ач Кочевского месторождения

На *Кечимовском месторождении* (рис. 1.2.5) вторая и третья по величине текущих извлекаемых запасов группа пластов (пласты Ю₀ и Ю₂) эксплуатируются единичными разведочными скважинами. Геологические модели по этим пластам не отражают сложное строения пласта, для которого характерно резкое чередование высокопродуктивных участков и зон ухудшенных свойств коллекторов. Анализ разработки пласта Ю₂ показал, что за время разработки пласта с 1995 по 2017 гг. добыто 197 тыс.т. нефти., при этом 60% накопленной добычи приходится на 4 эксплуатационные скважины. Остальные эксплуатационные скважины запущены в работу с низкими дебитами нефти (менее 5 т/сут).

Для основного по величине запасов пласта АВ₂ Кечимовского месторождения следует отметить увеличение эффективности разработки после уточнения геологических моделей по материалам интерпретации сейсморазведочных работ. Сейсмогеологическая модель с выделением «палеорусел», построенная в 2008 г., позволила запланировать эксплуатационное бурение в зоны улучшенных свойств коллекторов в результате средний дебит нефти по залежи увеличился практически вдвое (рис. 1.2.6). Анализ запасов нефти в сейсмогеологической и числящейся на балансе геологической моделями приводится в разделе 3.2.

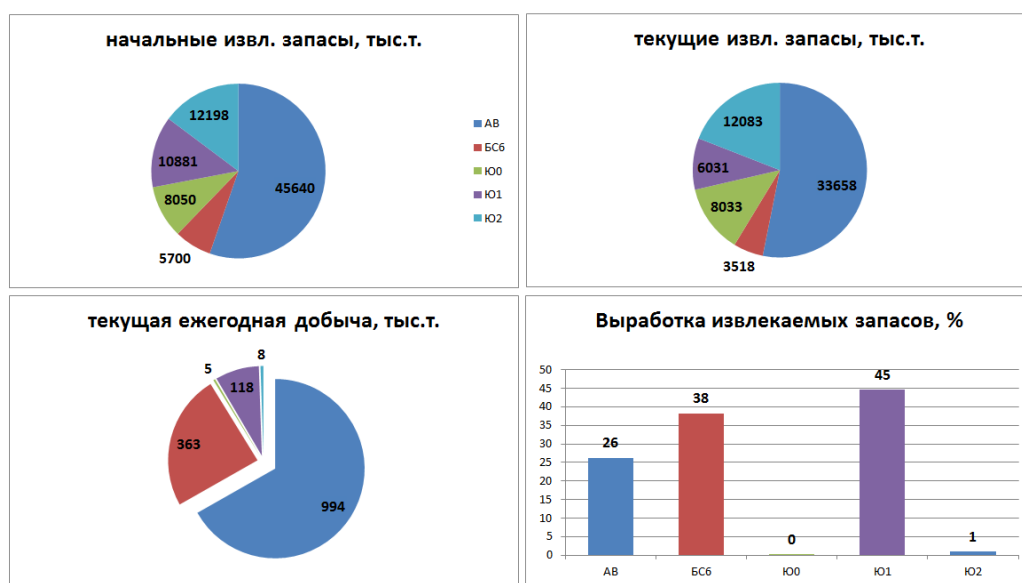


Рисунок 1.2.5 - Кечимовское месторождение. Данные об извлекаемых запасах

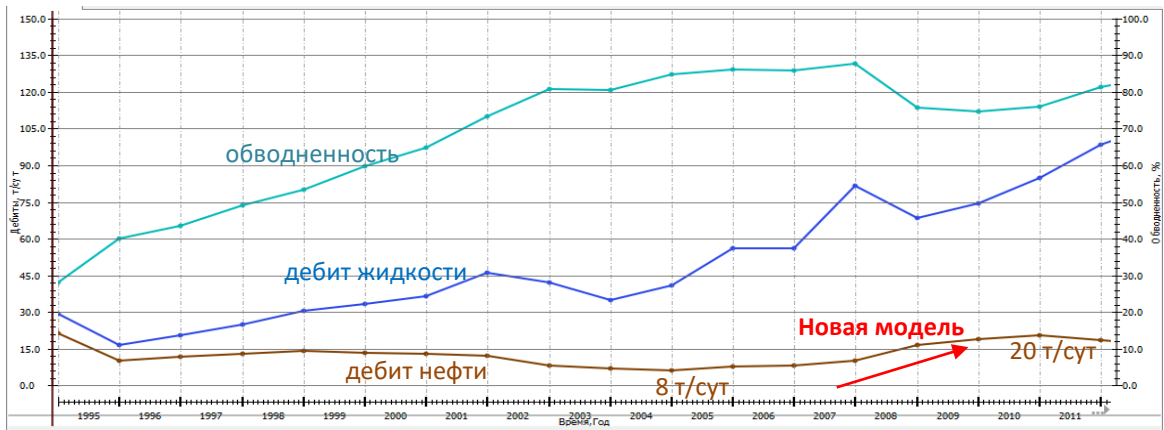


Рисунок 1.2.6 - График добычи нефти из пласта АВ₂ Кечимовского месторождения

Для *Северо-Покачевского месторождения*, основная доля запасов которого приурочена к пласту ЮВ₁, отмечена следующая закономерность: небольшие по величине запасов, но высокодебитные залежи простого строения в пластах ЮВ₁⁴ и ЮВ₂ открытые в 2004 г. активно вовлечены в разработку, из них отобрано 48% извлекаемых запасов. При этом западная и северная часть Основной залежи пласта ЮВ₁, открытая в 1988 г. (на 16 лет раньше пластов ЮВ₁⁴ и ЮВ₂), до настоящего времени не рассматривается в планах эксплуатационного бурения в связи с отсутствием достоверной геологической модели (выявлен перепад отметок ВНК на соседних участках более 30 м, из скважин, пробуренных в ЧНЗ пласта, получены высокообводненные притоки нефти) (рис. 1.2.7).

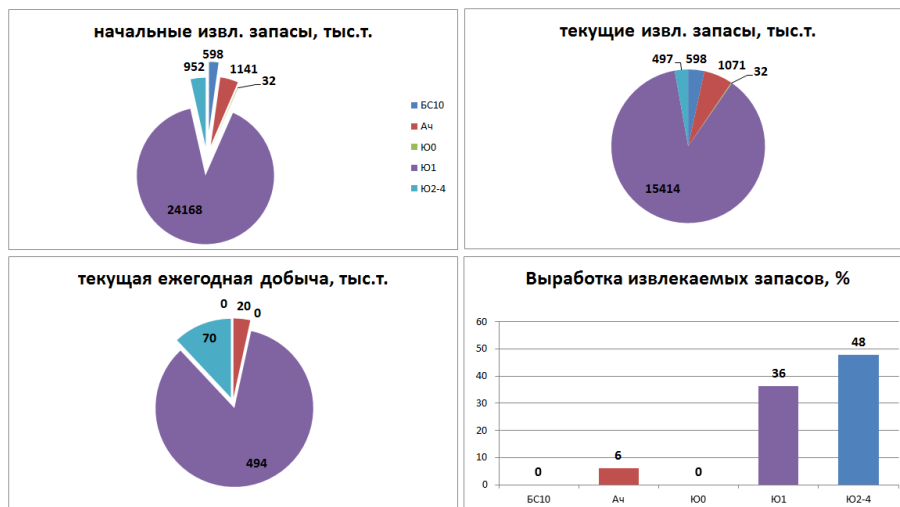


Рисунок 1.2.7 - Северо-Покачевское месторождение. Состояние извлекаемых запасов

В связи с тем, что залежи простого строения на месторождении отсутствуют, недропользователем на месторождении проведена большая работа по изучению пластов ачимовской тощи и васюганской свиты. К обоснованию концептуальных моделей строения месторождения привлекались специалисты РГУ им. Губкина и Baker Hughes, ООО «ИПНЭ». В рамках работ мультидисциплинарной группы Филиала «КогалымНИПИнефть» для подготовки рекомендаций по доразведке Северо-Покачевского месторождения автором диссертационной работы предложена двухстадийная модель формирования и заполнения нефтью пласта Ю₁ (раздел 4.3).

Лицензия на *Имилорское месторождение* получена ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в 2012 г. Месторождение было последним из крупных месторождений, числящихся в нераспределенном фонде недр ХМАО. Начальные геологические запасы нефти, согласно утвержденным геологическим моделям, превышали 850 млн.т. При этом структура запасов месторождения (рис. 1.2.8) показывала, что на месторождении практически отсутствуют залежи простого строения. Более 50% запасов приходится на ачимовские пласты, 25% на отложения аномального разреза баженовской свиты. Большая часть месторождения приурочена к отрицательной структуре II порядка - Имилорском прогибу – пластово-сводовые залежи на месторождении не выявлены.

Сложное геологическое строение Имилорского месторождения предопределило отсутствие положительных результатов у предыдущего недропользователя. После бурения эксплуатационных скважин на 2-х участках лицензия была сдана. Эффективный ввод в разработку Имилорского месторождения удалось выполнить лишь после детальной переработки всей имеющейся геолого-промысловой информации и создания на основе материалов СРР 3D новой геологической модели (главы 3.1, 4.1).

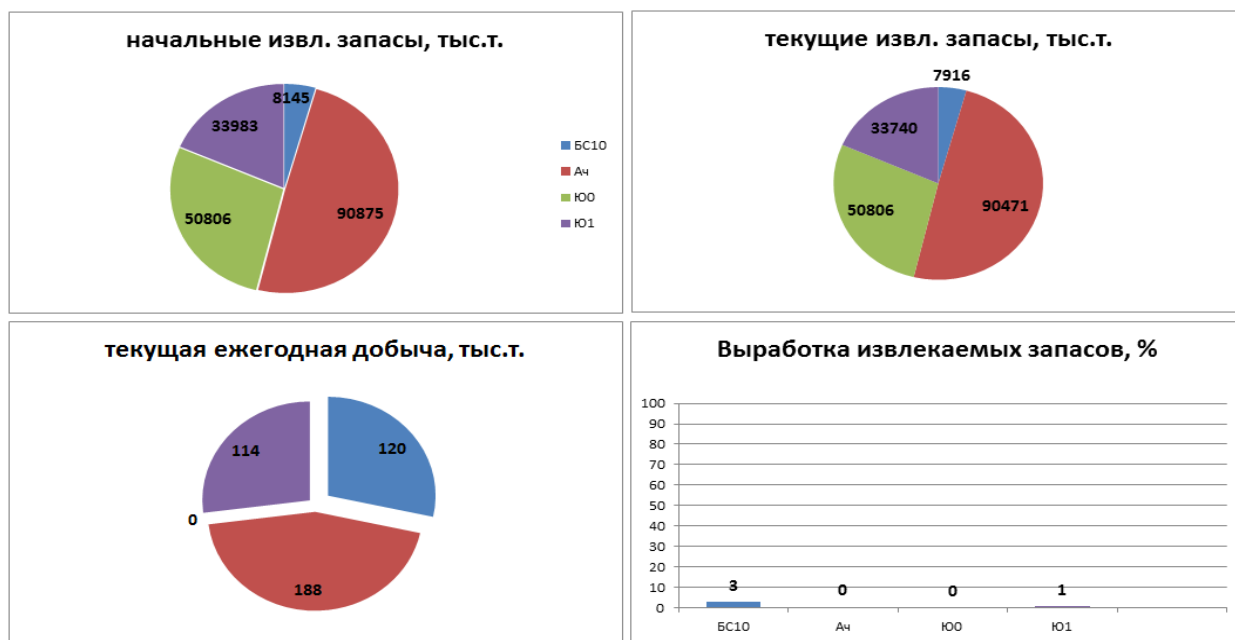


Рисунок 1.2.8 - Имилорское месторождение. Данные об извлекаемых запасах

Представленные примеры наглядно демонстрируют, что на крупных месторождениях нефти залежи неантиклинального типа вводятся в разработку в последнюю очередь и многие из них до настоящего времени не разрабатываются. На примере Кечимовского, Тевлинско-Русскинского и Имилорского месторождений показано, что проектирование разработки залежей неантиклинального типа становится эффективным только после построения корректной геологической модели, которая будет подтверждаться результатами бурения и эксплуатации новых скважин.

1.3 Типы неантиклинальных ловушек УВ

Важным этапом моделирования залежи нефти является определение ее типа. От принятого решения во многом зависит точность оценки запасов и подтверждение геологических параметров последующим бурением.

Наиболее распространенным и простым типом залежи являются антиклинальные ловушки, в которых скопления углеводородов концентрируются в сводах положительных структур - антиклиналей. Практика подсчетов запасов в ачимовской толще, верхне и среднеюрских

отложениях показывает, что большинство залежей следует относить в лучшем случае к комбинированному типу, при котором выявленные залежи контролируются влиянием различных литологических, стратиграфических и тектонических факторов. При этом положение залежи практически не контролируется структурным планом.

Существует множество классификаций неантиклинальных ловушек, созданных разными авторами: А. Леворсеном, И.М. Губкиным, К.К. Гостинцевым, В.А. Гроссгеймом, Ш.М. Гусейновым, Н.С. Окновой. Классификации базируются на разных принципах: генетическом, морфологическом, строении экрана.

В качестве основы классификации большинство исследователей предлагают использовать генетический принцип, связанный с закономерностями формирования ловушек. Для месторождений Широного Приобья хорошо подходит классификация ловушек Окновой Н.С.

В соответствии с классификацией можно выделить четыре основных типа неантиклинальных ловушек (рис. 1.3.1):

- 1) литологически ограниченные
- 2) литологически экранированные
- 3) стратиграфически экранированные
- 4) тектонически экранированные.

Ниже приводится характеристика типов залежей по стратиграфическим комплексам, содержащим значительные запасы нефти преимущественно в неструктурных залежах.

Пласт АВ₂

Принятые в подсчетах запасов геологические модели предполагают антиклинальный тип залежей. Для Покачевского, Нивагальского, Кечимовского, Ватьеганского месторождений залежи пласта представляют собой обширные поля нефтеносности (рис.1.3.2).

При этом каротажные характеристики (эффективные толщины) и результаты эксплуатации скважин (начальные дебиты, распределение накопленной добычи) свидетельствуют о резкой литологической изменчивости отложений (рис. 1.3.3). В центральной, хорошо разбуренной части месторождения изменчивость свойств можно не учитывать и построение карт выполнять интерполяцией. Однако при переходе к краевым и слабо разбуренным частям залежи становится очевидным, что интерполяционные алгоритмы не позволяют достоверно прогнозировать параметры пласта.

Концептуальная геологическая модель этих отложений предполагает наличие литологически ограниченных ловушек, связанных с наличием русловых тел (рис.1.3.4). Для Ватьеганского месторождения модель выполнена в рамках промышленного подсчета запасов под руководством А.А. Калугина. При всех условностях, принятых в геологической модели, проработанная концептуальная модель позволяет учесть особенности накопления строения пласта. Выявленные преобладающие направления «палеоканалов» позволяют прогнозировать участки увеличенных толщин пласта, что повышает достоверность модели.

Подход, предложенный к моделированию пласта АВ₁₋₂ Ватьеганского месторождения, позволяет в случае успешной настройки гидродинамической модели выявить «целики» нефти на участках, не затронутых дренированием.

ТИП	ПОДТИП	КЛАСС	ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА	
			ПЛАН	РАЗРЕЗ
ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ОГРАНИЧЕННЫЕ	Седиментационные терригенные	Русловые тела		
		Дельтовые тела		
		Прибрежные аккумулятивные тела /бары, косы, дюны/		
		Глубоководные конусы выноса		
	Биогенные	Рифовые системы, береговые, краевые, барьерные		
		Одиночные рифы, банки, биогермы, биостромы, атоллы		
	Постседиментационные	Текстуры выщелачивания, цементации, уплотнения, разуплотнения		
ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫЕ	Регионального экранирования	Фациального замещения, выклинивания, запечатывания		
	Локального экранирования	Фациального замещения, облекания (структурно-литологические)		
СТРАТИГРАФИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫЕ	Регионального экранирования	Региональных перерывов, размывов		
	Локального экранирования	Срезания, останцы (структурно-стратиграфические)		
ТЕКТОНИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫЕ	Приразломные	Ступенчатые сбросовые		
		Блоковые взбросовые		
	Поднадвиговые, связанные с надвигами			

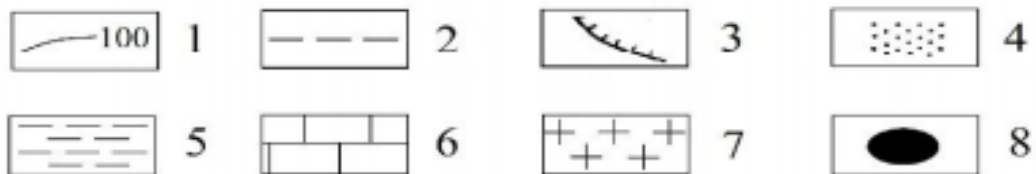


Рисунок 1.3.1 - Генетическая классификация неантиклинальных ловушек [97]

1 – изопахиты, 2 – разломы, 3 – надвиги, 4 – песчаники, 5 – глины, 6 – известняки, 7 – граниты, 8 – нефть

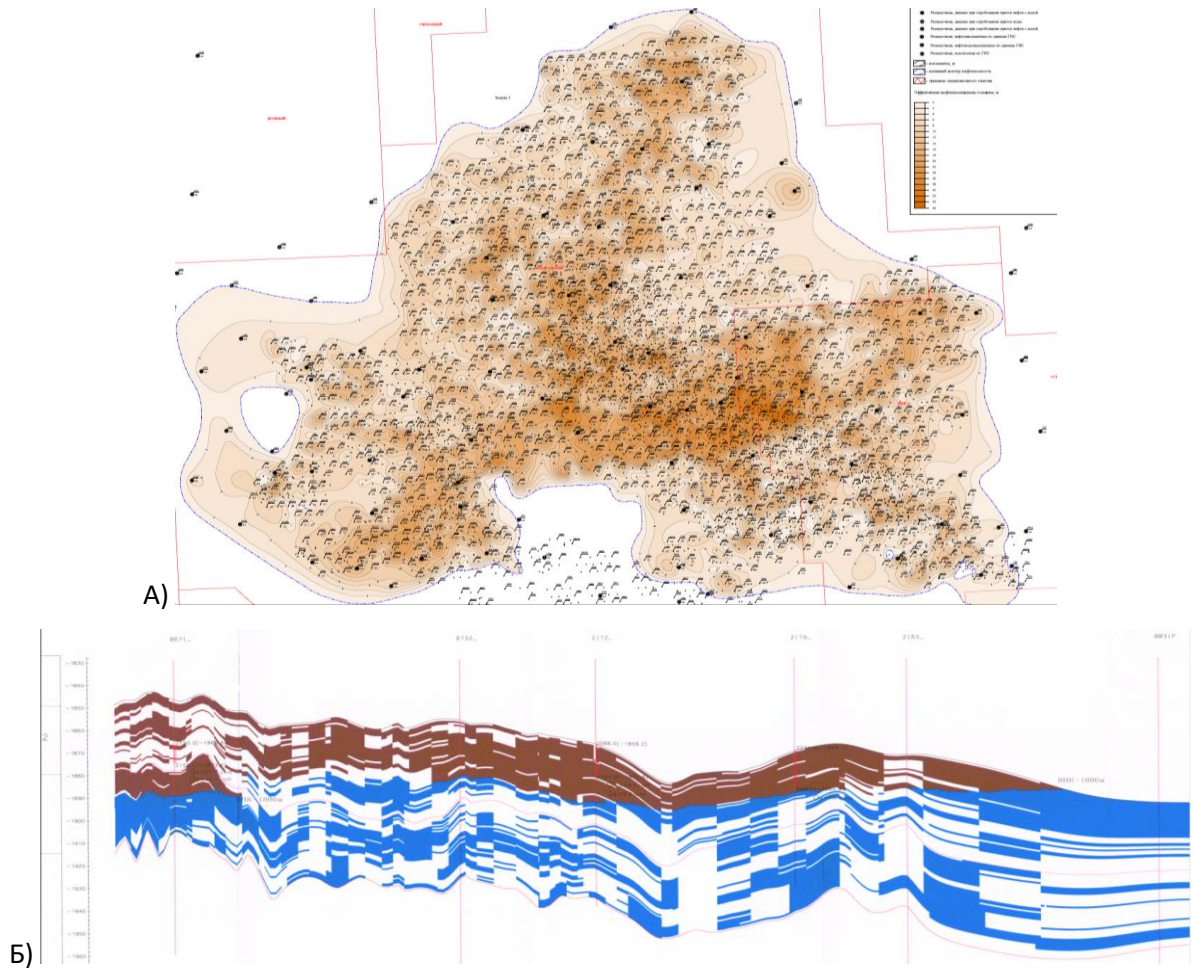


Рисунок 1.3.2 - Официальная геологическая модель пласта АВ₁₋₂
(Ватьеганское месторождение)

а) карта нефтенасыщенных толщин б) геологический профиль

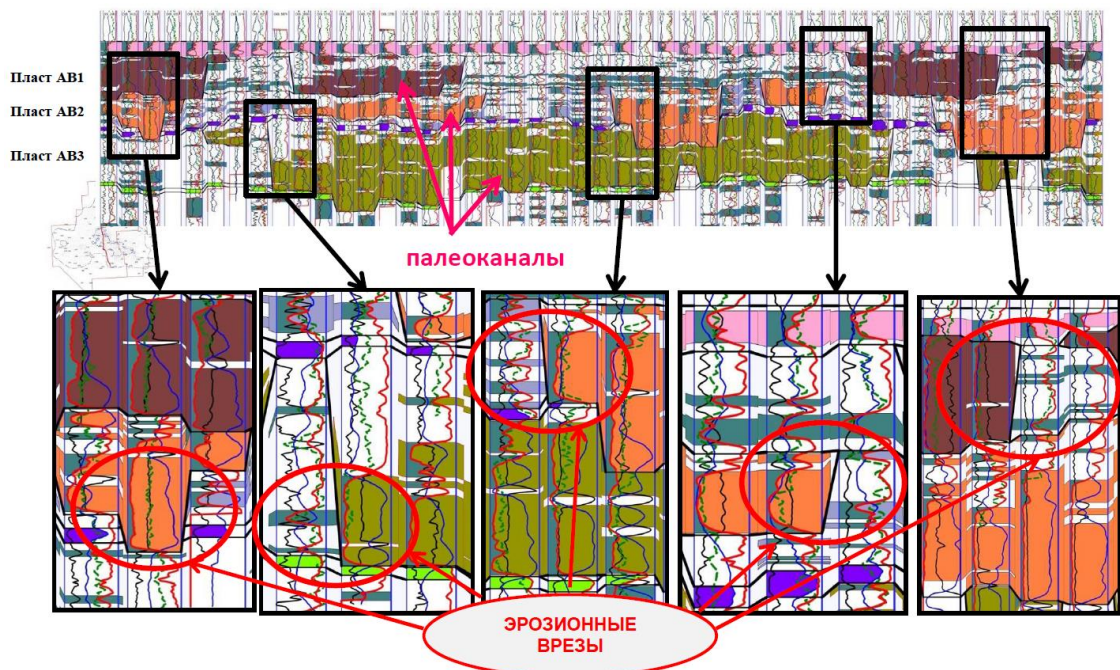


Рисунок 1.3.3 - Детальная корреляция пласта АВ₁₋₂ (Калугин А.А.)

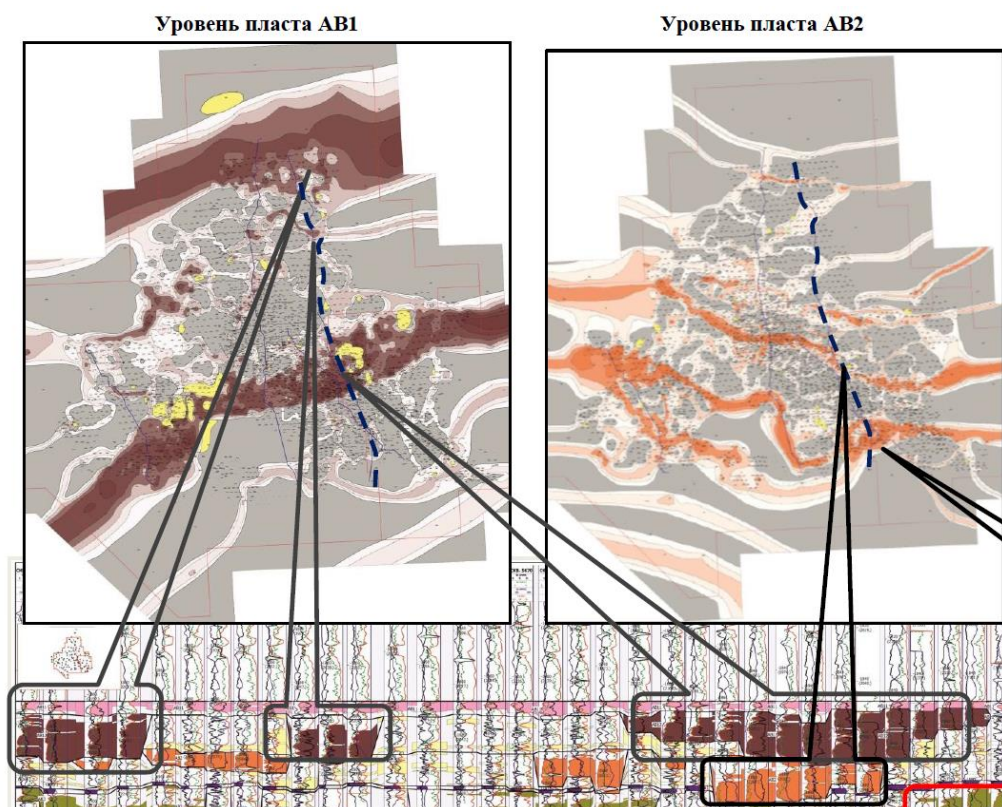


Рисунок 1.3.4 - Концептуальная геологическая модель пласта АВ₁₋₂
(Ватьеганское месторождение)

а) карты толщин зональных интервалов б) корреляция с выделением
«врезанных» каналов (Калугин А.А.)

Пласты ачимовской толщи

В принятых для подсчета запасов геологических моделях ачимовских пластов Тевлинско-Русскинского, Кочевского, Северо-Кочевского, Северо-Конитлорского, Покачевского и Мишаевского месторождений в большинстве случаев принимается литологическое ограничение залежей (рис.1.1.6, 1.3.5б).

На поисково-разведочном этапе, когда залежь изучена малым количеством скважин, такой подход с выделением условных зон разобщения коллекторов является оправданным. При этом с началом эксплуатационного бурения положение условных границ отсутствия коллекторов («партизанских троп») изменяется, модель требует внесения постоянных корректировок.

Для ачимовских пластов после сгущения сетки скважин и получения кондиционных материалов сейсморазведочных работ и возникает необходимость в пересмотре типа ловушки. В последнее время в качестве

альтернативы литологического ограничения залежей в ачимовских отложениях при рассмотрении материалов подсчета запасов в ФБУ «ГКЗ» предлагаются тектонические ограничения (рис. 1.3.5 в). Методические подходы обоснования малоамплитудных тектонических нарушений по материалам корреляции скважин разработаны под руководством И.С. Гутмана.

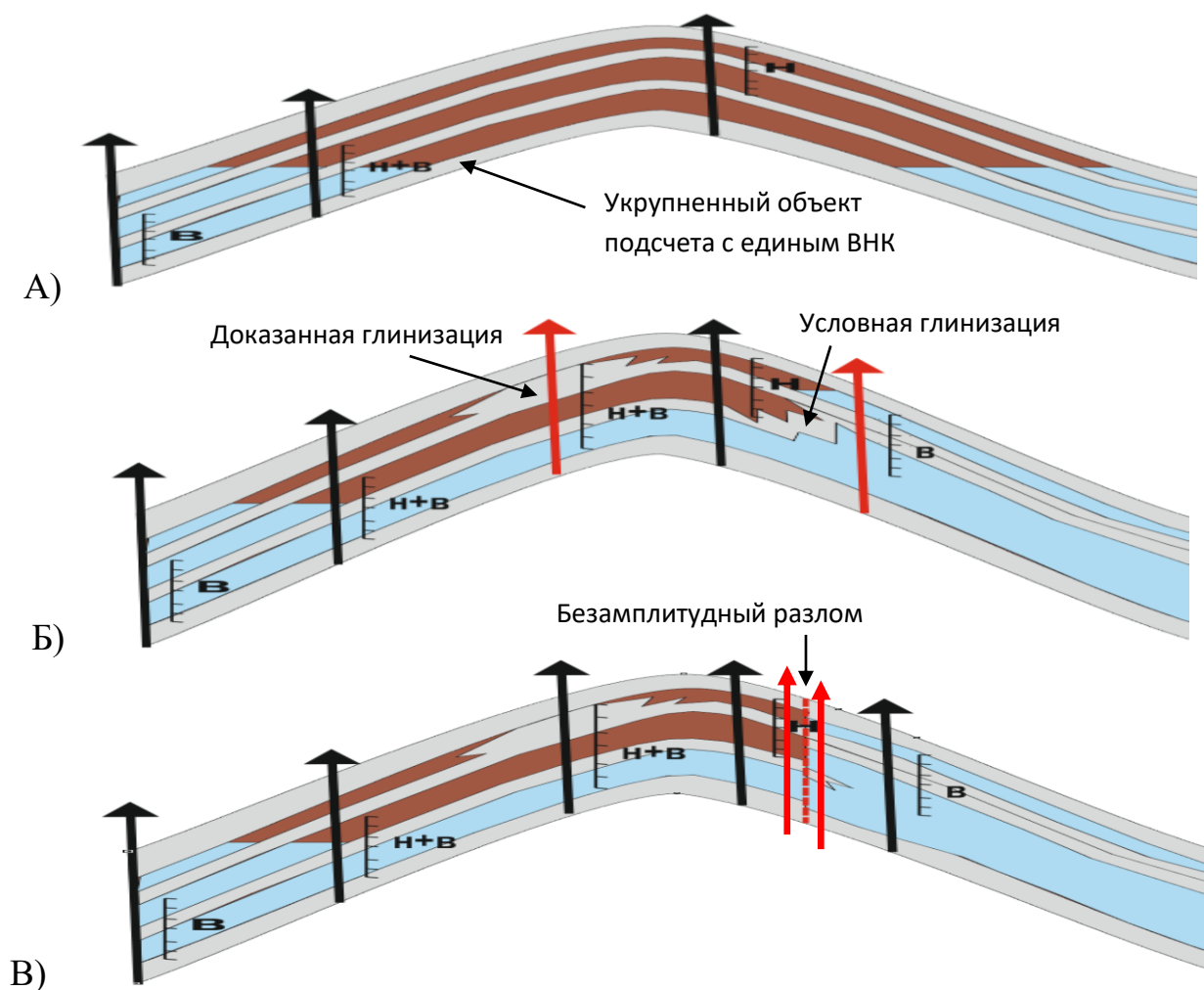


Рисунок 1.3.5 - Изменение в представлении о строении залежи

а) этап разведки б) уплотнение сетки скважин – выявление литологических ограничений в) тектонические ограничения

Пласт Ю1

Используемые для подсчетов запасов геологические модели предполагают комбинированный тип залежей, с разнообразными литологическими, тектоническими и фациальными границами. Залежи пласта

Ю₁ на территории Широтного Приобья выявлены практически на всех месторождениях (рис.1.3.6).

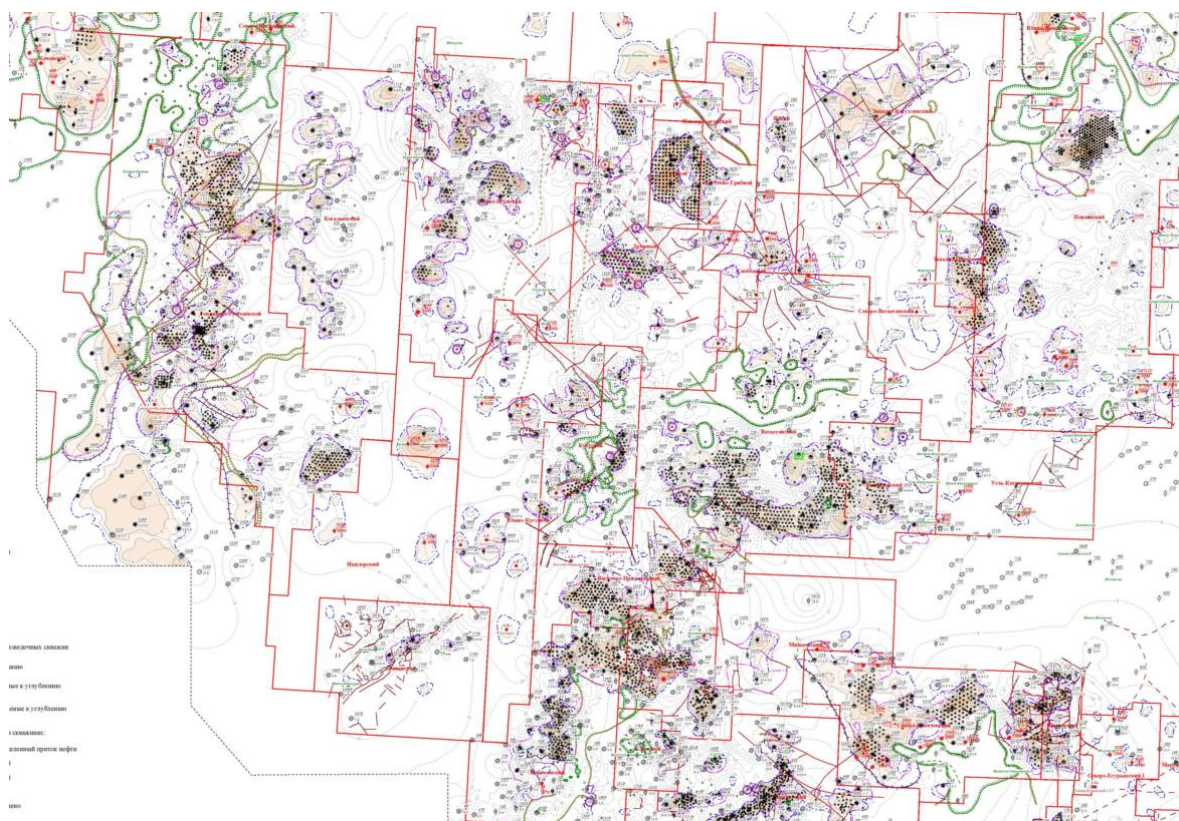


Рисунок 1.3.6 - Карта нефтеносности пласта Ю₁ в Широтном Приобье
(Щергина Е.А.)

Особенностью пласта Ю₁ является практически повсеместно выявленное изменение уровней ВНК в пределах залежей. Анализ материалов оперативных и промышленных подсчетов запасов по пласту Ю₁, выполненных в 2011-2017 гг., показал, что в 45% случаев в качестве ограничений залежи при выявленном перепаде ВНК используются литологические экраны, в 34% случаев дизъюнктивные нарушения и для 21% модель наклонного ВНК. В некоторых случаях небольшие залежи контролируются комбинацией этих трех видов ограничений (рис. 1.3.7).

Понимая многообразие взглядов на строение пласта Ю₁, в практике работ «КогалымНИПИнефть» по подсчету запасов при построении геологических моделей пласта Ю₁ используется схема, которую можно описать выражением «от простого к сложному». На начальном этапе выполняется обоснование ВНК залежи. В случае выявленных перепадов

абсолютных отметок границы «нефть-вода» большое внимание уделяется анализу качества испытаний и выявлению низкоомных и слабонасыщенных коллекторов для исключения случаев принятия «ложного» наклона ВНК.

На этапе корреляции выполняется обоснование разделения пласта на зональные интервалы – самостоятельные объекты подсчета запасов. Параллельно анализируются материалы сейсморазведочных работ на предмет наличия литологических или тектонических ограничений в районе залежи. Наличие тектонических нарушений по материалам корреляции можно установить по «выпадающим» из разреза скважин стратиграфическим интервалам.

Если обоснованные границы по материалам сейсмических работ отсутствуют, а наклон ВНК существует, то границы раздела участков залежей с разными отметками ВНК принимаются условно согласно методическим рекомендациям по подсчету запасов.

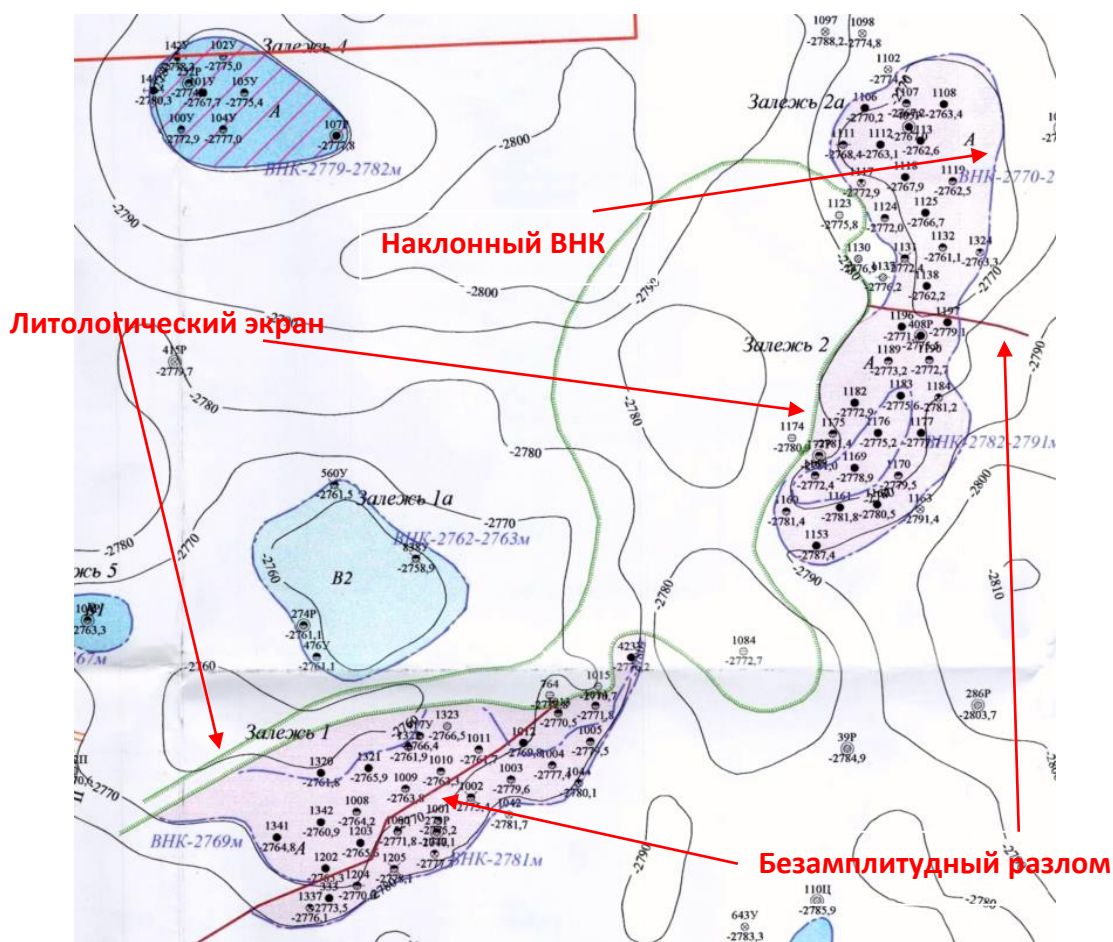


Рисунок 1.3.7 - Примеры залежей с несколькими типами границ

Пласты тюменской свиты.

Залежи нефти в отложениях пластов тюменской свиты в Широ́тном Приобье открыты на Тевлинско-Русски́нском, Кечимовском, Северо-Покачевском месторождениях. Большинство числящихся на балансе геологических моделей можно отнести к литологически экранированным (рис.1.1.8). Большинство выявленных залежей ограничены либо условными зонами глинизации пласта, либо границами лицензии, что свидетельствует о необходимости уточнения принятой геологической модели.

Залежи слабо изучены и, вероятно, что по мере увеличения геолого-геофизической информации площадные модели трансформируются в литологические, руслового типа (глава 2.3). Построить такие модели можно только на основе детального изучения особенностей формирования тюменской свиты с привлечением материалов детальных высокоразрешающих сейсморазведочных работ и региональных исследований (рис.1.3.8).

Группы генетически связанных литофаций с различной вероятностью обнаружения в них эффективного коллектора: 1 — подводные валы в прибрежной части моря (установленные и предполагаемые в верхней части горизонта Ю₂); вероятность обнаружения эффективного коллектора более 0.90; 2 — меандровые косы, русла, флювиальные рукава дельт, аккумулятивные песчаные тела в прибрежной части моря (верхняя часть горизонта Ю₂); вероятность обнаружения эффективного коллектора 0.35—0.50; 3 — меандровые косы, русла, флювиальные рукава дельт, аккумулятивные песчаные тела в прибрежной части моря (нижняя и средняя части горизонта Ю₂); вероятность обнаружения эффективного коллектора 0.35—0.50; 4 — аккумулятивные песчаные тела дельтовой равнины и в понижениях прибрежной части моря (верхняя часть горизонта Ю₂); вероятность обнаружения эффективного коллектора 0.20—0.35; 5 — аккумулятивные песчаные тела дельтовой равнины (средняя часть горизонта Ю₂); вероятность обнаружения эффективного коллектора 0.20—0.35; 6 — лагуны, береговые валы, гребни, иловые отмели в прибрежной части моря (верхняя часть горизонта Ю₂); вероятность обнаружения эффективного коллектора 0.10—0.20; 7 — лагуны, береговые валы, гребни, иловые отмели в прибрежной части моря (средняя часть горизонта Ю₂); вероятность обнаружения эффективного коллектора 0.10—0.20; 8 — отложения мелкого моря, приустьевые бары дельтовых рукавов, пойменные и заболочивающиеся пойменные равнины; вероятность обнаружения эффективного коллектора менее 0.10; 9 — территории предположительно малоперспективные, возможно обнаружение отдельных небольших и средних по запасам залежей нефти. Результаты испытания скважин: 10 — нефть, 11 — вода + нефть, 12 — вода, 13 — притока не получено.

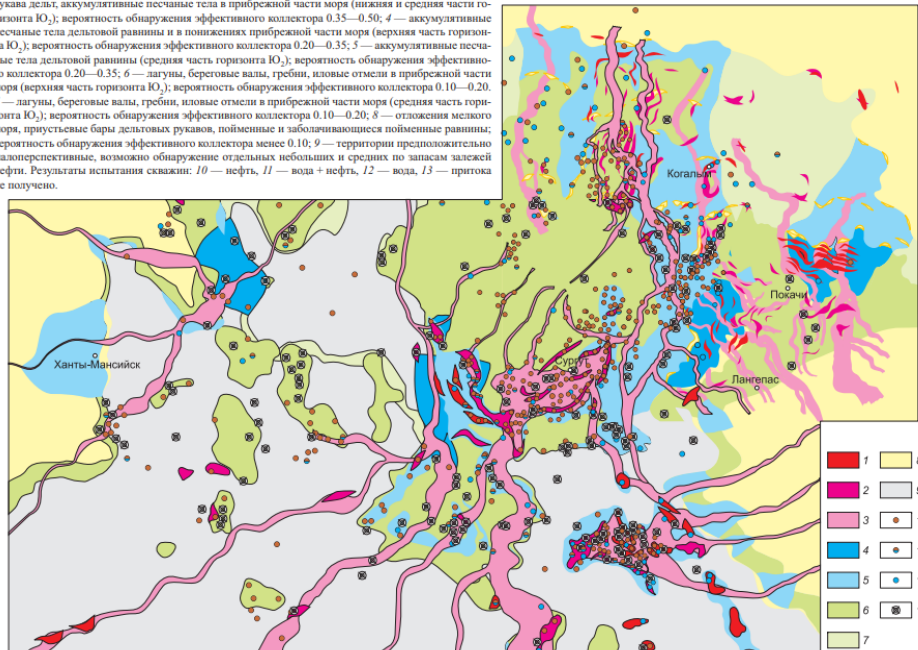


Рисунок 1.3.8 - Схема прогноза эффективных коллекторов нефтегазоносного горизонта Ю₂ в Широ́тном Приобье [59]

1.4 Состояние и цели геологического моделирования

Моделирование геологического строения залежей нефти и процессов извлечения нефти на основе численных геологических моделей уже более 15 лет стало стандартной операцией в практике подсчета запасов, проектирования и сопровождения эксплуатационного бурения (рис. 1.4.1). Для большинства открытых залежей нефти построены трехмерные геологические модели, составлено множество нормативных документов и учебных пособий по построению и оценке их качества [8, 60, 77, 78, 103]. В ближайшие годы по «ключевым» месторождениям «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» запланирован переход на постояннодействующие 3D геолого-технологические модели.

Считается, что переход к трехмерному моделированию позволит повысить точность прогнозов геологического строения залежей и гидродинамических расчетов. Однако практика работ показывает несколько иную ситуацию [120]. С одной стороны, массовое применение технологий трехмерного моделирования привнесло заметные улучшения: унифицировалось, улучшилось качество документации, повысилась культура проектных работ, увеличилась скорость выполнения геологических моделей, а, следовательно, и скорость принятия оперативных решений (например, при сопровождении бурения горизонтальных скважин, подборе ГТМ).



Рисунок 1.4.1 - Спектр задач геологического моделирования

С другой стороны, не удалось решить главную задачу – повысить точность получаемых результатов. Несмотря на значительное увеличение разного рода исследовательских работ с использованием геологических моделей (подсчеты запасов, актуализации, секторные модели, постояннодействующие модели), в целом по-прежнему сохраняется главный недостаток прогнозов – расхождение фактических и расчетных показателей (прогнозов эффективных и нефтенасыщенных толщин, ФЕС, текущей и конечной добычи нефти, обводненности). На проблему указывал в своих работах Х. Азиз: «моделирование не является точной наукой. Все модели основаны на предположениях и дают только приближенное решение реальных задач» [4].

Геологическая среда представляет собой набор физических полей (положение коллекторов, распределения ФЕС и насыщения), лишенных систематичности и стройности, которые невозможно описать математически. При трехмерном моделировании возможно только построение схематической математической модели, приближенно похожей на реальный объект, так как практически доступная геологическая информация, положенная в ее основу, охватывает лишь малую часть объема залежи. Для примера, объем выноса зерна из продуктивной части пород составляет обычно микро- и нанодоли объема залежи. Если продуктивный пласт в околоскважинном пространстве является областью, строение которой можно исследовать на основании трех видов информации (геологическая, геофизическая, нефтепромысловая), то межскважинное пространство представляет собой зону неопределенности. На эти проблемы указывали признанные отечественные и зарубежные эксперты геологического моделирования [8, 55, 131, 132, 133].

Повсеместный переход на трехмерное моделирование отразился на количестве опубликованных исследований по этой тематике. При этом многие авторы описывают процедуры трехмерного геологического моделирования как стандартный набор операций:

- создание структурного каркаса;

- осреднение скважинных данных на сетку;
- распространение свойств в межскважинном пространстве;
- построение модели нефтенасыщенности.

Отказ от «индивидуальности» месторождения и стандартные подходы геологическому строению приводит к иллюзии возможности автоматизировать процесс моделирования – создать как универсальный алгоритм автоматического построения геологической модели, так и автоматизировать проверку качества ее построения. К сожалению, для месторождений сложного строения, разбуренных неравномерной сеткой скважин, при обширных зонах отсутствия коллекторов автоматизировать процесс построения геологической модели в большинстве случаев невозможно. Опыт сопровождения бурения показывает, что каждая новая скважина будет приносить существенные изменения в геологическую модель.

Автором диссертационной работы составлена типовая схема уточнения и усложнения геологических моделей по мере накопления геолого-промысловой информации, которая демонстрирует необходимость пересмотра подходов к моделированию в зависимости от текущего состояния изученности залежи (рис. 1.4.2). Концептуальные модели залежей необходимо учитывать еще на этапе поиска, однако, в связи с отсутствием материалов сейсморазведки 3D и малым числом пробуренных скважин в большинстве геологических моделей на поисково-разведочном этапе часто выполняется выделение залежи только по структурному фактору. К сожалению, работы по построению детальной геологической модели начинаются лишь после получения неудовлетворительных результатов бурения, противоречащих принятой на баланс модели. Понимание специалистами необходимости уточнения геологических моделей неантиклинальных залежей, числящихся на государственном балансе, определяет отставание по вводу их в разработку, что было показано в предыдущем разделе (глава 1.2).

Специалистами Тюменского нефтяного научного центра и ЦГЭ на основе анализа большого количества геологических моделей разработаны подробные критерии качества 3D моделей [13,28]. Отмечается, что обязательными этапами построения качественной геологической модели являются анализ данных керна, интерпретации сейсморазведки, детальная корреляция скважин и построение концептуальной модели. При этом этапы разработки фациальной и концептуальной геологической модели рекомендуется начинать на этапе поисково-разведочных работ.



Рисунок 1.4.2 - Схема уточнения геологических моделей по мере увеличения объема геолого-промысловой информации (ГМ – момент обновления геологической модели, П – поисковое бурение, Р+ОЭ – разведочное и опережающее эксплуатационное бурение, Э+Р – эксплуатационное разбуривание и доразведка, Э+Д – эксплуатационное разбуривание и данные о добыче)

В некоторых случаях бывает полезным построение нескольких альтернативных моделей. В местах, где во всех альтернативных моделях установлена нефтеносность будут наиболее достоверные запасы. Варианты геологической модели являются основой для построения карты рисков, которая используется для принятия стратегии изучения и разработки (рис.1.4.3).

В случае двух альтернативных геологических моделей упрощенный вариант оценки рисков предполагает наложение контуров нефтеносности в плане. Зоны, которые имеют разный характер насыщения в моделях, следует отнести к «неблагоприятным». Все работы на «рискованных» участках планируются с учетом возможного «неподтверждения» основной геологической модели. (рис.1.4.4)

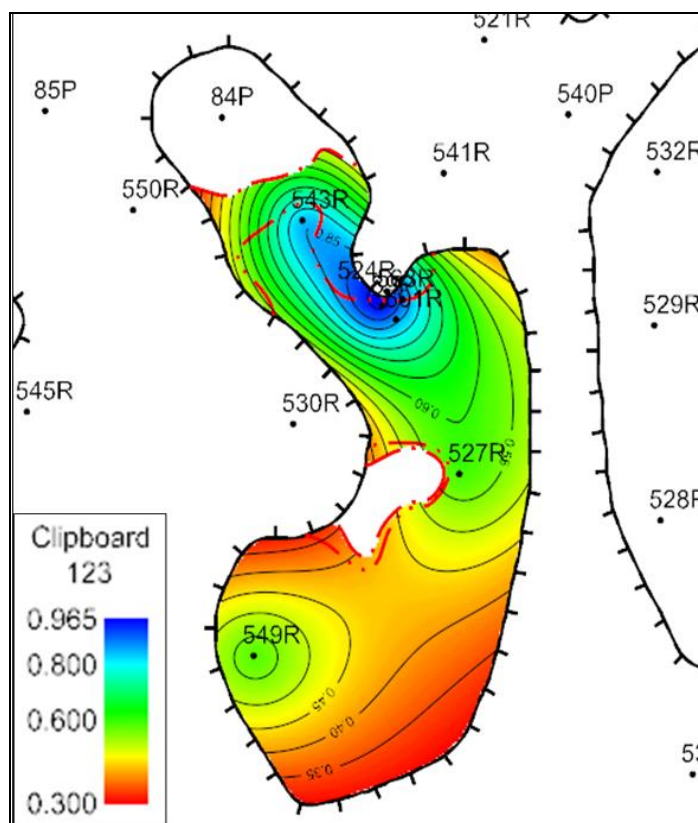


Рисунок 1.4.3 - Карта вероятности выполнения условий наличия залежи нефти

Подводя итог, следует повториться, что для целей геологического моделирования в настоящее время разработано большое число удобных отечественных и зарубежных программных продуктов. При этом

качественное улучшение прогнозов геологических параметров зависит не столько от программного продукта, сколько от выбора верной концептуальной модели, заложенной в основу построений.

Принятие решения о выборе концептуальной модели зависит от полноты и качества исходной информации, которой в большинстве случаев недостаточно. Данные имеют коридор неопределенности, который позволяет создавать основную и альтернативные геологические модели на одном наборе исходных данных. Альтернативные геологические модели полезны на этапе построения карт рисков и позволяют оценить достоверность геологической модели и скорректировать стратегию разведочного и эксплуатационного бурения.

Выводы по главе 1.

1) Изучаемый район является объектом пристального внимания исследователей с момента открытия нефти в Западной Сибири. Многопластовые месторождения, содержащие большие залежи нефти структурного типа, являются основой ресурсной базы и стабильной добычи нефти.

2) Структурные залежи нефти на крупных месторождениях в настоящее время находятся на стадии падающей добычи. В то же время значительные запасы нефти, приуроченные к залежам неантиклинального типа, в разработку еще не вовлечены.

3) Геологические модели в пластах ачимовского комплекса, васюганской и тюменской свитах, построенные по материалам редкой сети поисковых и разведочных скважин, требуют уточнения, для повышения достоверности прогнозных параметров и возможности эффективного планирования разработки.

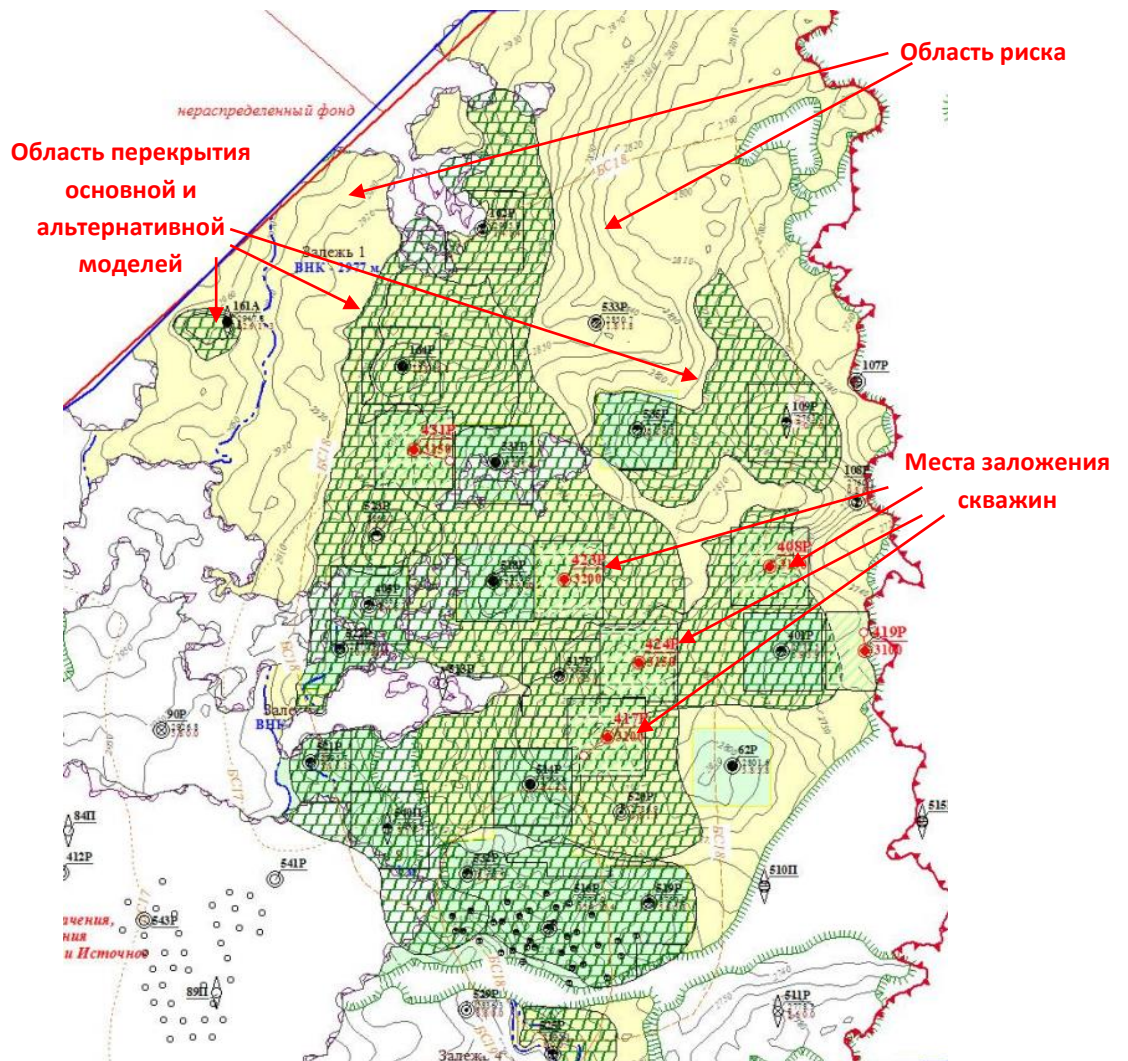


Рисунок 1.4.4 - Сопоставление альтернативных моделей

4) На сегодняшний день у специалистов накоплен положительный опыт ввода в разработку залежей неантиклинального типа после уточнения геологического строения на основе материалов сейморазведочных работ 3D, перекорреляции разрезов скважин, корректировки концептуальной модели.

5) Использование инструментов трехмерного моделирования позволило автоматизировать многие задачи. Качественное улучшение прогнозов геологических параметров происходит при условии всестороннего изучения продуктивного пласта и учете при моделировании особенностей его строения.

Глава 2. Концептуальные модели строения неокомского и верхнеюрского и среднеюрского комплекса в Широком Приобье

Под термином *модель* в технической литературе чаще всего обозначают упрощённый объект, сохраняющий важнейшие свойства настоящего существующего объекта или системы, и предназначенный для их изучения; упрощённое представление действительного объекта или протекающих в нём процессов.

Слово *концепция* имеет следующее определения:

- комплекс взглядов чего-либо, связанных между собой и вытекающих один из другого;
- определённый способ понимания, трактовки каких-либо явлений;
- система путей решения задачи.

Понятие «концептуальная модель» (К.М.) впервые предложил английский психолог А. Т. Велфорд в 1961 г. Согласно Велфорду концептуальная модель раскрывается как *глобальный образ, формирующийся в голове оператора*. Концептуальная модель даёт оператору *целостную картину* и поэтому *обеспечивает возможность соотносить разные части процесса с целым*, а, соответственно, и действовать эффективно.

В отечественной литературе понятие концептуальная модель активно используется в работах В. П. Зинченко с коллегами, начиная с 1970 г. По Зинченко: *«концептуальная модель включает жизненный опыт человека и знания, полученные при специальном обучении, а также сведения, поступающие в процессе управления»*.

К наиболее распространённым определениям термина в технической литературе относятся:

К.М. - абстрактная модель, определяющая *структуру исследуемого объекта (составные части и связи), свойства составных частей, причинно-следственные связи*. ("ГОСТ Р 43.0.3-2009. Национальный стандарт

Российской Федерации. Информационное обеспечение техники и операторской деятельности. Общие положения")

К.М. - *принципиальная основа экономико-математической модели, предназначенной для реализации различными математическими и техническими средствами и, следовательно, для непосредственного решения задачи. Это предварительное, приближенное представление о рассматриваемом объекте или процессе; часто К.М. имеет вид схемы, в которой фиксируются наиболее существенные параметры и связи между ними.* (экономико-математический словарь)

К.М. - модель предметной области, состоящей из *перечня взаимосвязанных понятий*, используемых для описания этой области, вместе со свойствами и характеристиками, классификацией этих понятий, по типам, ситуациям, признакам в данной области и *законов протекания процессов* в ней. (Толковый словарь по искусственному интеллекту)

В диссертационной работе под **концептуальной геологической моделью** автор понимает систему знаний о продуктивном пласте, увязывающую геолого-геофизическую и промысловую информацию на основе седиментологии определенного природного резервуара.

Основными задачами создания концептуальных моделей для целей подсчета запасов является:

1) создание иерархии характерных для конкретного типа отложений элементов геологического строения, которые необходимо учесть в геологической модели на ранних стадиях изучения, имея ограниченный набор разнородной информации (данные испытания и сейсморазведочных работ, керн, ГИС, данные эксплуатации)

2) создание простой, последовательной и удобной в использовании последовательности работ по геометризации залежи для каждого типа продуктивных отложений;

В главе рассмотрены современные представления об условиях седиментации неокомского клиноформного, верхнеюрского и среднеюрского

комплексов Широкого Приобья Западной Сибири. Описаны основные элементы геологического строения, которые могут влиять на распределение нефтеносности. Понимание закономерностей геологического строения изучаемых отложений стало основой предложенных в работе методик уточнения геологических моделей на основе концептуальных моделей.

2.1. Понятие цикличности

Большинство современных исследователей признают факт упорядоченности строения осадочных толщ, выражающийся в закономерном повторении в разрезе определенного набора пород. Цикличность присуща всем без исключения генетическим типам осадочных толщ, и существуют многочисленные работы, посвященные практическому применению этого свойства для целей геологоразведочных работ.

Для понятия слоевой ассоциации, как целостной во времени формирования системы наиболее часто используется термин – *циклит*, предложенный Трофимуком А.А. и Карогодиным Ю.Н. в 1976.

Циклит – это относительно непрерывная во времени формирования последовательность слоев (или их групп), ограниченная в кровле и подошве несогласиями или коррелятивными им согласными поверхностями.

Расчленение разреза скважин на основе выделения циклов имеет большое значение в нефтяной геологии. В основании циклита различного ранга, как правило, находятся глины и глинистые (или битуминозные) породы, которые играют роль покрышки. В кровле как элементарного циклита, так и выше рангом (мезо-, макро-, мегациклиты) отмечаются зоны перерывов, которые связаны с размывами.

Существуют четыре правила выделения циклита:

- 1) направленность изменения свойств в разрезе
- 2) относительная непрерывность изменения вещественно-структурных свойств от слоя к слою
- 3) характер границ между слоями (элементами системы)

4) двуединое строение.

В качестве существенного вещественно-структурного свойства в терригенных разрезах используют размер зерна.

По направленности изменения существенного вещественно-структурного признака слоя выделяются две группы циклитов: однонаправленные и разнонаправленные (рис. 2.1.1). В каждой группе по два типа соответственно: 1) «прямо», «прогрессивно» направленные или сокращенно *проциклиты* и 2) «обратно», «регрессивно» направленные или *рециклиты*; 3) прогрессивно-регрессивные или *про-рециклиты* и 4) регрессивно-прогрессивные или *ре-проциклиты*.

Для каждого типа, кроме вышеназванных терминов, предложены и простые модели-символы – треугольники и их простая комбинация.

Изучаемые в работе отложения неокома в Широтном Приобье представлены про-рециклитами различного ранга. К рециклитам относятся отложения верхней части васюганской свиты (пласт Ю₁). Проциклиты широко распространены в континентальных толщах, средней юры [80] (рис. 2.1.2).

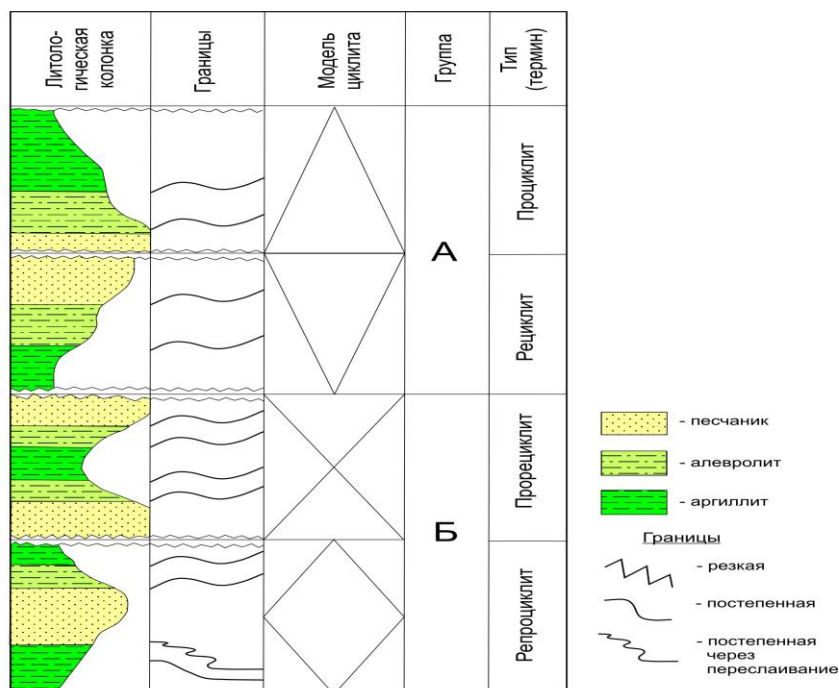


Рисунок 2.1.1 - Основные типы циклитов (Карагодин Ю.Н., 1980 г.)

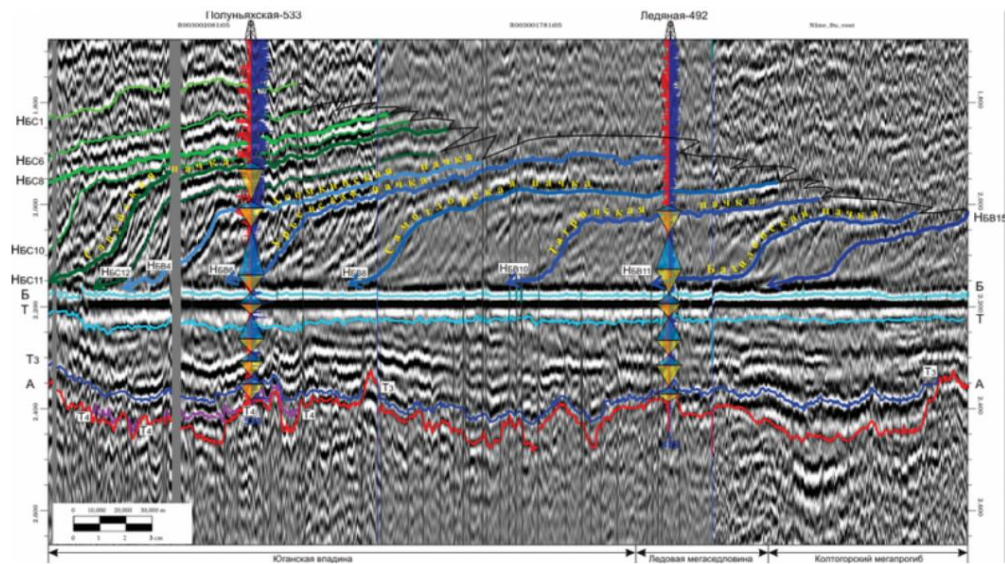


Рисунок 2.1.2 - Выделение циклитов в неокомско-юрском интервале разреза

Одним из важнейших принципов цикличности, вытекающим из принципа системности, является иерархия циклитов, выраженная во вложенности циклитов меньшего ранга в более крупные. При корреляции и построении геологической модели неокомского клиноформного комплекса Имилорского месторождения автором диссертационной работы выделены четыре ранга циклитов, три из которых учтены при геологическом моделировании (раздел 3.1).

2.2. Концептуальная модель строения неокомских клиноформных отложений

Клиноформное строение неокомских отложений Западной Сибири, впервые выявленное в 70-х годах 20 века А.Л. Наумовым и Л.Я. Трушковой, в настоящее время с некоторыми дополнениями принято большинством геологов [30].

В атласе «Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» систематизирована информация о строении клиноформных резервуаров ХМАО. В неокомском разрезе Западной Сибири выделяется 15 клиноформных тел, перекрываемых региональными глинистыми пачками (Новомолодежной, Бахилловской, Тагринской, Самотлорской, Урьевской,

Асомкинской, Савуйско-Покачевской, Чеускинской, Сармановской, Правдинской, Пимской, Приобской, Быстринской, Приозерной и Родниковой), к которыми обычно приурочены s-образные, наклоненные в западном направлении и прилегающие к опорному отражающему горизонту Б отражающие горизонты на сейсмических разрезах (рис. 2.2.1). Клиноформные тела черепицеобразно налегают друг на друга, постепенно смещаясь в западном направлении.

Неокомские отложения, накапливались в процессе бокового заполнения осадочного обширного, но относительно мелководного (до 500-700 метров) осадочного бассейна, заполняемого осадками, приносимыми реками с Восточно-Сибирской платформы и Алтай-Саянской складчатой области, то есть с востока и юго-востока. Протяженность клиноформ достигает 500-900 км, ширина колеблется от 90 до 300 км, увеличиваясь в среднем от восточных клиноформ к западным. Для клиноформных тел характерна иерархия, являющая одним из главных свойств циклитов – вложенность клиноформ меньшего ранга в крупные, что хорошо видно на материалах сейсморазведочных работ.

Сиквенс-стратиграфические идеи дополнили модель, предложенную А.Л. Наумовым. Формирование осадочных толщ взаимосвязано с относительным уровнем стояния моря (рис. 2.2.2).

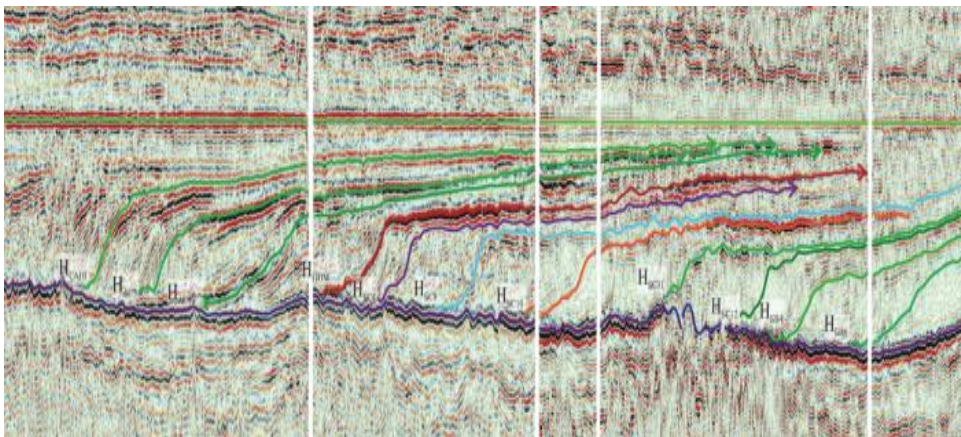


Рисунок 2.2.1 - Фрагмент временного палеоразреза по региональному профилю 11

На стадии высокого стояния моря происходит накопление региональных глинистых покрывок. На стадии падения уровня моря мигрирующие дельты последовательно заполняют своими отложениями аккумулятивный шельф.

На следующей стадии низкого стояния моря верхняя часть этих отложений размывается, а местами они полностью прорезаются долинами рек на всю ширину седиментационного шельфа. Таким образом, в это время осадочный материал переносится к кромке седиментационного шельфа. На стадии низкого стояния происходит интенсивное наращивание аккумулятивного склона в сторону моря. На последней стадии трансгрессии речные долины, прорезанные в шельфе, заполняются осадками отступающих речных дельт.

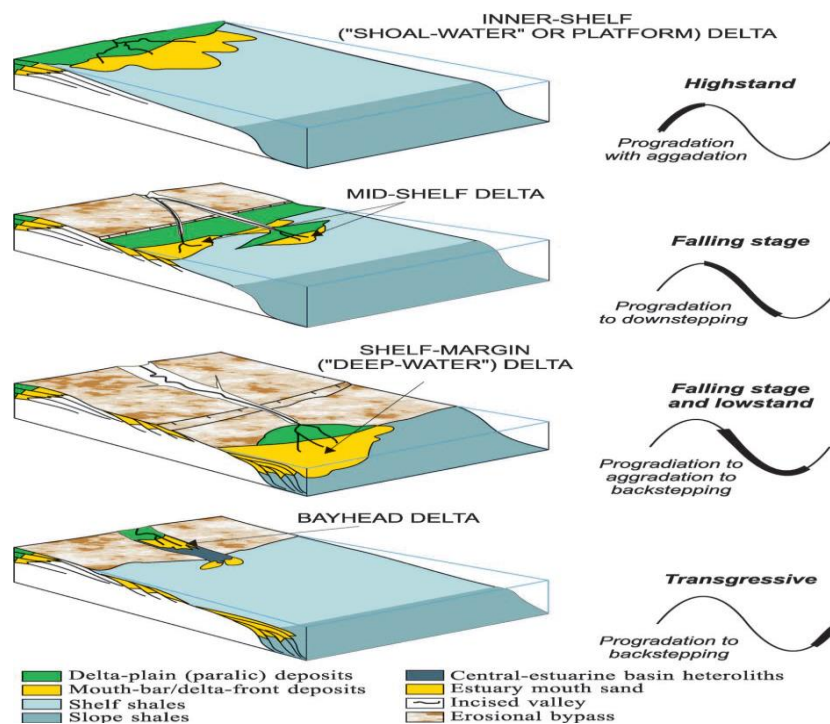


Рисунок 2.2.2 - Классификация дельтовых систем в терминах относительного уровня стояния моря (по Porebski and Steel, 2003)

Для понимания геометрии неоконского разреза важно отметить, что принесённые реками осадки подвергаются дополнительному перераспределению под действием вдольбереговых течений и волн катастрофических штормов (рис.2.2.3).

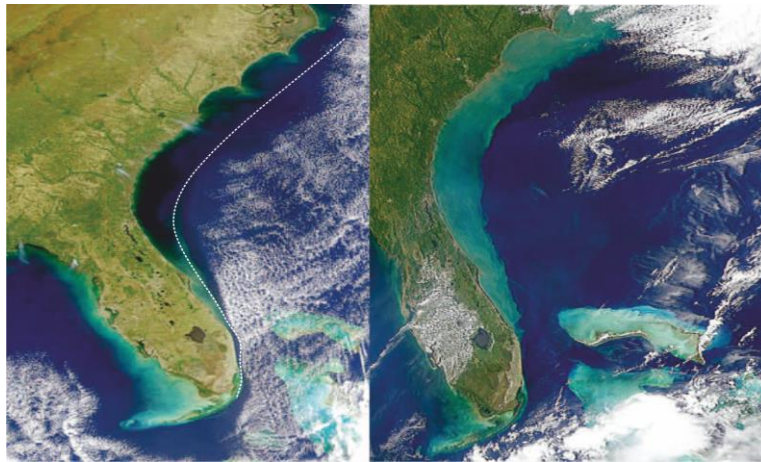


Рисунок 2.2.3 - Спутниковые снимки юго-западного побережья США в ясную погоду и через два дня после прохождения тайфуна над прибрежными водами (G. Shanmugam, 2008). В ясную погоду просматривается жёлто-коричневые взвеси выносов рек, впадающих в океан. Пунктиром показано приблизительное положение кромки шельфа.

Максимальные глубины волнового воздействия в современных морях около 50 метров, именно этой глубине моря на стадии его низкого стояния отвечает положение кромки шельфа. Выровненная волнами кромка седиментационного склона может прорезаться подводными каньонами – врезами турбидитных течений, питаемых речными взвесями. Для их возникновения необходимо, чтобы вторгающиеся в море языки утяжелённых взвесями речных вод (рис. 2.2.4) достигали седиментационного склона, ускорялись на нём и, как следствие, размывали его.

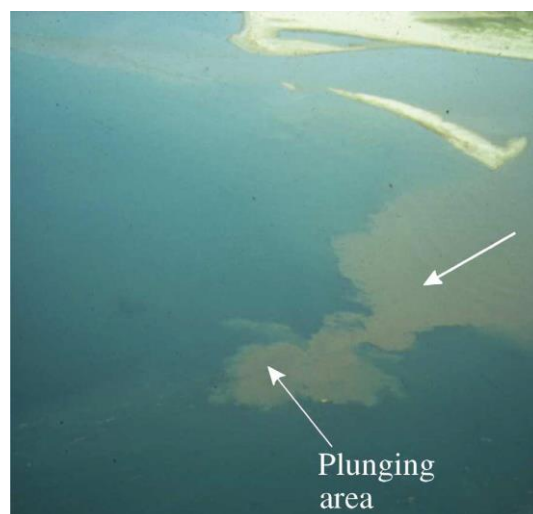


Рисунок 2.2.4 - Аэрофотосъёмка вторжения тяжёлых мутных вод в озеро Танганьика (Танзания, Tiercelinetal., 1987)

В валанжинское время, когда накапливались продуктивные неокомские отложения, морской бассейн был отделён от источников сноса широкой континентальной аккумулятивной равниной. В этих условиях основная масса осадочного материала приносится в конечный бассейн осадконакопления (в море) большими реками. Но только самые мощные из них имеют постоянно действующие подводные каньоны.

Так, в условиях современной трансгрессии, подъёма уровня моря на 100 метров, река Инд сумела прорезать седиментационный шельф глубоким каньоном и сохранила постоянно действующую турбидитную систему (рис. 2.2.5), а у реки Дунай после последней трансгрессии подводный каньон бездействует, а выносимые осадки отлагаются на Днепровско-Дунайском шельфе Чёрного моря (рис. 2.2.6).

Седиментационный склон сложен рыхлыми водонасыщенными осадками и находится в хрупком и часто нарушаемом равновесии (табл. 2.2.1). В дельтах крупных рек ежегодно фиксируется по несколько небольших событий оплывания и обрушения их склонов. Крупные же обрушения седиментационного склона морских и океанических бассейнов относительно редки, и обычно вызываются сильными землетрясениями. Например, подводный оползень Ньюфаундлендской банки 1929 года был вызван землетрясением силой 7,2 балла, он переместил около 175 км³ осадков, максимальное расстояние переноса составило более 600 км.

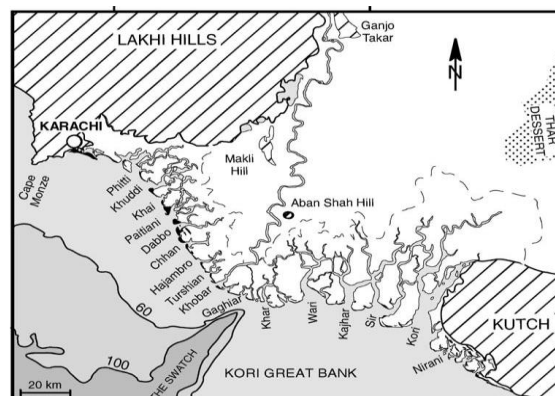


Рисунок 2.2.5 - Район дельты реки Инд и вершина подводного каньона (L. Giosan, S. Constantinescu, P. D. Clift ... Recent morphodynamics of the Indus delta shore and shelf Continental Shelf Research 26 (2006))

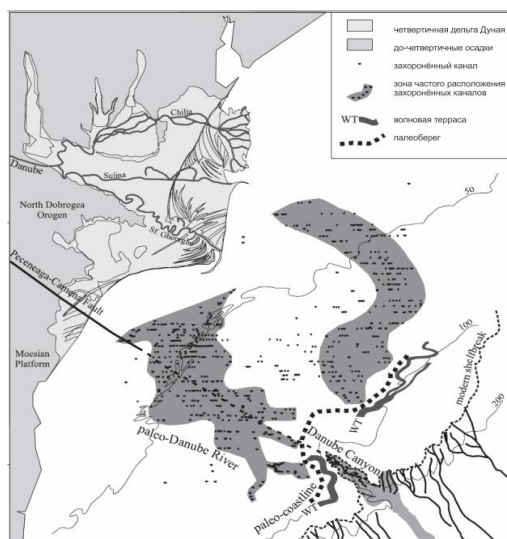


Рисунок 2.2.6 - Палеогеографическая карта северо-восточной части Чёрного моря во время последнего низкого стояния уровня моря (по I. Popescua, G. Lericolaish, N. Paninc, ... The Danube submarine canyon (Black Sea): morphology and sedimentary processes Marine Geology 206 (2004))

Таблица 2.2.1 - Причины и результаты гравитационного перемещения осадков седиментационного склона

Событие	Тип потока, частотность
Обрушение кромки из-за приливов или половодья	Объём более 0.001 км^3 , может менять конфигурацию рукавов дельты и порождать относительно сильные потоки, нарацивающие удалённые конуса выноса
Изменение потоков выноса тяжёлых взвесей	Много раз в году, если объёмная плотность речного стока превышает плотность морской воды
Большие штормовые волны	Очень редко, но может быть очень сильным и перемещать более 100 км^3 осадков
Обрушения седиментационного склона различных масштабов	

Вторичные перемещения уже отложившихся осадков под действием сил тяжести порождают новые формы осадочных пород. Опубликовано множество теоретических схем процесса гравитационной транспортировки осадков в морских условиях (рис. 2.2.7), предложены и наборы стандартных последовательностей пород для каждого из этапов транспортировки.

Оползень – скольжение твёрдого тела по плоской поверхности, после «растрясания» порода размягчается, и оползень переходит в пластическую форму, когда связная вязкая масса, перемешиваясь и деформируясь, скользит над плавной, но деформированной поверхностью раздела. В дальнейшем эта связная масса может трансформироваться в грязевой поток, включающий в себя обломки и фрагменты разрушенных слоистых тел.

Скорость перемещения грязевых масс на склоне может составлять до 30м/с.



Рисунок 2.2.7 - Схема основных типов процесса гравитационной транспортировки осадков в глубоководных системах (по G. Shanmugam Deep-water process sand facies models: Implications for sandstone petroleum reservoirs: Amsterdam, Elsevier, Handbook of petroleum exploration and production, 2006, v.5)

Напор окружающей водной среды приводит к разжижению грязевой суспензии, потере связей между частицами, и формированию взвеси из ансамбля отдельных частиц.

Взвеси, имеющие более высокие по сравнению с водой объёмные плотности, ведут себя как тяжёлые Ньютоновские жидкости. Поэтому, стремясь занять более низкое положение, они могут ускориться на склоне, формируя классический турбидитный поток.

В керне из отложений ачимовской толщи повсеместно отмечаются следы и мелких, и гигантских событий гравитационного перемещения осадков. Мелкие пластические деформации осадков встречаются на всех стратиграфических уровнях, в том числе и на шельфовой части разреза. Но

есть и следы крупных пластических деформаций, связанных именно с седиментационным склоном.

Ярким примером крупного пластического оползня служит разрез эксплуатационной скважины 130 Имилорского месторождения (рис. 2.2.8). Изменение видимого угла падения вниз от зеркала внутреннего скольжения свидетельствует о мягком пластическом изгибе тонкослоистого тела. В нижней части (интервал 3050,60-3050,73 м) – превышение предела пластичной деформации – излом. Выше внутреннего зеркала скольжения залегает разнонаправленно перемятая масса.

Общая толщина тела пластического оползня, охарактеризованная керном, составила 6.86 м (интервал 3044,25-3051,11 м).

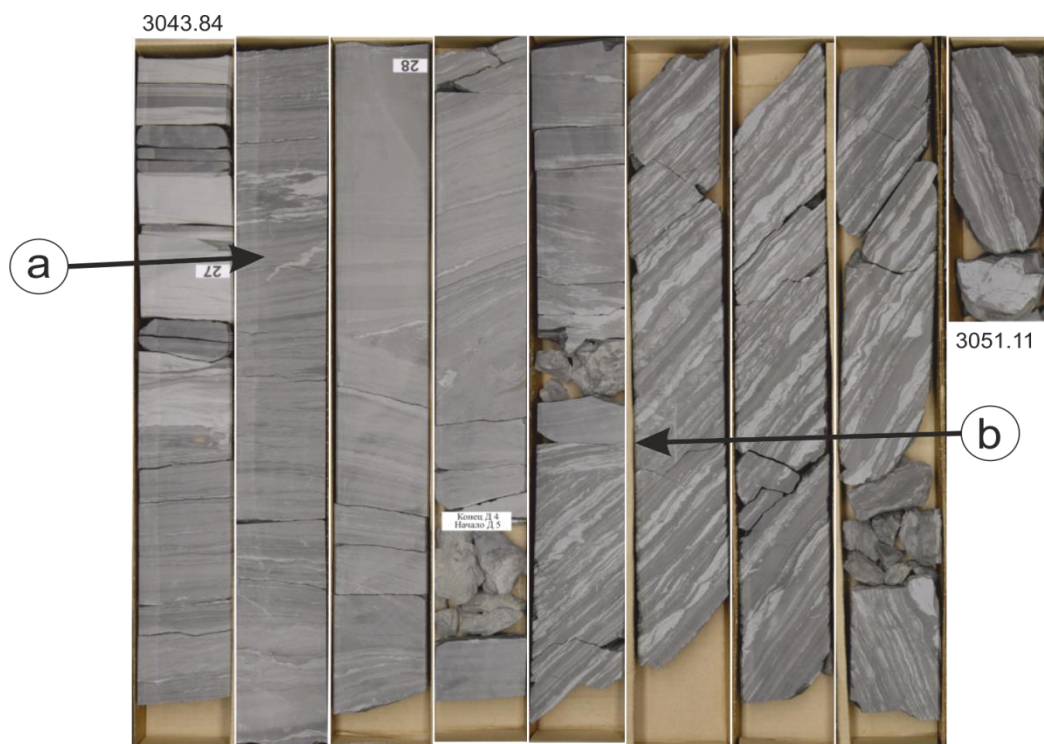


Рисунок 2.2.8 - Фотография керна скважины 130: а– песчаная инъекция, б – поверхность внутреннего скольжения в теле пластического оползня

Наиболее массовой группой пород в ачимовских отложениях являются дебриты и отложения высокоплотных грязевых потоков. Общее представление об их доле в разрезе можно получить по керну скв. 461 Имилорского м-ния. Типичную структуру дебрита имеет, например, отдельное тело отложений высокоплотного грязевого потока, залегающее в интервале глубин 2875,57 – 2876,75 м (рис. 2.2.9).

В его подошве видны следы интенсивного перемешивания оползневой массы над зеркалом скольжения. В средней части имеются включения отдельных обломков аргиллитов, ближе к кровле наблюдается ещё один слой включений. Завершается разрез слоем с направленным изменением содержания мелких обломков, переходящим в 5 см слой карбонатистых глин. Градационный характер изменения свойств позволяет утверждать, что эти два верхних слоя были отложены из водной взвеси. Таким образом, из 118 см разреза 105 см были принесены по дну тяжёлым вязкопластичным потоком, и только 13 см выпали из взвеси, которую можно считать турбидитным потоком, порождённым этим пластическим оползнем.

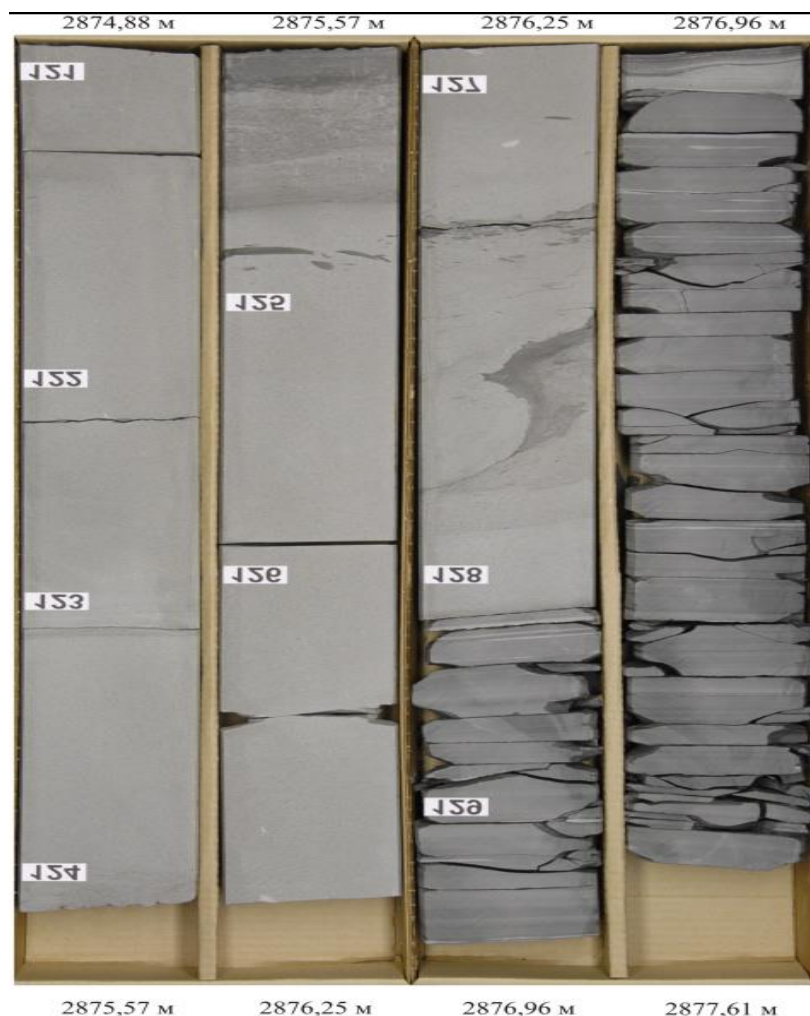


Рисунок 2.2.9 - Керн ачимовских отложений из скважины № 461

В ачимовских пластах встречаются также и турбидитоподобные слои, явно несвязанные с грязевыми потоками. Тела двух дебитов разделены серией переслаивания мелкозернистых песков и аргиллитов (рис. 2.2.10). При

этом верхний слой глин пробит мелкими песчаными дайками, дающими яркие полосы при ультрафиолетовом освещении.

Лабораторные исследования и полевые наблюдения показывают, что тела турбидитов и дебритов имеют разную конфигурацию: турбидиты образуют веер (lobe), а дебриты формируют отдельные языки (tongues). Их частое чередование в разрезе ачимовских пластов обуславливает очень сложную структуру коллекторов нефти.

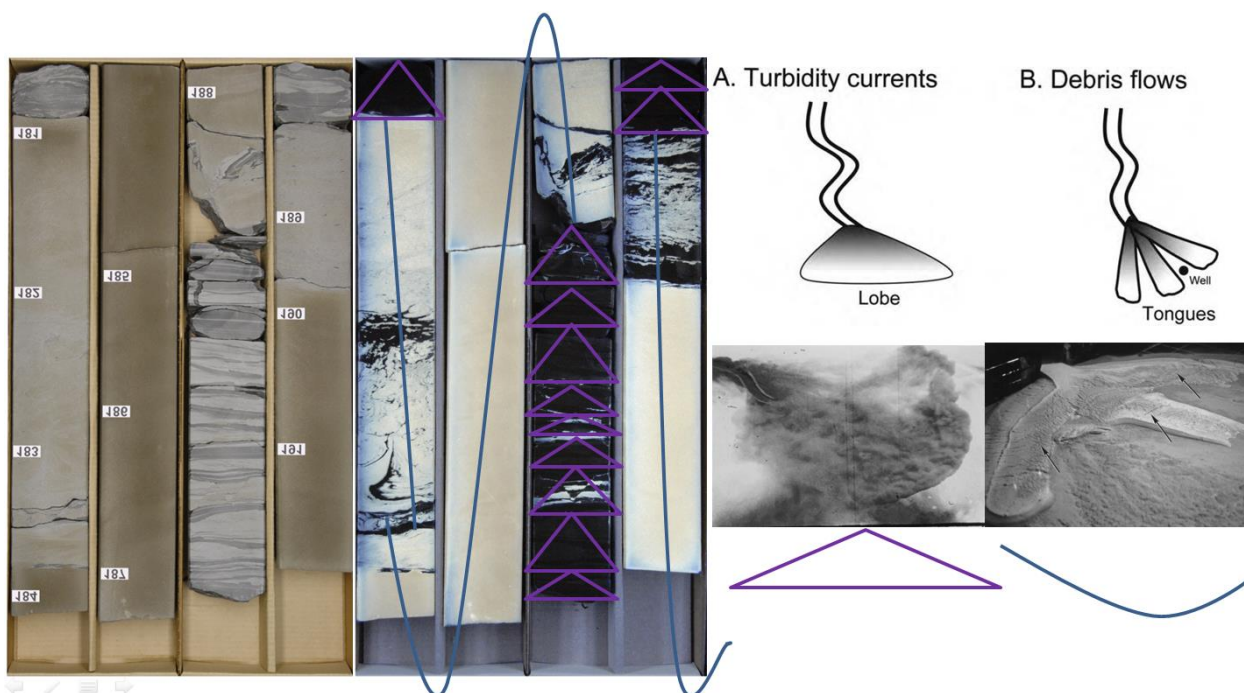


Рисунок 2.2.10 - Фотография керна скважины № 461, пласт Ач₄.
Соотношение турбидитных и дебритных слоёв и лабораторные эксперименты по форме отложений турбидитов и дебритов

Концептуальная модель ачимовской толщи Имилорского месторождения выполнена под руководством Гришкевича В.Ф. и использована автором диссертационной работы при геометризации залежей и оценки запасов УВ ачимовских пластов Имилорского месторождения (рис 2.2.11, раздел 4.1).

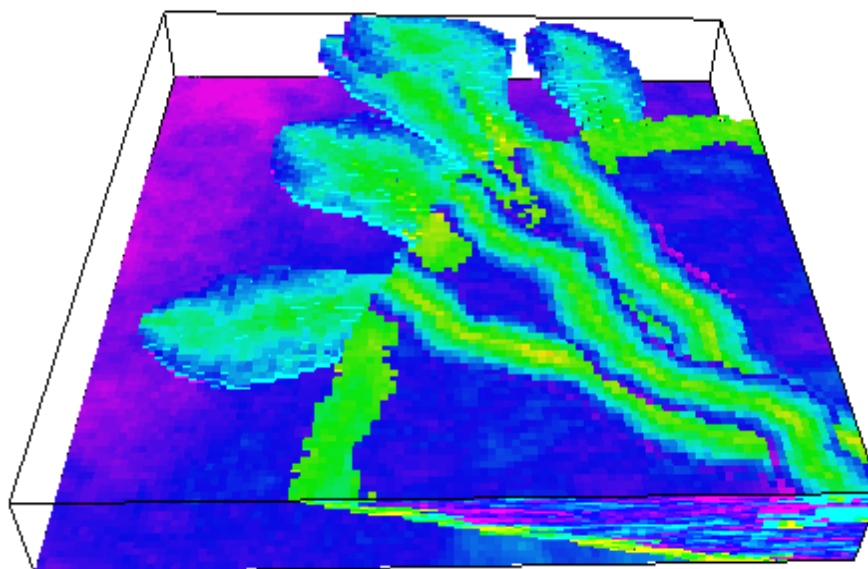


Рисунок 2.2.11 - Пример реализации концептуальной модели при построении 3D ГМ одного из ачимовских пластов

2.3 Концептуальная модель строения пласта Ю₁ васюганской свиты

Нефтегазоносный горизонт Ю₁ стратиграфически приурочен к верхней подсвите васюганской свиты келловей-оксфордского возраста (J₃). Васюганская свита классически подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита преимущественно глинистая, отложения которой формировались в условиях максимума келловейской трансгрессии моря, сложена аргиллитами темно-серыми до черных, тонкоотмученными, с большим содержанием органики, участками с прослойками песчаного материала и вкраплениями пирита. Верхняя подсвита является по своему составу существенно песчаной и включает в себя продуктивный горизонт Ю₁.

Палеогеографические условия осадконакопления продуктивного горизонта Ю₁, стратиграфически приуроченного к верхам васюганской свиты, в разрезе месторождений связаны с зоной перехода от мелководноморских отложений к отложениям псевдоабиссали (условно глубоководноморским). В кровле продуктивного горизонта наблюдается регрессивный цикл и перекрытие аргиллитами георгиевской свиты.

Традиционно залегание пластов верхневасюганской толщи рассматривалось как «субгоризонтально–параллельное», однако ряд исследователей предлагают альтернативную близкую к клиноформной модель строения васюганской свиты.

Ниже представлена региональная схема строения васюганского регионального циклита в пределах Широтного Приобья (Рис. 2.3.1), где продемонстрирован вариант наклонного залегания песчаных пластов. Карты изопахит также подтверждают «продвижение» (с перекрытием и наложением) пластов с востока на запад к центру бассейна. С учетом этого в обобщенно-сводном разрезе на территории Широтного Приобья выделено 8 клиноформных линз, с единой сквозной индексацией.

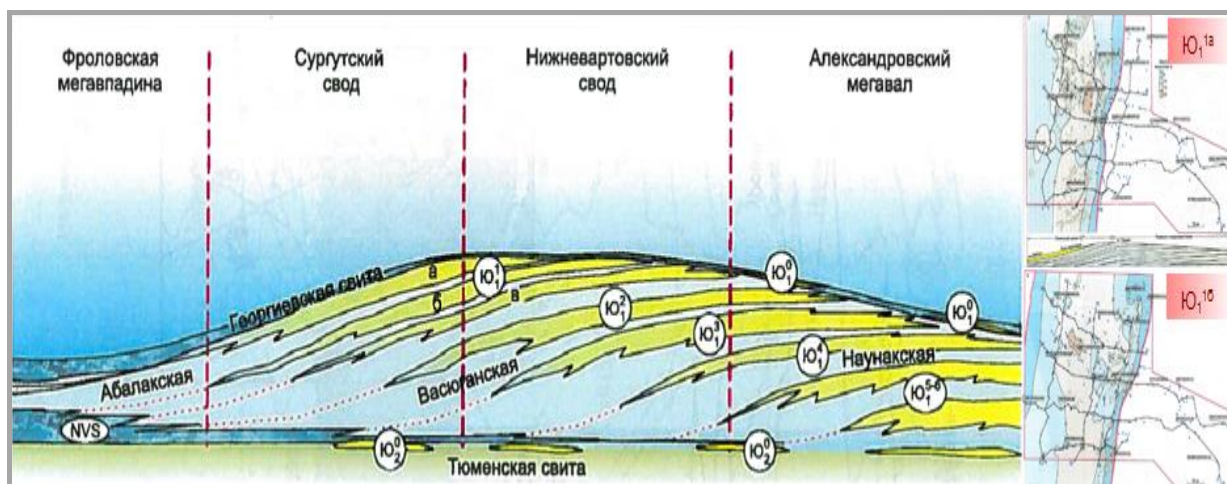


Рисунок 2.3.1 - Принципиальная модель васюганской свиты Широтного Приобья [61]

В пределах локальных участков в практике работ по подсчету запасов корреляция пласта $Ю_1$ обычно ведется параллельно кровле васюганской свиты. При этом существует большое количество работ, в которых авторы приводят варианты геологической модели с косослоистым залеганием коллекторов. Необходимость подобных построений обусловлена различным характером насыщения коллекторов, расположенных на одинаковых абсолютных отметках в пределах залежей.

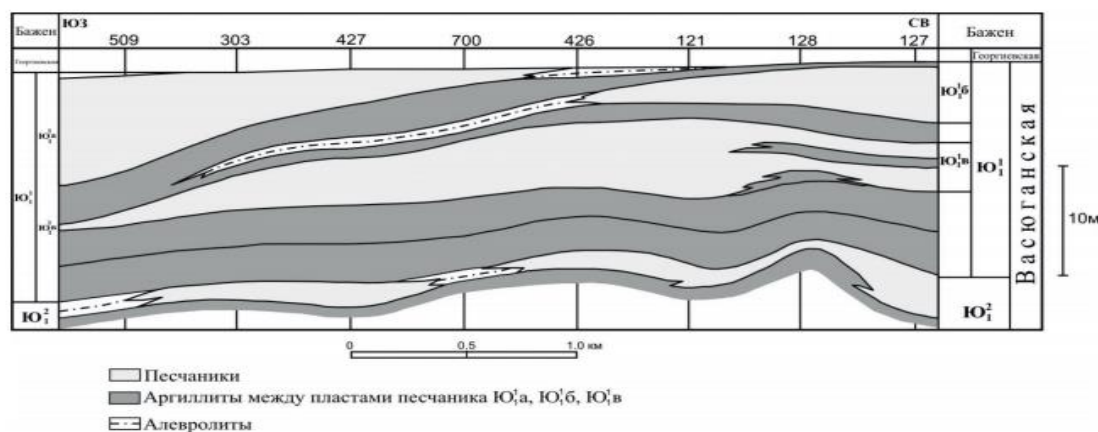


Рисунок 2.3.2 - Разрез отложений пласта Ю₁¹. Косослоистое строение [81]

Даненберг Е.Е. указывает, что в наклонно-залегающие плотные прослой глинистого и песчано-карбонатного состава могут образовать гидродинамические экраны. На рисунке 2.3.3 показан пример разделения прослоями карбонатизированных песчаников серии тел бокового наращивания.

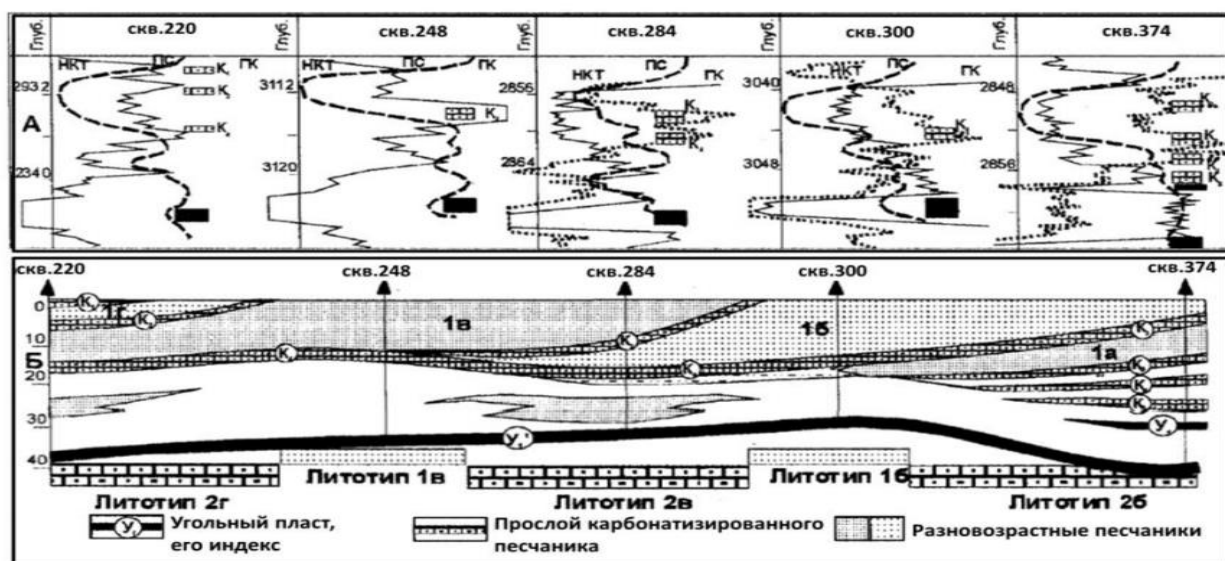


Рисунок 2.3.3 - Геофизическая характеристика и разрез пласта Ю₁[34]

Начиная с 2010 г. в практику работ по подсчету запасов верхнеюрских отложений, особенно на участках, осложненных аномальными разрезами баженовской свиты, в качестве границ залежей в геологической модели стали вводить дизъюнктивные нарушения. Теоретические обоснования выделения дизъюнктивов по результатам корреляции выполнены в работах И.С. Гутмана для Кечимовского, Север-Покачевского, Кочевского, Восточно-

Придорожного, Грибного, Имилорского, Ватьеганского и многих других месторождений (рис. 2.3.4).

Методика обоснования тектонического нарушения заключается в выделении реперных границ в разрезах скважин и поиске выпадающих из разреза интервалов. Выпадение из разреза одного или нескольких стратиграфических интервалов при сохранении выше и нижезалегающих границ свидетельствует о проявлении тектоники (рис.2.3.5).

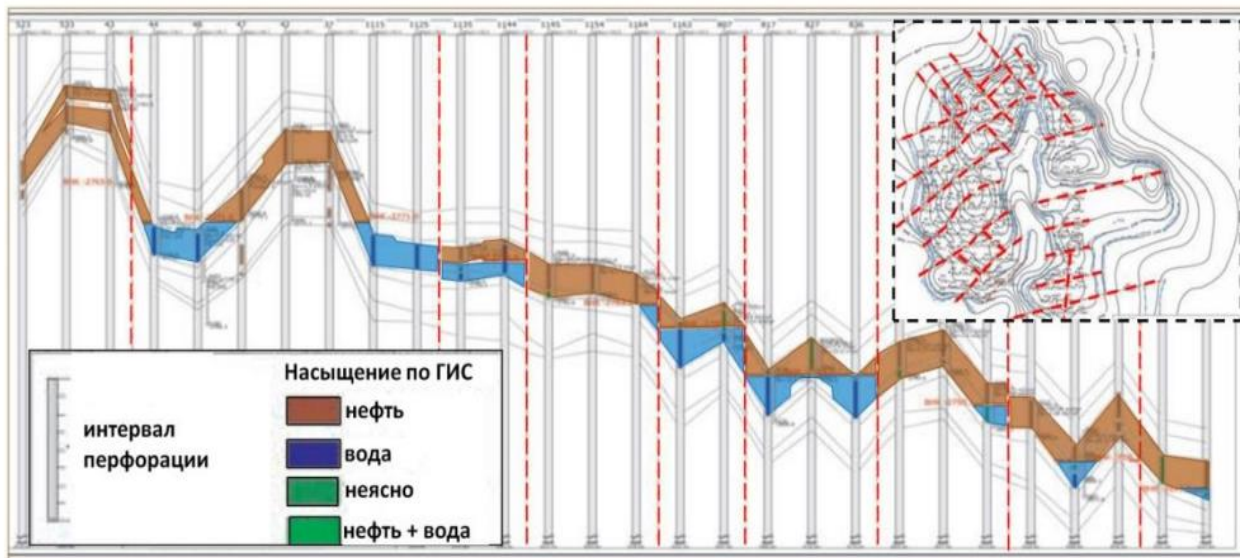


Рисунок 2.3.4 - Блоковая модель пласта Ю1 Грибного месторождения [33]

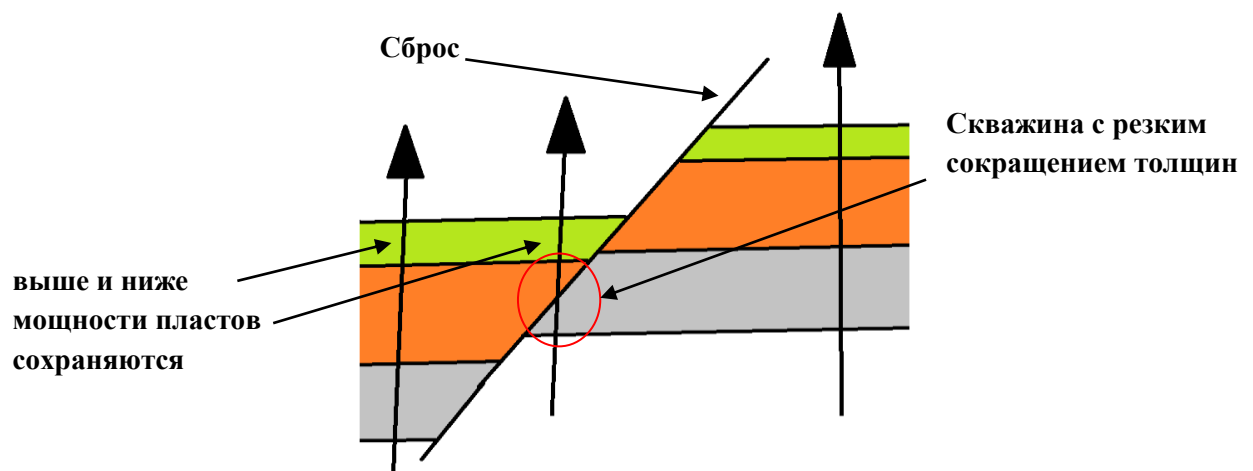


Рисунок 2.3.5 - Схема, показывающая сокращение общих толщин пластов в месте сброса

Подтверждение наличия дизъюнктивов получено не только по материалам сейсморазведочных работ и сопоставления разрезов скважин, но и по результатам промысловых исследований. На основании анализа закачки

"трассеров" можно сделать вывод о том, что разломно-блоковая тектоника оказывает влияние на распределение фильтрационных потоков по пласту.

О наличии разломов говорит отсутствие признаков индикатора в добывающих скважинах, расположенный по другую сторону разлома от нагнетательной (рис.3.2.6). Высокие скорости продвижения и максимальные объемы отбора меченой жидкости преимущественно в одном направлении также подтверждают наличие разломов, так как движение происходит по участкам повышенной трещиноватости вдоль тектонических нарушений.

Равномерное распределения фронта закачиваемой воды по результатам трассерных исследований отмечено на участках, не осложненных нарушениями.

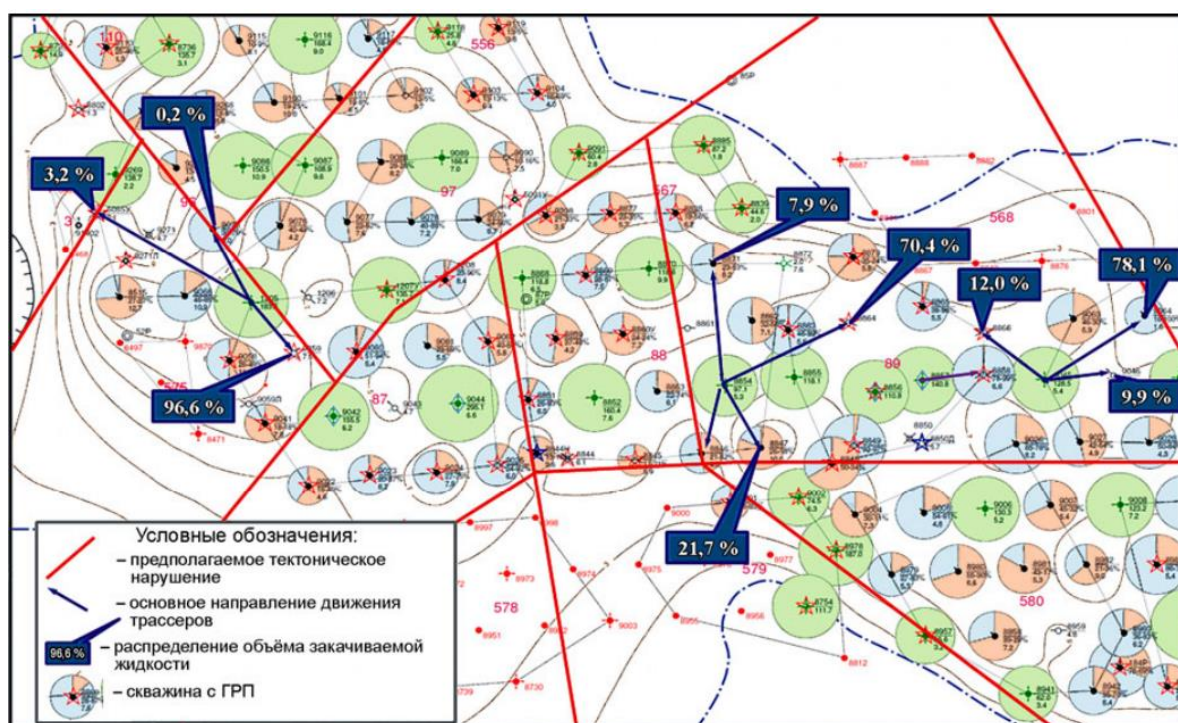


Рисунок 2.3.6 - Результаты трассерных исследований [105]

Многообразие концептуальных моделей геологического строения пласта Ю₁ требует проработки всех возможных вариантов (создания альтернативных геологических моделей) при оценке запасов. В разделе 4.3. показан пример проработки существующих моделей строения пласта Ю₁ для определения перспектив нефтеносности западной части Основной залежи Северо-Покачевского месторождения.

2.3 Концептуальная модель строения пласта Ю₂ тюменской свиты

По поводу генезиса пласта Ю₂ в Широком Приобье существует три различные точки зрения. Первая предполагает накопление отложений пласта в континентальный озерно-болотно-аллювиальных условиях. Вторая – утверждает приуроченность песчаной и алевритовой фракций к зонам прибрежного мелководья солоновато-водного бассейна, а алевритовых и глинистых фракций к глубоководным участкам. Третья (промежуточная) связывает формирование пласта Ю₂ с переходным периодом от континентальных к морским условиям седиментации.

При этом большинство авторов, изучающих отложения Тюменской свиты и пласта Ю₂, отмечают большую литолого-фациальная изменчивость отложений и приуроченность «лучших» коллекторов с высокими ФЕС к линзовидным песчано-алевролитовым телам в зонах развития русловых фаций. Зоны увеличенной песчаности практически не контролируются современным структурным планом. Исследователи указывают на перспективность ловушек в зонах выклинивания морских отложений пластов Тюменской свиты на склонах крупных поднятий.

Проведенные специалистами Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука комплексные исследования показали, что горизонт Ю₂ в центральной части Западно-Сибирского осадочного бассейна включает в себя отложения, отвечающие континентальным, переходным и морским (в основном прибрежно-морским) обстановкам осадконакопления, которые находятся в сложном вертикальном и латеральном взаимоотношениях. В аллювиальном комплексе песчаные тела имеют вытянутую, в разной степени извилистую форму. Наиболее крупные из них протягиваются с юга и юго-востока на север — северо-запад. Дельты конструктивного типа активно формировались во время кратковременных остановок поднятия уровня моря, а в периоды активизации трансгрессии, претерпевали скачкообразные перемещения в южном направлении. Тела

коллекторов в этом комплексе распространены в виде линз достаточно сложной формы. Песчаные тела в прибрежно-континентальном и прибрежно-морском комплексах образуют пластовые тела, распространение которых в плане контролировалось палеорельефом, а также количеством обломочного материала и направлениями его поступления с суши.

На основе выполненных палеогеографических реконструкций, анализа фильтрационно-емкостных свойств разнофациальных пород-коллекторов и результатов испытания скважин для района Широкого Приобья была построена палеогеологическая схема и сводная карта, отражающая вероятность обнаружения эффективного коллектора в верхней и средней части горизонта Ю₂ (рис. 1.3.8, 2.3.1).

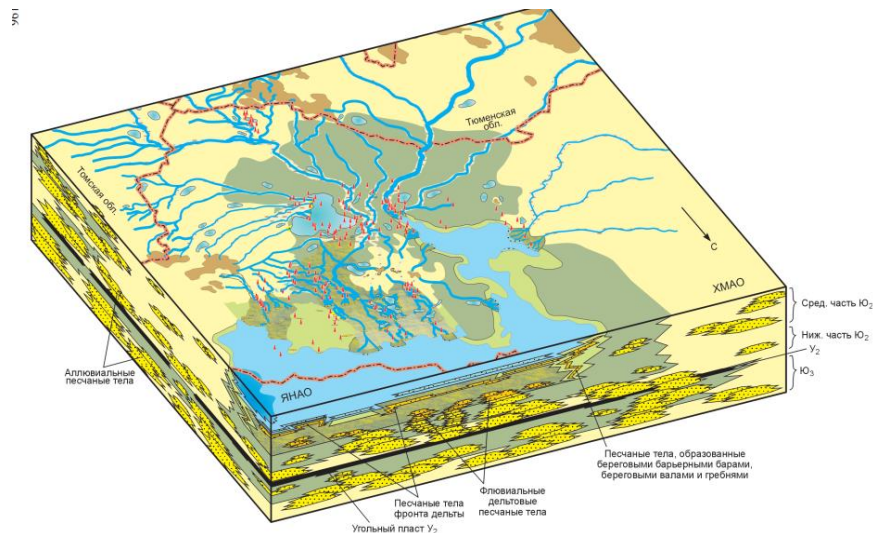


Рисунок 2.3.1 - Палеогеографическая схема Широкого Приобья в время формирования средней части горизонта Ю₂ [59]

Выполненные построения, подкрепленные материалами интерпретации сейсморазведочных работ, (рис. 2.3.2, 2.3.3) при построении геологических моделей позволяют дать характеристику неоднородности коллекторских свойств по площади залежи и могут стать основой для уточнения планов поисково-разведочного бурения, оптимизации технологических схем и проектов разработки залежей.

К сожалению, в настоящее время большинство работ по планированию ГРП и подсчету запасов в пласте Ю₂ осуществляется без учета

особенностей осадконакопления пласта Ю₂. В разделе 3.2 рассмотрен опыт автора использования концептуальной модели для альтернативной оценки запасов Кечимовского месторождения.

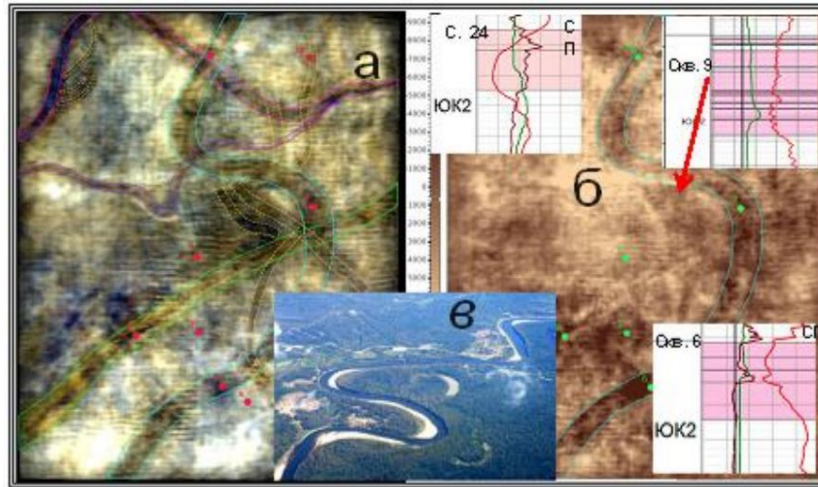


Рисунок 2.3.2 - Выделение палеоканалов по материалам СРР (а, б), пример современной меандрирующей речной системы (в) [22]

На этапе 3D геологического моделирования «русловых» отложений наиболее актуальным является вопрос распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в межскважинном пространстве. Примеры распределения ФЕС, выполненные автором на основе описанной концептуальной модели в рамках построения секторных моделей для сопровождения бурения для залежи пласта Ю₂ на Северо-Покачевском и Кечимовском месторождениях, представлены на рисунке 2.3.4.

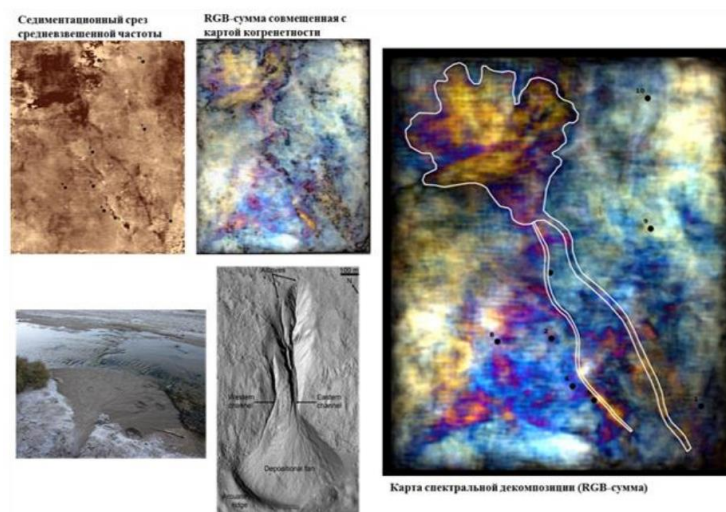


Рисунок 2.3.3 - Выделение аномалий по типу «конус выноса» по СРР и примеры современных континентальных конусов выноса [22]

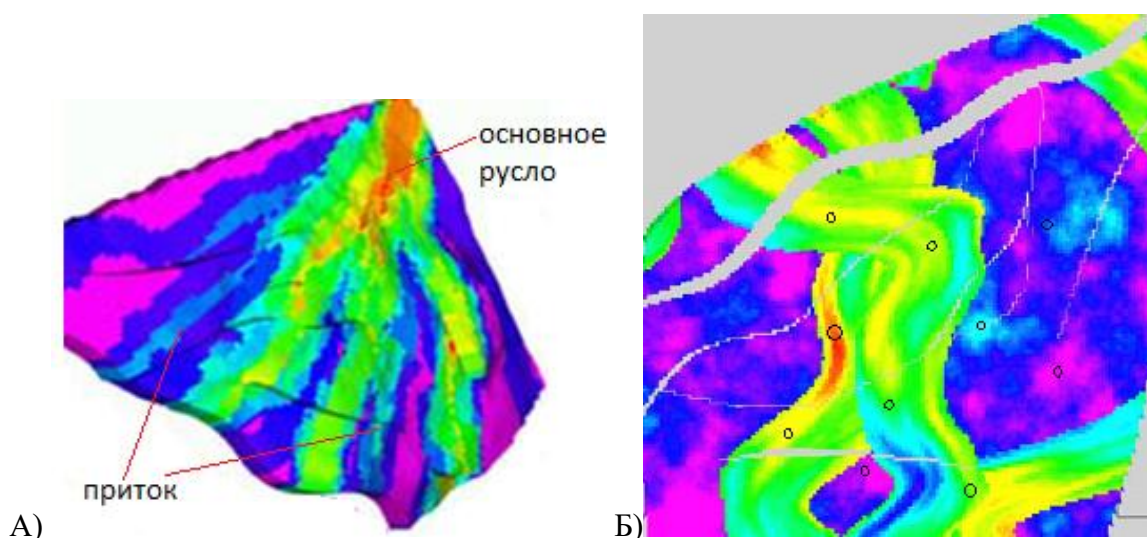


Рисунок 2.3.4 - Примеры распределения ФЕС (куб пористости) в секторных 3D геологических моделях пласта Ю₂ Северо-Покачевского (а) и Кечимовского (б) месторождения

Выводы по главе 2.

В главе сделан обзор представлений об условиях формирования и накопления пластов ачимовской толщи, васюганской и тюменской свит. В настоящее время исследователями накоплен огромный фактический материал, включающий в себя исследования данных керна, методики интерпретации ГИС, материалы СРР, фациальные модели, которые необходимо априорно учитывать при построении геологических моделей неантиклинальных залежей на самых ранних этапах изучения.

Принципиальные отличия в седиментации различных типов отложений Широкого Приобья определяют разные типы неантиклинальных залежей. Концептуальные модели позволяют повысить достоверность геологических моделей за счет увязки ограниченной геолого-промысловой информации, имеющейся в наличии в момент построения геологической модели.

Глава 3. Направления работ по повышению достоверности геологических моделей неантиклинальных залежей

В главе описаны методические приемы и подходы, использованные автором диссертационной работы при построении геологических моделей в рамках подсчетов запасов с целью повышения их достоверности.

3.1. Корреляция скважин при геометризации залежей в подсчете запасов

Корреляцией разрезов скважин называется сопоставление одновозрастных пород, вскрытых этими скважинами. Для целей подсчета запасов важно правильно определить стратиграфическую принадлежность пластов, увязать индексы продуктивных отложений с соседними месторождениями и проследить прослой коллекторов внутри подсчетных объектов.

Корреляция выполняется по комплексу методов ГИС, включающему стандартный (ПС, КС, ИК), радиоактивный (гамма-каротаж, нейтронный каротаж), акустический каротаж и кавернометрию.

Различают общую и детальную корреляции.

Общая локальная и общая региональная (межплощадная) корреляции представляет собой сопоставление всего разреза скважин с целью выделения и прослеживания по исследуемой площади опорных реперов, одновозрастных стратиграфических комплексов пород.

Для месторождений Широного Приобья межплощадная корреляция проработана достаточно подробно. В качестве основных реперов используются кровля тюменской свиты, георгиевские глины, баженовская свита, савуйская, покачевская, чеускинская, сармановская и кошайская глинистые пачки. Указанным реперам соответствуют сейсмические отражающие горизонты (Т, Б, Нсавуй, Нчеус, М), что позволяет проводить проверку корректности корреляции сопоставлением выполненных схем с временными сейсмическими разрезами (рис.3.1.1).

Детальная корреляция имеет своей целью выделение и прослеживание в разрезе продуктивной толщи одновозрастных реперов, проницаемых и непроницаемых прослоев, установление их изменения вследствие выклинивания, литолого-фациального замещения по площади и разрезу с целью детального изучения геологического строения залежей нефти и газа.

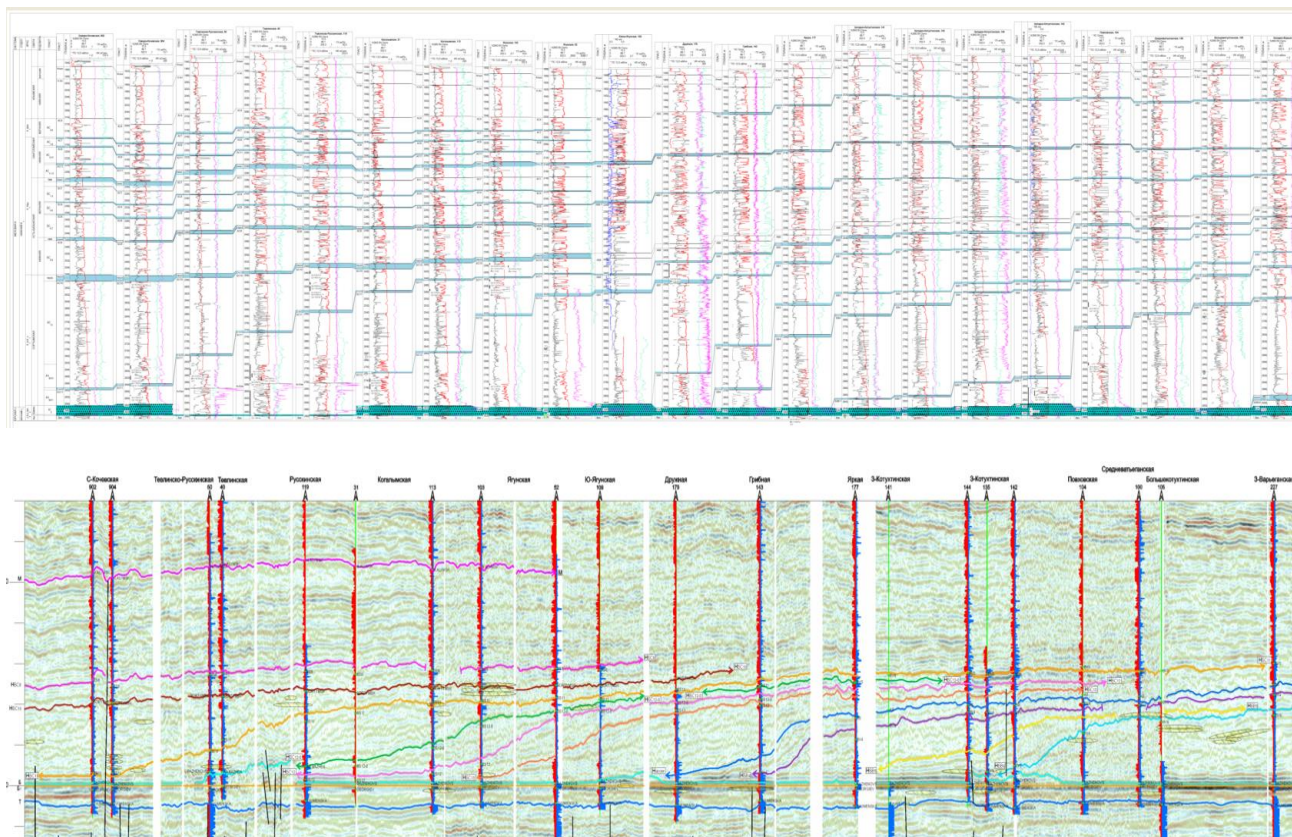


Рисунок 3.1.1 - Схема корреляции и временной разрез по линии скважин Северо-Кочевская 902 – Валюнинская 254 (НАЦ РН им. Шпильмана)

Этап детальной корреляция является основой для построения геологической модели продуктивного пласта. Корректность корреляции влияет на точность оценки запасов, обоснованность технологических решений при разработке, надежность прогноза свойств в межскважинном пространстве.

В качестве локальных реперов на этапе детальной корреляции рекомендуется выбирать отличающиеся по своей геофизической характеристике, выдержанные глинистые или плотные карбонатные породы. Существует несколько принципиально разных подходов к корреляции (рис.3.1.2):

- **Литостратиграфическая** - основанная на предположении о субпараллельном залегании разновозрастных прослоев внутри интервалов разреза ограниченных локальными реперами.

- **Хроностратиграфическая** - основанная на выделении последовательности генетически связанных слоев, образованных в один цикл относительного колебания уровня моря. Корреляция осуществляется с учетом условий седиментации. Анализируются латеральные и вертикальные границы осадочных тел, обеспечивающих хроностратиграфическую основу.

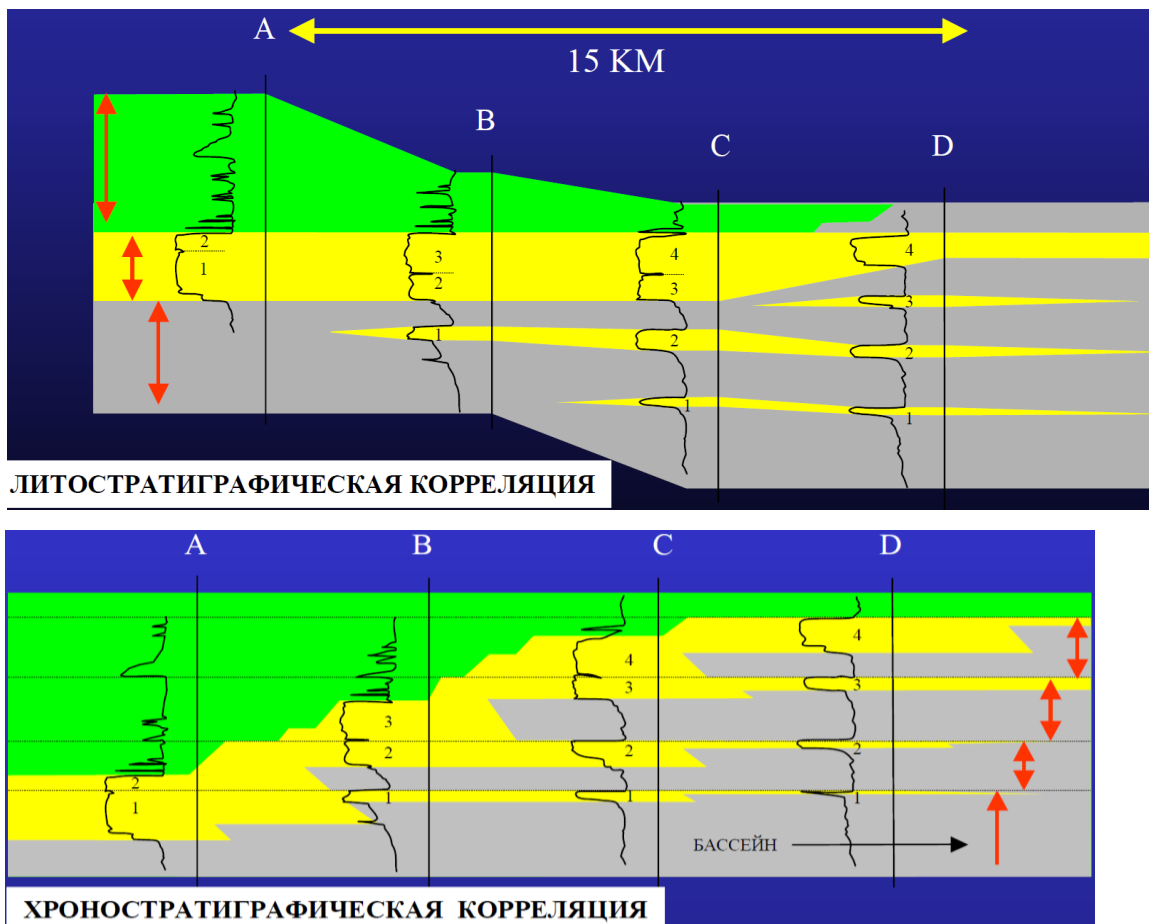


Рисунок 3.1.2 - Принципиальные отличия в корреляции (Van Wagoner, 1990)

В случае, если корреляция выполняется только по скважинным данным (поиск совпадения в форме кривых ГИС), однозначно доказать связанность прослоев коллекторов, вскрытых в соседних скважинах, невозможно. В качестве необходимой дополнительной информации следует привлекать детальное описание кернового материала с выделением фациальных обстановок, материалы сейсморазведочных работ, данные трассерных

исследований и концептуальные модели, использованные при построении геологических моделей хорошо изученных залежей-аналогов.

Далее на примере реальных месторождений будут описаны методические приемы, применяемые при корреляции.

Детальная корреляция при ПЗ Имилорского месторождения

Необходимость пересмотра подходов к корреляции ярко проявилась при подсчете запасов Имилорского месторождения. Модели, построенные на основе плоскопараллельной корреляции, выполненной в 90-е годы, по результатам бурения 84 поисковых и разведочных скважин, не соответствовали современным представлениям о региональном строении клиноформного комплекса. Пласт БС₁₆ в балансовой модели в западной части лицензионного участка выделен над отложениями савуйской глинистой пачки, а в восточной части - под ней (рис 3.1.3). Корреляция пластов в соседних скважинах на сопоставимых абсолютных отметках привела к тому, что разновозрастные отложения в западной, центральной и восточной частях месторождения проиндексированы по-разному. После выполнения корреляции региональных реперов в пределах месторождения (чеускинская, савуйская пачки, тонкоотмученный глинистый репер над пластом Ач₄) с учетом материалов сейсморазведочных работ начаты работы по детальной корреляции.

Пласты группы БС₁₀ расположены под региональным репером – чеускинской глинистой пачкой, а снизу ограничены савуйской глиной. До привлечения материалов высокоразрешающих сейсморазведочных работ 3D корреляция продуктивных пластов и прослоев коллекторов выполнялась параллельно верхнему реперу, как это показано на рисунке 3.1.4а. Материалы сейсморазведочных работ показали, что внутри толщи, ограниченной савуйской и чеускинской глинами, также существуют клиноформы меньшего порядка (3.1.4.б). Подтверждение результатов корреляции получено по результатам анализа промысловых данных. Установлено, что закачка воды в

нагнетательные скважины в восточном направлении не оказывают влияние на добывающие скважины (рис. 3.1.4 а, б).

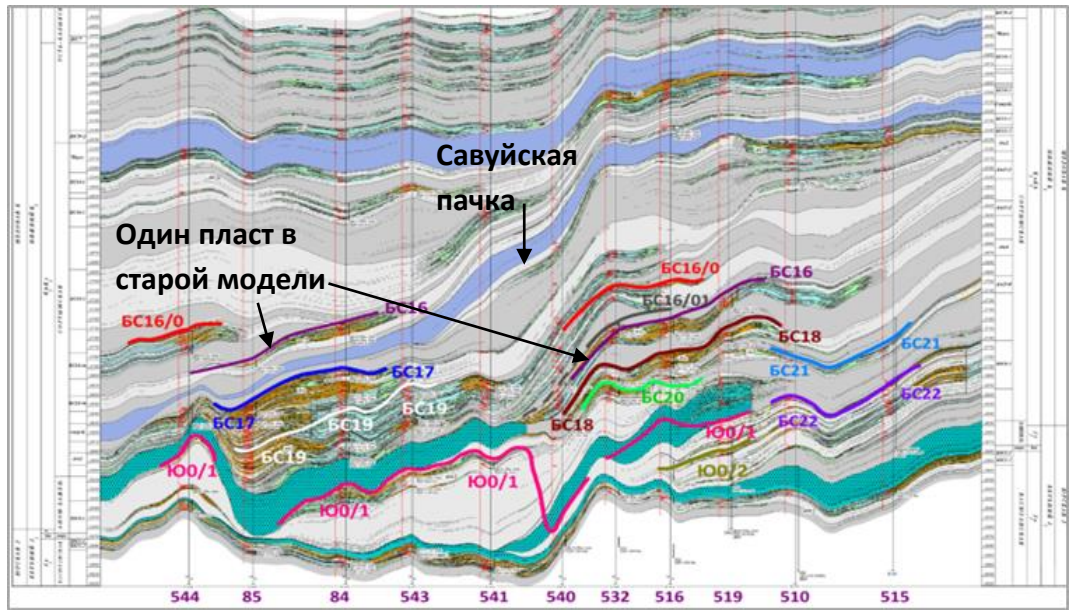


Рисунок 3.1.3 - Сопоставление пластов Имилорского месторождения до (линии) и после (разрез) пересмотра подходов к корреляции

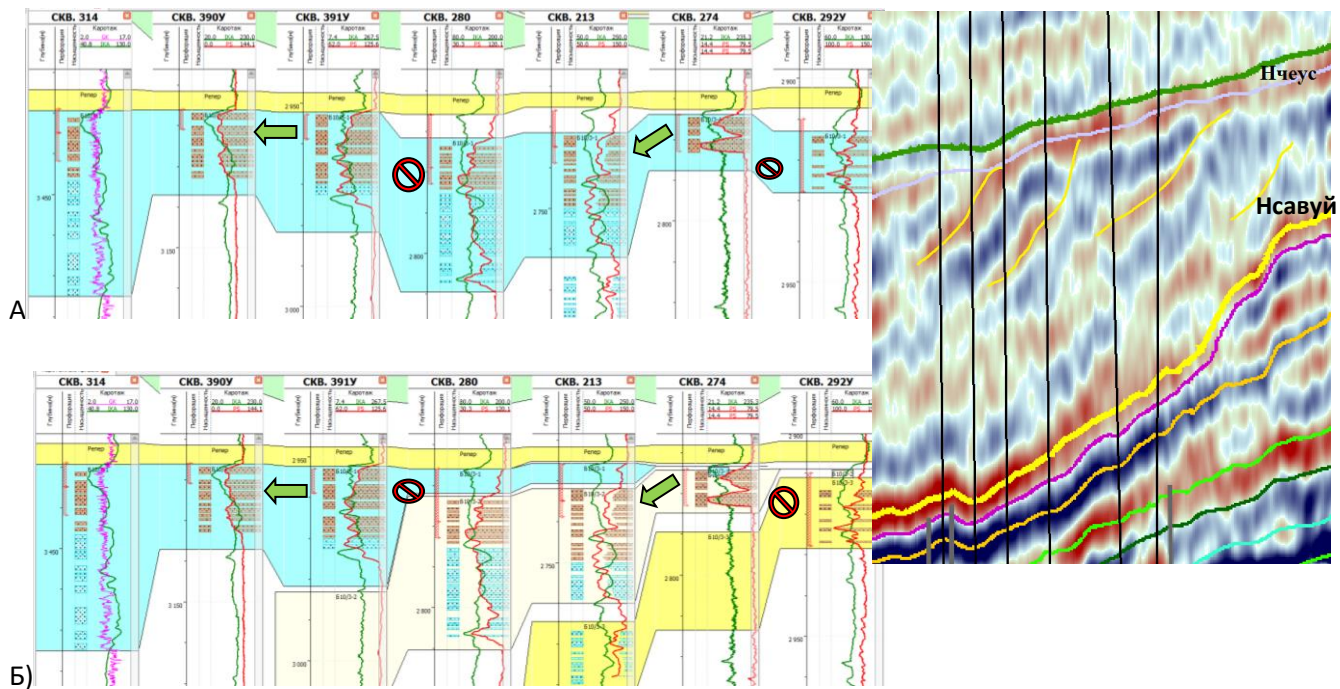


Рисунок 3.1.4 - Корреляция пласта БС102-3 Имилорского месторождения

← - отмечено влияние закачки ⓧ - нет влияния закачки

Анализ керновых данных показывает, что и на микроуровне наблюдается клиноформное строение (рис.3.1.5). Учет в геологической

модели микроклиноформ является в настоящее время важной, но нерешенной задачей.

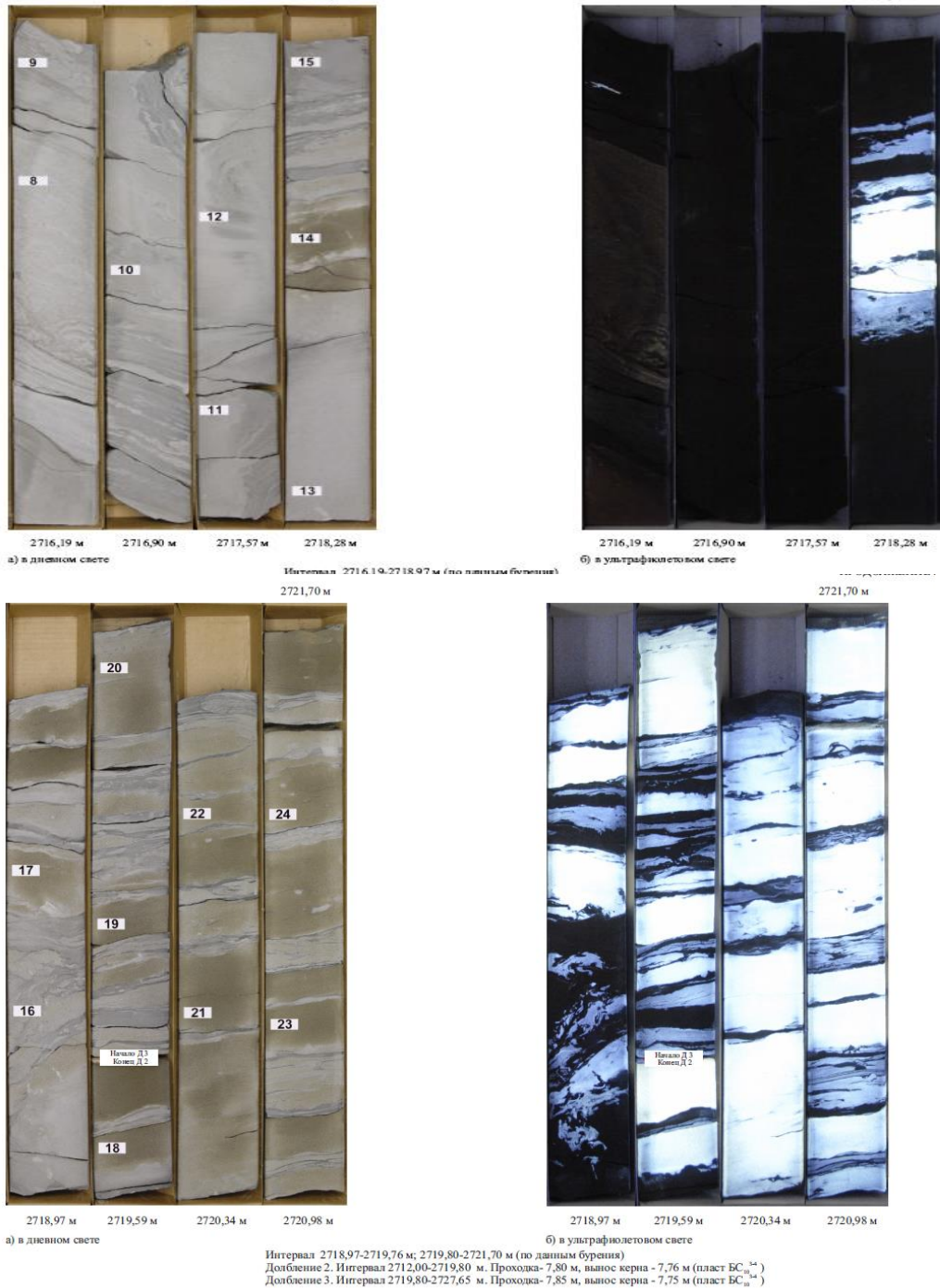


Рисунок 3.1.5 - Керн пласта БС Имилорского месторождения с разнонаправленной слоистостью

Для пластов Имилорского месторождения по результатам корреляции с привлечением материалов сейсморазведки, промысловых данных и керновых исследований выявлено 4 уровня клиноформного строения (рис. 3.1.6).

Первый уровень, соответствующий клиноформам БС₁₀ и БС₁₁, выделен между региональными реперными границами (чеускинская, савуйская пачки). Второй уровень клиноформ выделяется по материалам СРР по характерным «подклиниваниям» отражений на временных разрезах. На разбуренных по эксплуатационной сетке участках клиноформы второго уровня можно выделить по результатам детальной корреляции. Третий уровень клиноформного строения выделен на этапе геометризации залежей по результатам интерпретации ГИС (обоснования ВНК) и при учете данных эксплуатации (нагнетание - добыча). Выявленные на микроуровне неоднородности 4 порядка (размером меньше ячейки в ГМ) на данном этапе развития инструментов геологического моделирования учесть в подсчете запасов не представляется возможным.

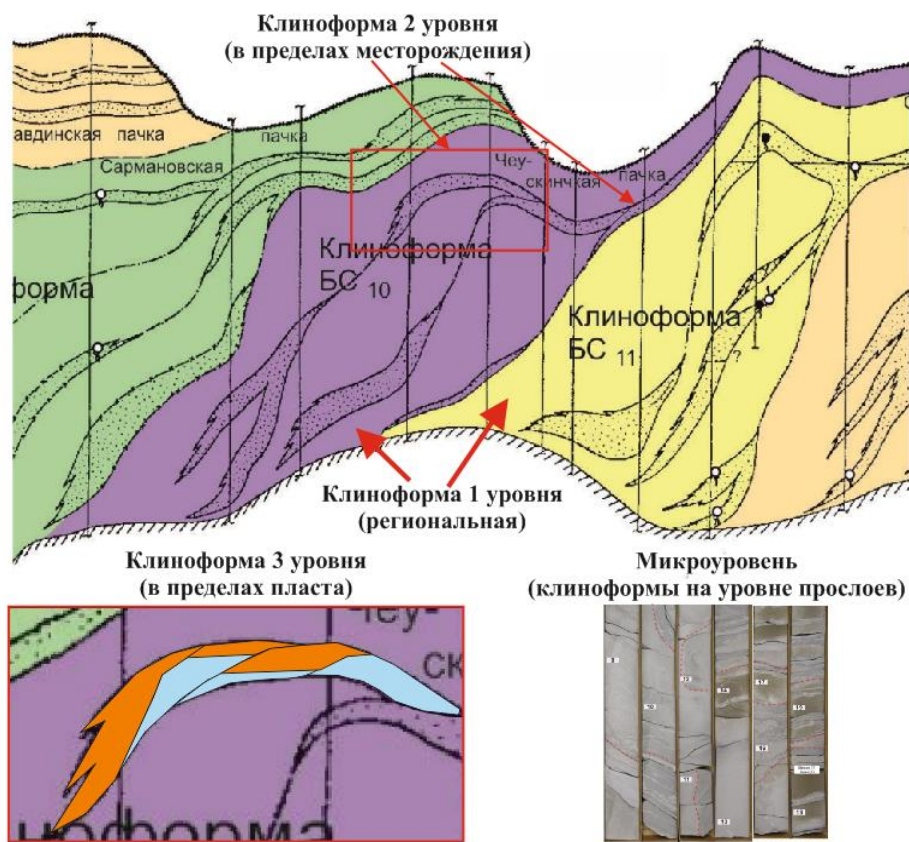


Рисунок 3.1.6 - Иерархия клиноформ пласта БС10 Имилорского месторождения

Детальная корреляция и геометризация залежей прерывистых пластов коллекторов

Для пластов, характеризующихся невыдержанностью коллекторов по латерали (тюменская свита, пласт АВ₂), пластовая корреляция (выделение стратиграфических границ) затруднений не вызывает. При этом нет объективных критериев для подтверждения или опровержения наличия связи прослоев коллекторов при проведении их корреляции внутри пласта (рис. 3.1.7). Даже при плотной сети скважин отчетливо видно насколько резко изменяется разрез.

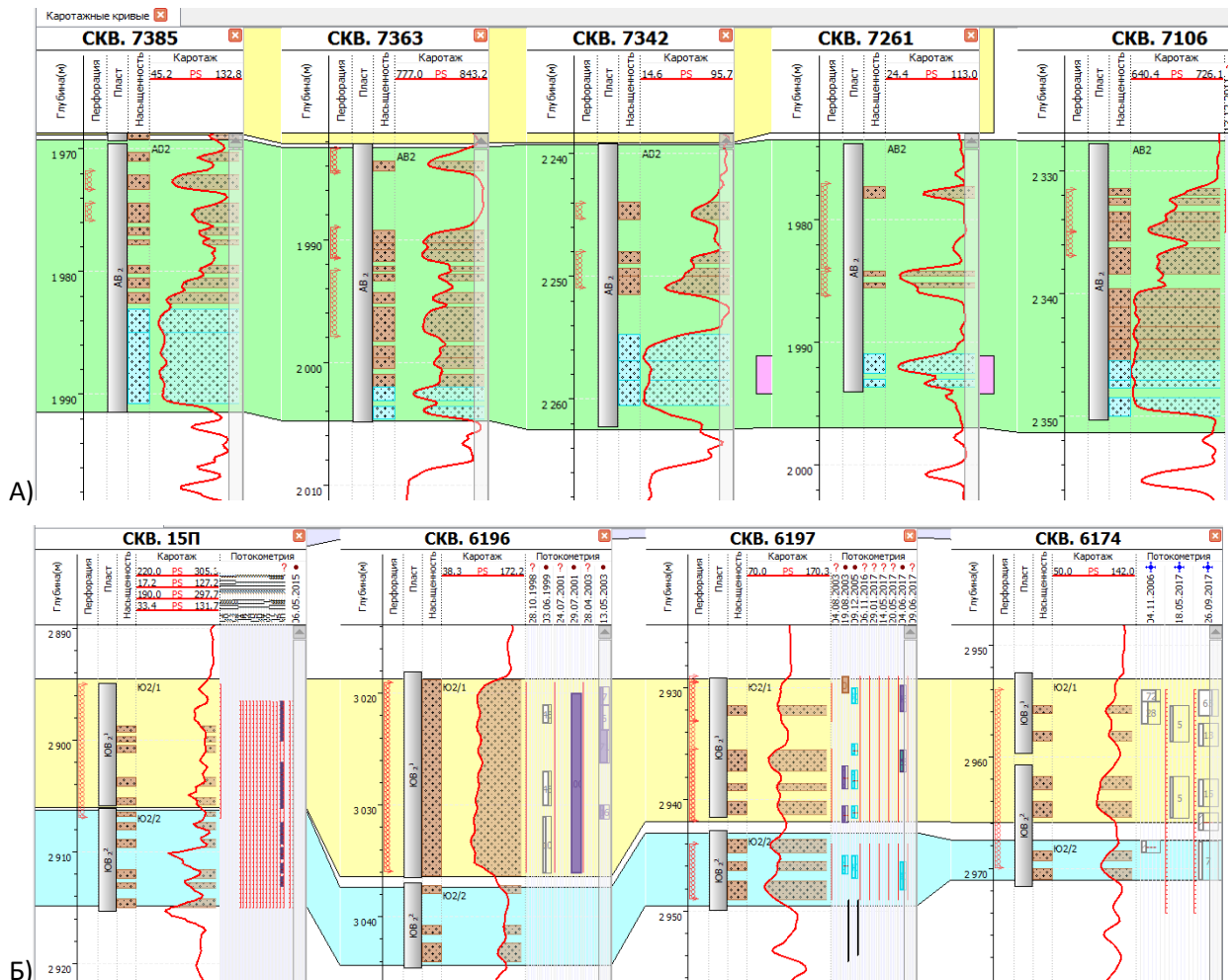


Рисунок 3.1.7 - Корреляция прерывистых пластов в соседних эксплуатационных скважинах а) пласт АВ₂, б) пласт Ю₂

Между скважинами, вскрывшими коллекторы, возможно, как наличие гидродинамической связи (рис. 3.1.8 а, б, д) так и полное отсутствие сообщаемости (рис. 3.1.8 в, г). В большинстве геологических моделей,

принятых для подсчета запасов, для геометризации используется модель, изображенная на рисунке 3.1.7 а, что связано с недостаточным объемом геологической информации (низкой плотностью сети скважин, отсутствием высокоразрешающей сейсморазведки).

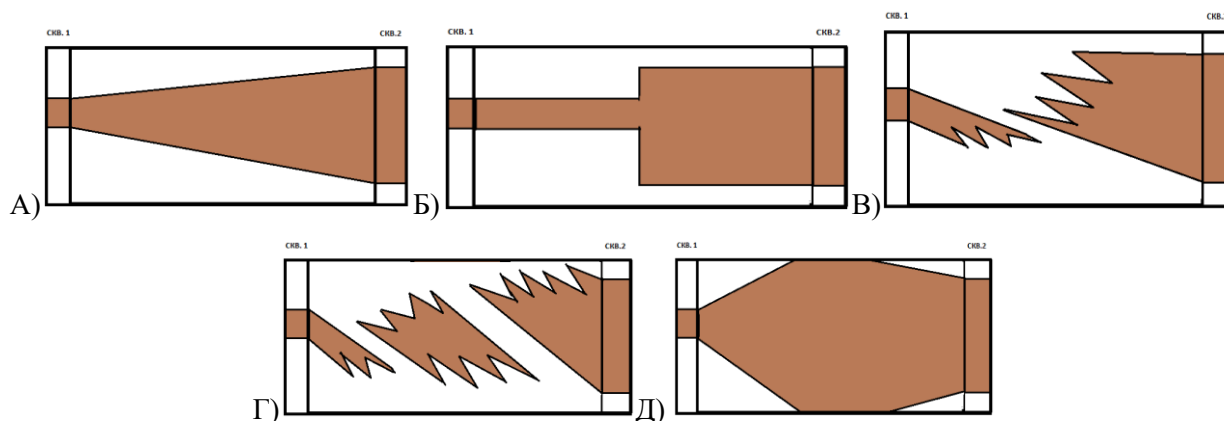


Рисунок 3.1.8 - Схемы соединения коллекторов в геологической модели
 А – интерполяция толщин Б – сохранение толщины, вскрытой скважиной
 В – скважины вскрыли разные линзы Г – скважины вскрыли разные линзы + существуют не выявленные бурением линзы Д – связь коллекторов есть, лучшие коллекторы не вскрыты

Следует отметить, что модель, изображенная на рисунке 3.1.8 (а), обоснована в работах американского геолога – Хейтса и базируется на предположении, что в морском бассейне мощность осадков постепенно увеличивается от береговой линии к его центру [135]. В главе 2 было подробно показано, что большинство исследователей относят отложения ачимовской толщи, верхневасюганской и тюменской свит к полифациальным, поэтому использование для геометризации залежей модели, изображенной на рисунке 3.1.8 а, противоречит представлениям о генезисе этих отложений.

В работах В.А. Бадьянова показано, что для достоверной оценки запасов залежей с прерывистыми коллекторами достаточно использовать модель, изображенную на рис. 3.1.8 б. В рамках диссертационной работы автором выполнен анализ изменения геологических моделей полностью

разбуренных залежей в пластах АВ₂ и Ю₁ на месторождениях Широного Приобья. Построения, выполненные с использованием только поисково-разведочных скважин, сравнивались с моделью, полученной после полного разбуривания залежи. Отличие в запасах, оцененных на разведочном этапе, от оцененных после завершения бурения, обусловлено несколькими причинами:

- существенными и неоднократными корректировками положения зон отсутствия коллекторов, выделяемых условно на середине расстояния между скважинами. При этом уменьшение эффективных толщин к «условным» границам глинизации не подтверждается последующим бурением;

- нелинейным изменением толщин между поисковыми и разведочными скважинами, расположенными на расстоянии 2,5-3,5 км. Толщины чаще всего ведут себя как показано на рисунках 3.1.8 в, г, д;

- наличием узких зон высоких эффективных толщин и улучшенных ФЕС в пределах залежей. Геометрию этих зон невозможно определить точечным бурением разведочных скважин.

Выявленные факты наличия врезанных долин, палеоканалов и фациальных границ для пластов АВ₂ и тюменской свиты требуют использовать при геометризации залежей сейсмические тренды. В случае построения геологической модели с использованием сейсмических атрибутов получена как более точная оценка запасов, так и совпадение прогнозов в точках эксплуатационных скважин (рис. 3.2.3 и 3.2.4).

В конце раздела хочется указать на одно из наиболее перспективных, по мнению автора, направлений, которое связано с выделением на основе фациального анализа в составе пласта «вложенных» литологических тел. Под понятием «вложенное тело» автор понимает существенно отличающийся по литологическому составу и фильтрационно-емкостным характеристикам тип разреза в пределах единого стратиграфического объема пласта. Рекомендуется проводить выявление «вложенных» тел на этапе корреляции, за счет учета данных трассерных исследований и взаимного влияния

добывающих и нагнетательных скважин (рис. 3.1.9). Обязательно следует учитывать «вложенность» при распределении параметров на картах толщин и ФЕС. Последовательное, выполненное в несколько этапов, картирование «вложенных» объектов, позволяет выполнить геометризацию коллекторов, имеющих улучшенные ФЕС и повышенные эффективные толщины, локализовать участки перспективные для первоочередного бурения.

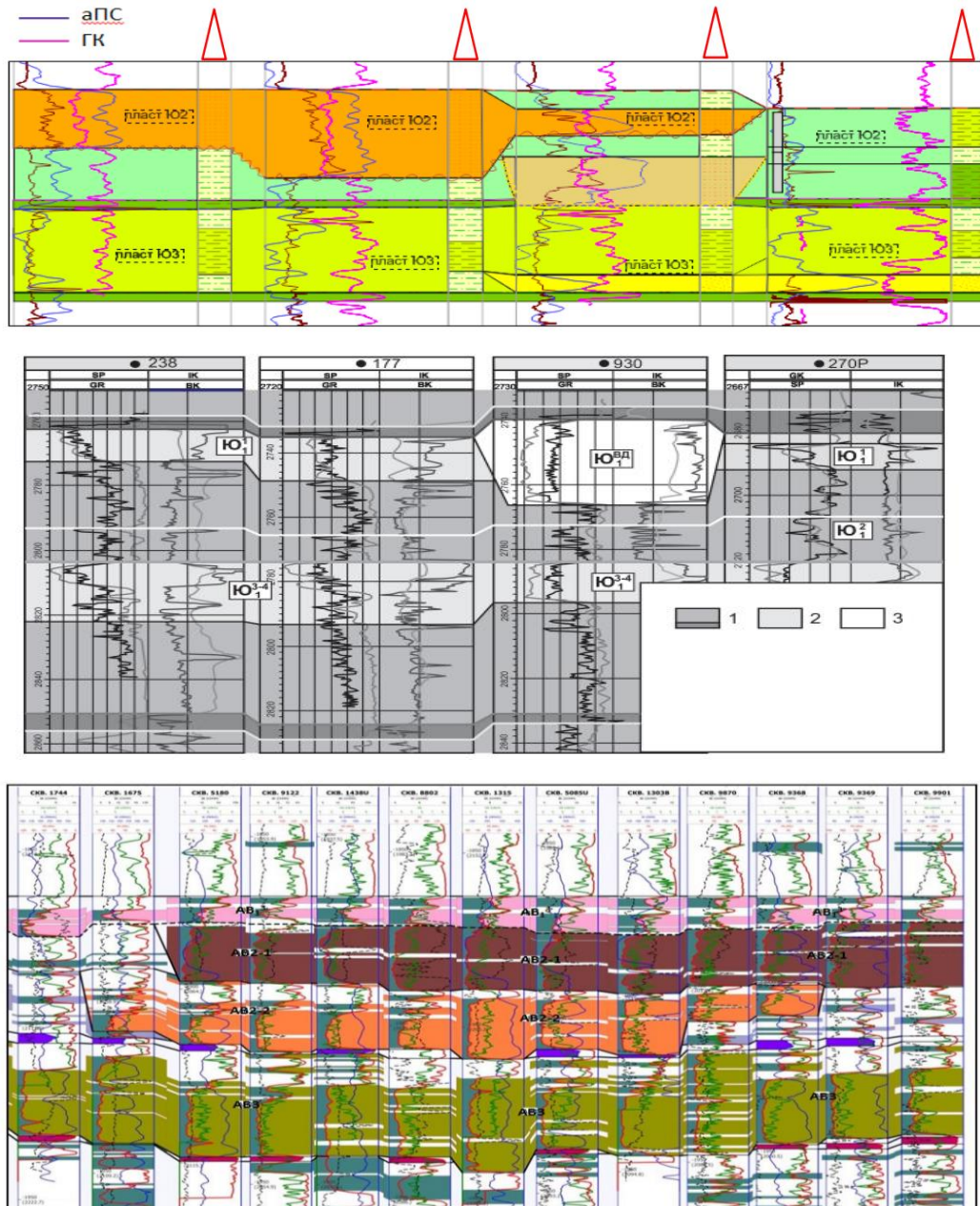


Рисунок 3.1.9 - Примеры детальных корреляций с выделением врезанных русловых тел [99, 81, 118]

(тюменская свита, васюганская свита, пласты АВ)

К сожалению, в большинстве существующих работ фациальные модели, выполненные для поисково-разведочных скважин с полным выносом керна, не позволяют перейти к выделению тех же фаций в многочисленных эксплуатационных скважинах. В результате полезные результаты фациального моделирования учитываются при подсчете запасов в минимальном объеме.

Принимая факт того, что скважины дают информацию о геологическом строении залежи лишь в конкретной его точке, а размеры залежи относительно размеров скважины несопоставимо превосходят ее, требуется иметь инструменты прогноза распространения пластов и фильтрационно-емкостных свойств между скважинами. В настоящее время таким универсальным инструментом считается сейсморазведка.

3.2. Интерпретация СРР для повышения достоверности геологического моделирования и оценки запасов

Как было показано выше, точечные замеры информации о строении продуктивного пласта, полученные в скважинах (РИГИС, керн), не позволяют получить полное представление о изучаемом объекте (продуктивном пласте/залежи) в межскважинном пространстве. В связи с этим основным инструментом изучения на сегодняшний день остается сейсморазведка.

На этапе геометризации залежи перед сейсморазведкой ставятся две большие задачи:

- 1) уточнение структурной основы
- 2) прогноз развития коллекторов и оценка ФЕС в межскважинном пространстве

Первая задача в настоящее время решается с высокой степенью достоверности. Для месторождений Широкого Приобья средняя ошибка прогнозов абсолютных отметок по материалам сейсморазведочных работ 3D составляет для пластов неокома 3-5 м, а для юрских отложений - 5-10 м.

Вторая задача, связанная с прогнозом свойств пласта в межскважинном пространстве, не имеет однозначного решения и требует многократной перепроверки результатами последующего бурения скважин. В разделе приведены приемы интерпретации материалов сейсморазведки, использованные автором при оценке запасов и сопровождении бурения на Имилорском, Кечимовском, Покачевском и других месторождениях Широкого Приобья.

Подходы к интерпретации материалов сейсморазведочных работ для решения задачи прогноза свойств продуктивного пласта можно разделить на три группы.

Первая группа методов направлена на решение обратной динамической задачи сейсморазведки, результатом которой является получение куба акустического импеданса (произведение плотности на скорость). Далее путем поиска корреляционно-регрессионных зависимостей с использованием скважинных данных и импеданса получают числовые значения искомого свойства среды.

На рисунках 3.2.1 и 3.2.2 показан сейсмический прогноз, выполненный специалистами Schlumberger при интерпретации материалов СРР Имилорского месторождения. На разрезах куба акустического импеданса вдоль прослеженных отражающих горизонтов видны аномалии, которые объясняются изменением литологического состава пород внутри продуктивных пластов. Концептуальная модель ачимовских пластов согласуется с данными интерпретации СРР: пласты коллекторов не имеют площадного распространения, а приурочены к вытянутым в субширотном направлении линзам. В каждой линзе распределение ФЕС идет независимо от окружающих отложений. Линзы могут перекрываться в плане образуя сложные сочетания, как это установлено по данным бурения скважин на Имилорском месторождении, где скважины вскрывают до 3 линз в пласте Ач₄. В едином по данным корреляции скважин пласте БС₁₁ выделено большое число изолированных линз (рис. 3.2.2), которые в настоящее время

являются объектами планирования поиска ловушек литологического типа (раздел 4.2).

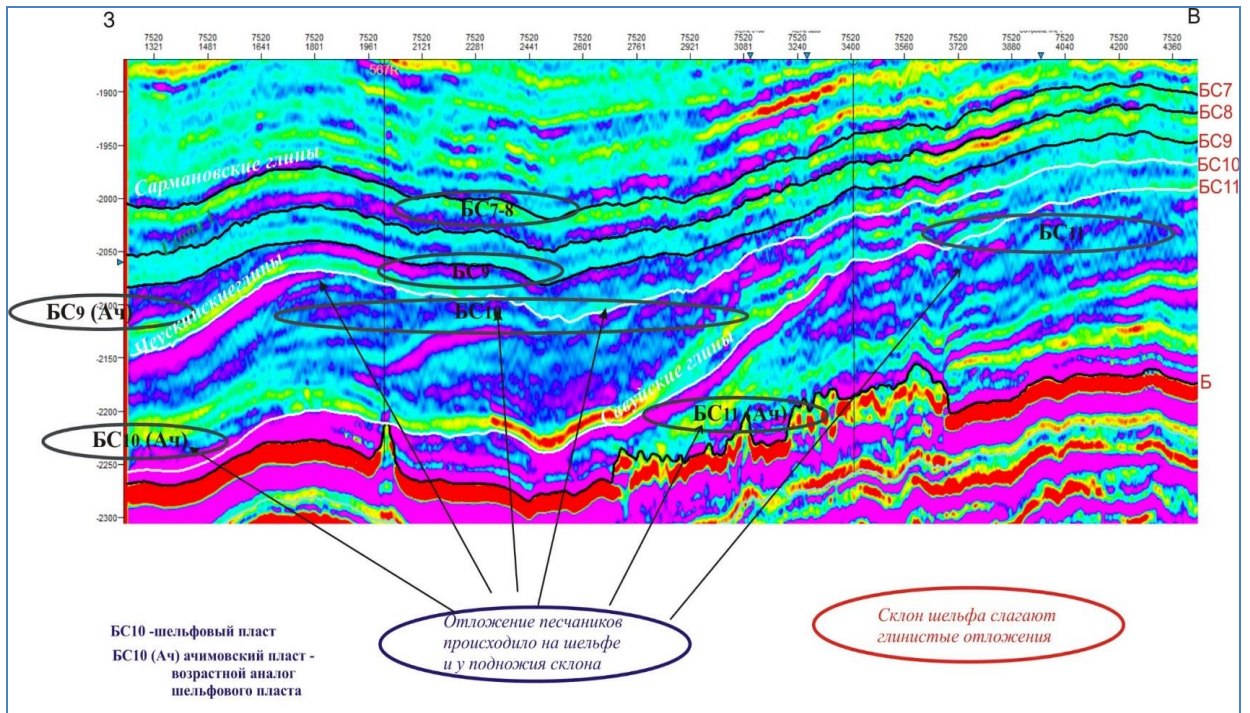


Рисунок 3.2.1 - Прогноз песчаных тел на разрезе акустического импеданса (Schlumberger)

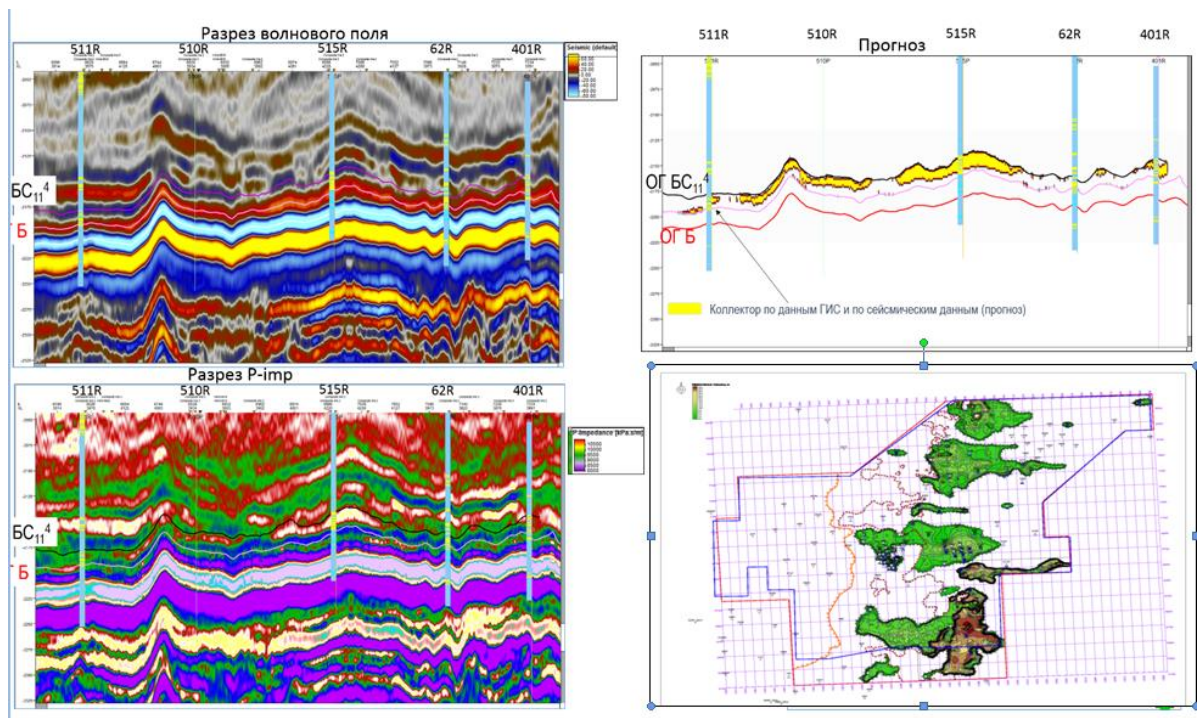


Рисунок 3.2.2 - Корреляция сейсмических горизонтов по временному кубу и кубу акустического импеданста. Прогноз песчаных тел (Schlumberger)

Вторая группа методов для оценки свойств межскважинного пространства предлагает использовать групповой анализ исходных атрибутов сейсмической записи: амплитуды, частоты, мгновенные фазы, когерентность, углы наклона и азимутов, ПАК преобразования,

На этапе исследования попарных зависимостей между сейсмическими и скважинными данными не всегда получаются высокие коэффициенты корреляции. Принимая во внимание сложное геологическое строение и часто небольшие толщины пластов, а также существенную фациальную изменчивость продуктивных горизонтов, изучается совокупное влияние разных сейсмических полей на прогнозные характеристики пласта.

Применение множественной регрессии позволяет получить устойчивые связи между анализируемыми величинами, оцениваемыми по признаку минимизации ошибки обучения и методу валидации, основанному на анализе достоверности прогноза параметров в точках расположения скважин путем поочередного исключения их из анализа. Определяются комбинации параметров волнового поля, координирующиеся с эффективными толщинами, общими толщинами коллектора и пласта с коэффициентами корреляции более 0,75. Зависимость комплексного атрибута и эффективных толщин соответствующих пластов связаны линейными уравнениями.

Наиболее известным из примеров удачного использования сейсмических прогнозов и прогноза эффективных толщин являются отложения пласта АВ₂ Кечимовского месторождения.

Для выявления особенностей строения пласта АВ₂ в качестве исходного материала для построения карт прогнозных эффективных толщин использовалась найденная зависимость наблюдаемых значений эффективной толщины Нэф в скважинах от мультиатрибутного сейсмического параметра. Максимальный вес в значениях параметра приходится на средние квадратические значения амплитуды, затем, почти в равной степени, на значения мгновенной фазы, энергии, частоты и величины акустических импедансов.

Значения коэффициента песчаности в скважинах также имеют тесную связь с найденным сейсмическим атрибутом. На стратиграфических срезах и картах атрибутов в стратиграфическом объеме пластов группы АВ₂ хорошо видны локальные аномалии, обусловленные условиями формирования пластов. На всех картах наиболее ярко выражена речная система, представленная руслами рек преимущественно меандрирующего типа. Им соответствует увеличение песчаности и соответственно эффективных толщин по пласту АВ₂. Палеорула также уверенно картируются на разрезах амплитуд (рис. 3.2.3).

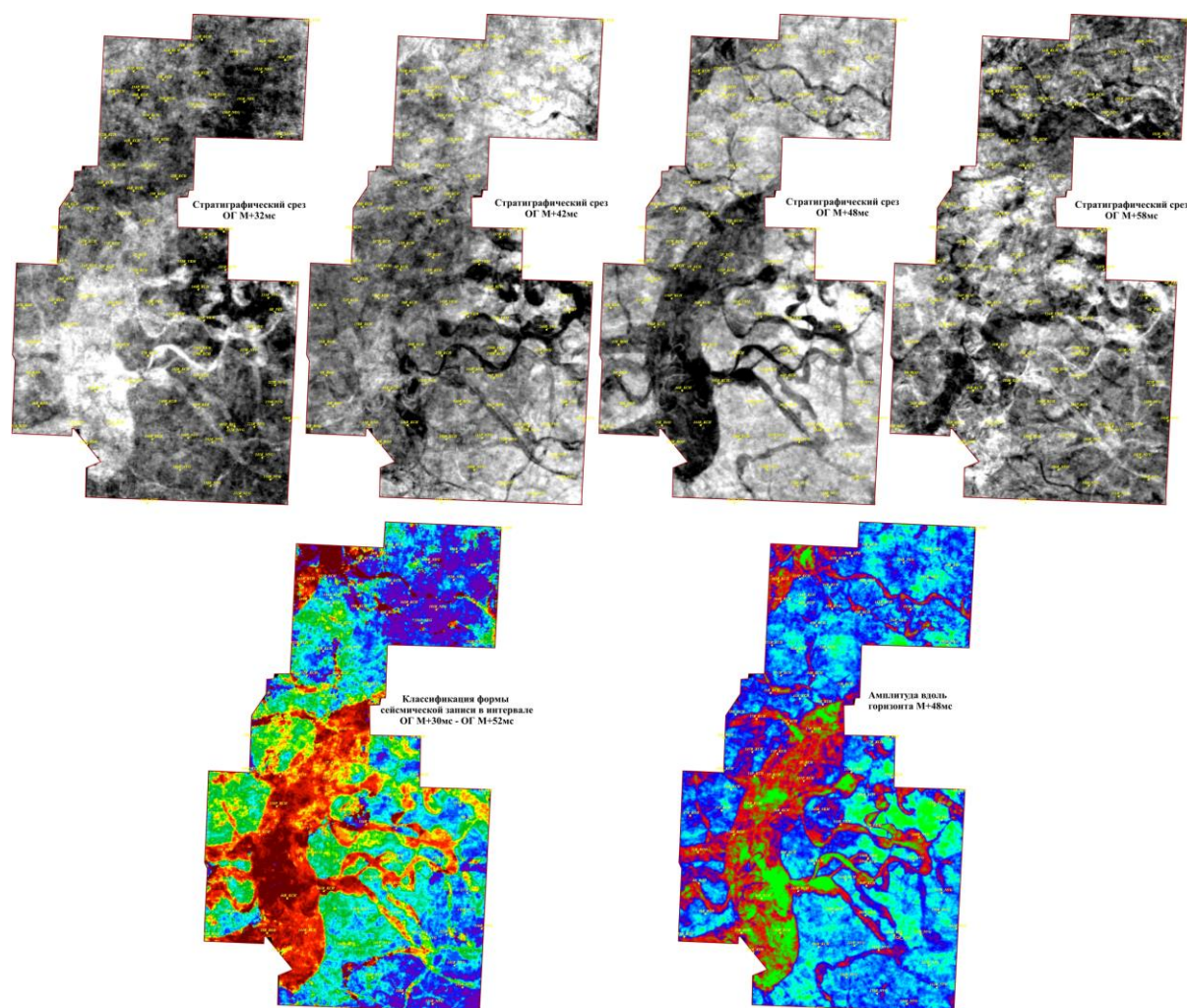


Рисунок 3.2.3 - Прогноз эффективных толщин пласта АВ₂
Кечимовского месторождения

Автор диссертационной работы в 2011-2014 гг. выполнял работы по геологическому моделированию пластов АВ₂ для сопровождения эксплуатационного, в том числе и горизонтального бурения на Кечимовском,

Покачевском и Нивагальском месторождениях. Интерполяционные алгоритмы распространения свойств в межскважинном пространстве в условиях пласта АВ₂ не позволяли строить достоверную модель. Так в районе скв. 53Р до бурения эксплуатационных скважин эффективная толщина пласта была менее 2 м (так же как в скв. 53Р). При этом по данным СРР рядом со скважиной находится зона повышенных толщин, связанная с «русловыми» фациями. До бурения скв. 9079Е (рис. 3.2.4) построена модель с учетом и без учета сейсмических данных. В результате бурения скв. 9073Е сейсмический прогноз полностью подтвердился – вскрыта нефтенасыщенная толщина более 8 м.

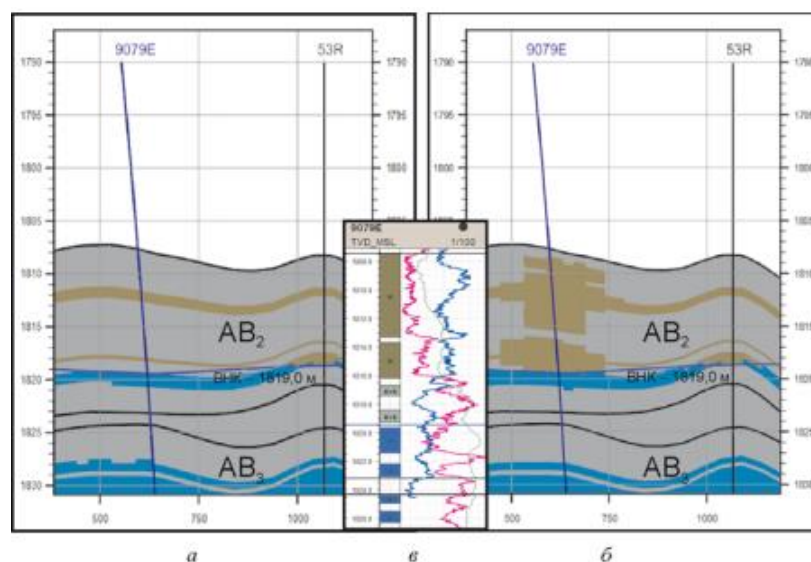


Рисунок 3.2.4 - Прогноз эффективных толщин пласта АВ₂ Кечимовского месторождения (картаж по пробуренной скважине)

а) модель, построенная до бурения скв. 9079Е б) модель, построенная на основе концептуальной модели до бурения скв. 9079Е

в) картаж по скв. 9079Е

Сопровождение бурения более 78 эксплуатационных скважин на геологических моделях, построенных с учетом сейсмических прогнозов, подтвердило существенное повышение достоверности прогнозных параметров. Существенно улучшился прогноз эффективных толщин в пределах залежи (рис.3.2.5).

Использование сейсмических прогнозов для сопровождения бурения на пласт АВ₂ позволяет также принимать решения о дальнейшем бурении в случае «потери коллектора» при бурении горизонтального участка скважины. Зафиксированы случаи прохождения горизонтального ствола через несколько «русел», которые были спрогнозированы до начала бурения скважины. Без сейсмического тренда при потере коллектора бурение скважины могло быть остановлено, но понимание геологического строения пласта позволило специалистам принять решение о продолжении бурения (рис. 3.2.6). В результате через 200 м горизонтальный ствол вошел в песчаное тело. Горизонтальная скважина была запущена в работу с дебитом 112 т/сут.



Рисунок 3.2.5 - Повышение достоверности ГМ на примере Нэфф

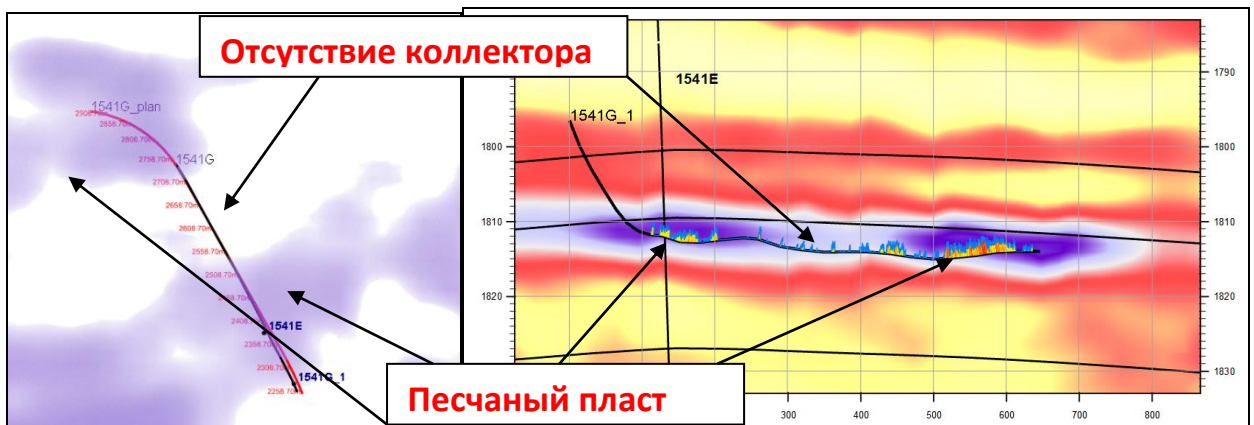


Рисунок 3.2.6 - Повышение достоверности проводки горизонтального ствола в ГМ (Эльтеков А.К., Ержанин М.В.)

Описанный выше подход к прогнозированию положения русловых песчаных тел хорошо зарекомендовал себя для отложений пласта АВ₂, но не работает в отложениях тюменской свиты.

Специалисты Ingenix Group и ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» предложили для картирования русловых объектов в отложениях тюменской свиты использовать технологии спектральной декомпозиции и сейсмофациального анализа.

Поиск зон улучшенных коллекторов (палеорусел) в целевом интервале производится посредством тщательного анализа погоризонтных срезов, посчитанных вдоль кровли изучаемого пласта, и пропорциональных срезов, полученных между кровлей/подошвой пласта или между ближайшими устойчивыми отражениями.

На седиментационных срезах и картах RGB-сумм достаточно уверенно картируются палеоруслу по характерным меандрам (рис. 3.2.7). Иногда видны отдельные элементы – косы, прирусловые валы и конусы прорыва, в которых и накапливается основная масса песчаного материала.

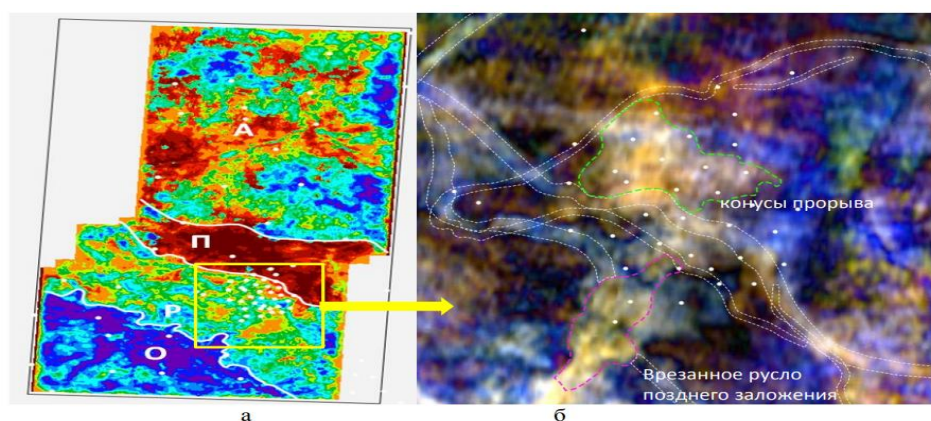


Рисунок 3.2.7 - Иллюстрация выделения зон с различными условиями осадкообразования и выделения границ объектов руслового генезиса; а) карта сейсмофаций б) фрагмент речной палеодолины [117]

В качестве пилотного проекта был выполнен прогноз русловых тел в отложениях пласта Ю₂ Кечимовского месторождения, по которому в балансовой геологической модели числятся более 18 млн. т. нефти, а разработка практически не ведется в связи с отсутствием геологической модели с дифференциацией высокопродуктивных и низкопродуктивных зон.

В рамках диссертационного исследования автором построена 3D геологическая модель, учитывающая участки предполагаемых

«палеорусел», и проведена оценка запасов нефти и сопоставление запасов с числящимися на балансе.

Сопоставление запасов показало, что при существенном уменьшении площади залежи, сокращение запасов не произошло (рис. 3.2.8). На участке «улучшенных» коллекторских свойств расчеты показали значительное увеличение эффективных толщин, компенсирующее списание площади. При этом понимание геологического строения залежи кардинально изменилось (рис. 3.2.9). Вместо площадной геологической модели, где толщины и свойства распространяются от пробуренных скважин на расстояние нескольких километров получена «новая» геологическая модель, в которой можно выделить наиболее перспективные участки, где концентрируются максимальные толщины коллекторов с лучшими ФЕС.

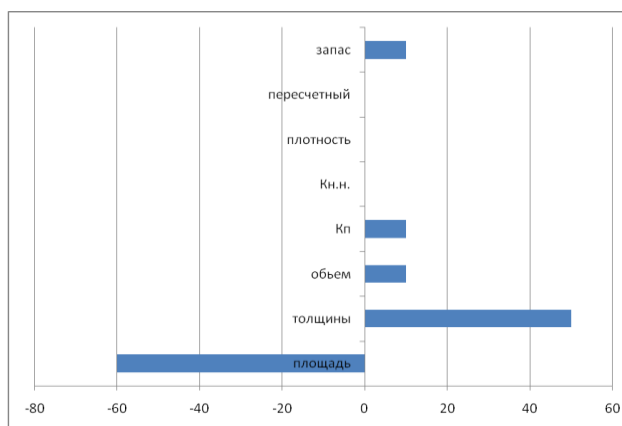


Рисунок 3.2.8 - Торнадо-график изменения запасов и подсчетных параметров на участке сопоставления

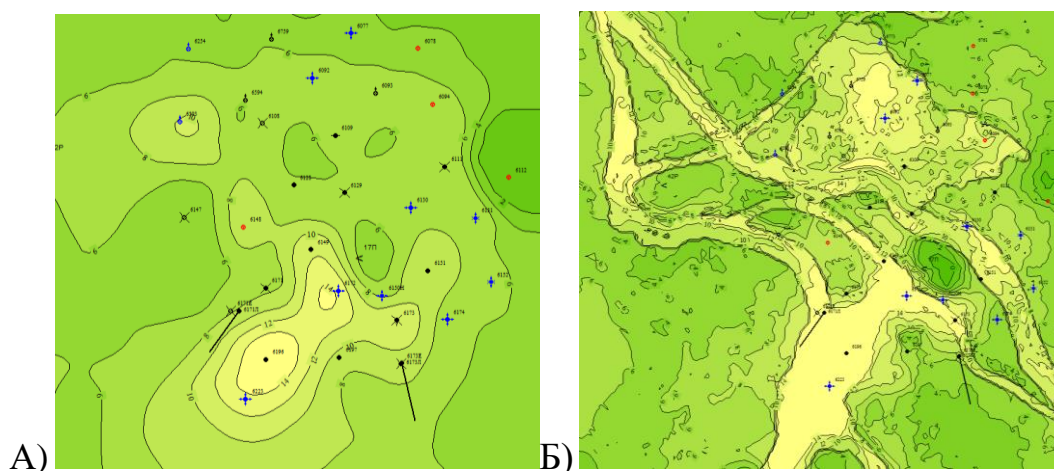


Рисунок 3.2.9 - Сопоставление карт эффективных толщин из балансовой (а) и «альтернативной» (б) моделей

3.3. Анализ причин обводнения скважин в чисто нефтяной зоне пласта

По ряду объектов месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», характеризующихся низкой проницаемостью и высокой расчлененностью коллекторов, в скважинах, пробуренных в чисто нефтяных зонах, после проведения ГРП обводненность добываемой продукции превышает 50%.

В качестве основного объяснения высокого обводнения эксплуатационных скважин при подсчете запасов используется «негерметичность эксплуатационной колонны». Приток в скважину воды объясняется поступлением ее по трещинам ГРП из выше/нижележащего водоносного пласта.

Примером, подтверждающим описанное утверждение, является пласт БВ₇³⁻⁴ на Южно-Выинтойском месторождении. Залежь пласта представляет собой полностью нефтенасыщенную линзу. По данным интерпретации ГИС все вскрытые коллекторы имеют нефтяное насыщение (рис.3.3.1а).

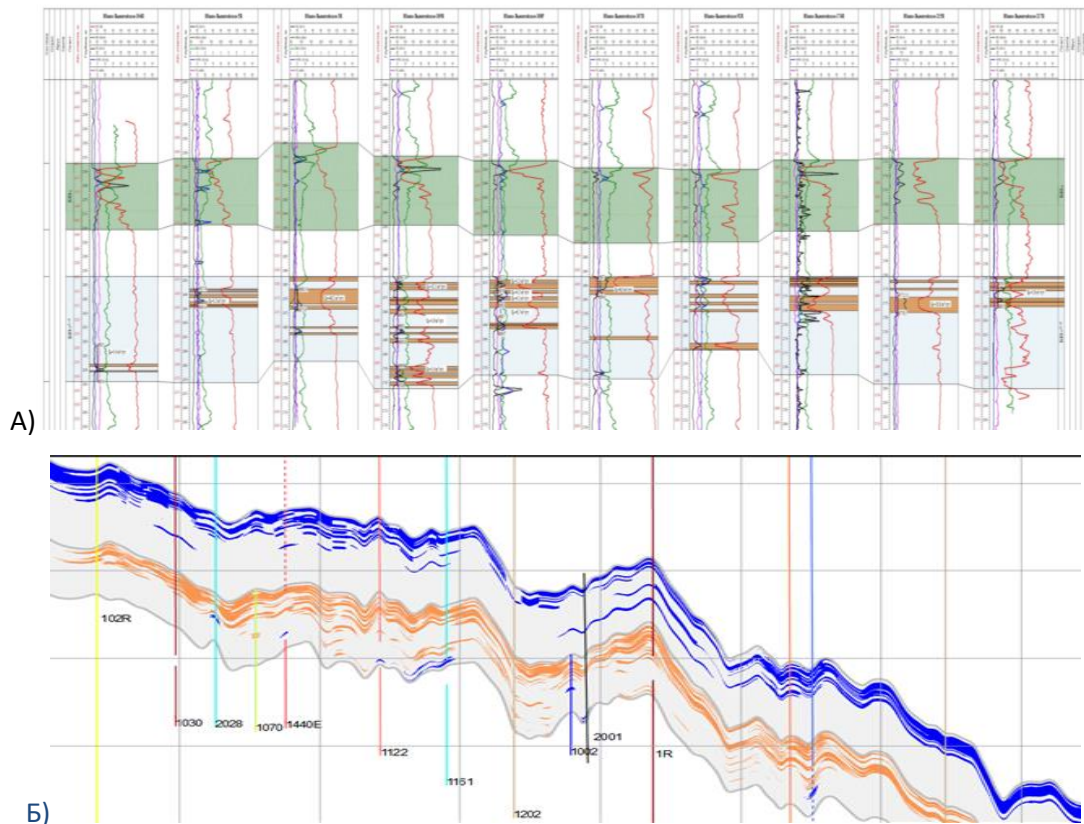


Рисунок 3.3.1 - Схема корреляции и геологический профиль пластов БВ₆₋₇ Южно-Выинтойское месторождение

По результатам испытания поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин без ГРП получены практически безводные притоки нефти. В то же время, после проведения ГРП обводненность скважин кратно возрастает, достигая 80-90% (рис. 3.3.2).

Причины высокой обводненности установлены по результатам промысловых исследований (состав-приток, термометрия, влагометрия). Трещина ГРП достигает вышележащего водонасыщенного пласта БВ₆. (рис.3.3.3, 3.3.16).

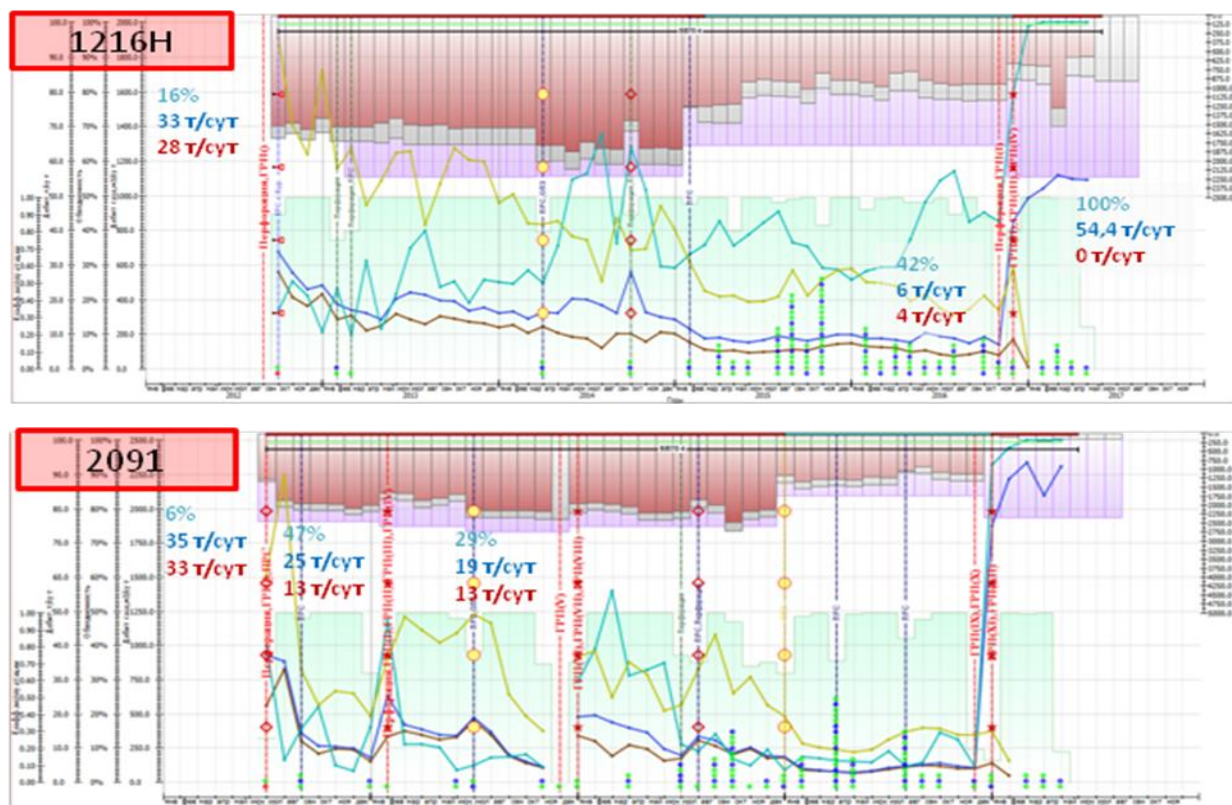


Рисунок 3.3.2 - Графики работы скважин 1216Н, 2091 до и после прорыва трещины ГРП в вышележащий пласт

Далеко не во всех скважинах в пределах глубин, достигаемых трещиной ГРП, выше и ниже по разрезу присутствуют водонасыщенные пласты. В этом случае в качестве возможной причины обычно указывают влияние соседних нагнетательных скважин, что подтверждается результатами трассерных исследований. В направлении скважин, в которые происходит прорыв нагнетаемой воды, перемещение основного количества трассера происходит на аномально высоких скоростях (рис. 3.3.4).

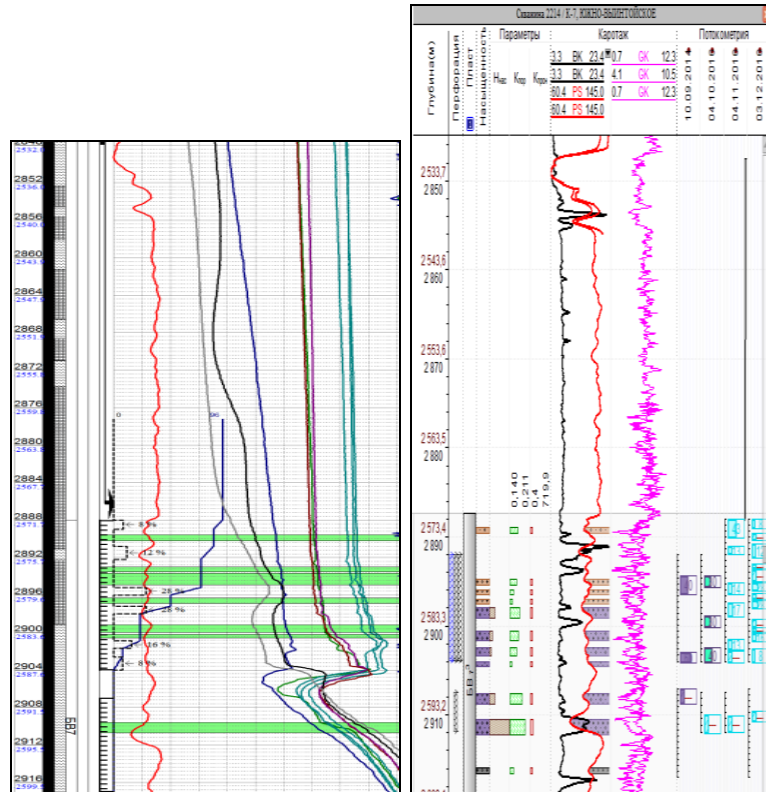


Рисунок 3.3.3 - Исследование ПГИ перетока из пласта БВ₆ + каротаж скв. 2214

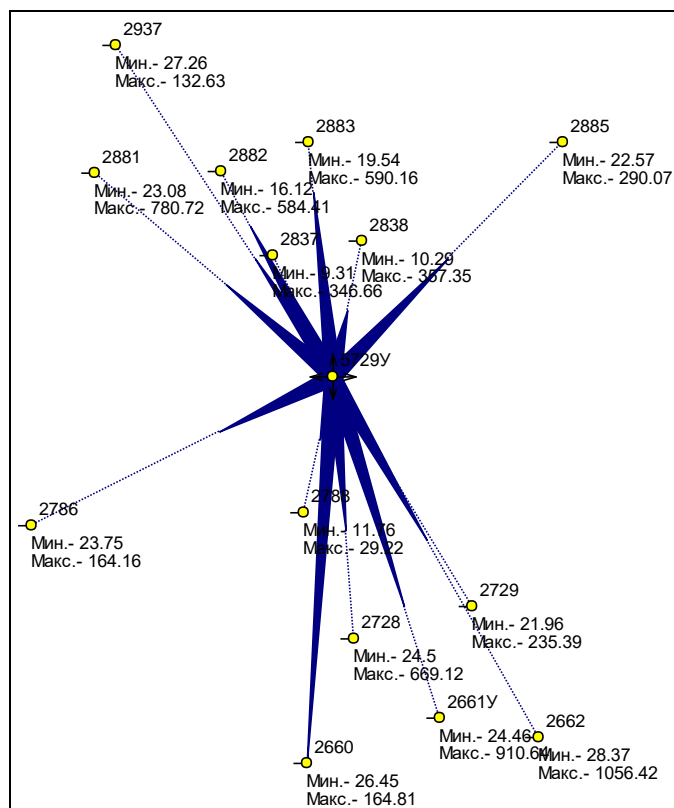


Рисунок 3.3.4 - Данные о скорости поступления фильтрации трассера

В диссертационной работе также рассмотрены случаи месторождений, на которых ГРП в эксплуатационных скважинах проводился в тот момент, когда система разработки еще была несформированной, и проектные нагнетательные скважины не могли оказать влияние на обводненность добываемой продукции.

Для анализа приняты объекты БС₁₀²⁻³ и БС₁₁ Тевлинско-Русскинского месторождения, БВ₈ Повховского, Ач₄ Имилорского, Ач₉ Кочевского месторождений. Во всех скважинах коллекторы вскрытых пластов характеризуются невысокими фильтрационными свойствами, сам пласт - низкой песчаностью и высокой расчлененностью. Причем, чем ниже песчаность и выше расчлененность пласта, тем выше обводненность продукции скважин после ГРП.

Гильмановой Н.В., Кузнецовым А.В., и Шаламовой В.И. приводятся данные о разработке участка объекта БС₁₁ Тевлинско-Русскинского месторождения. На рисунке 3.3.5 и 3.3.6 приведены карта текущего состояния разработки объекта БС₁₁, соответствующая начальному периоду разработки участка, с нанесенной линией скв. 9010, 9011, 9012, 9013 и схема корреляции пласта по этой же линии скважин.

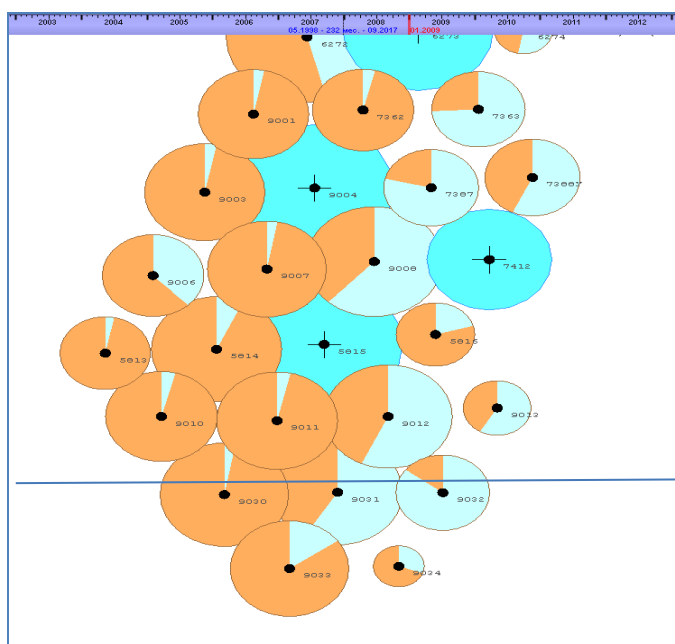


Рисунок 3.3.5 - Фрагмент карты состояния разработки объекта БС₁₁

(Кузнецов А.В.)

Все скважины приурочены к чистонефтяной зоне пласта. Общая мощность пласта, во всех скважинах приблизительно одинакова, при этом различаются показатели расчлененности коллекторов, эффективной нефтенасыщенной толщины и песчанистости пласта, вскрытого скважинами.

Во всех скважинах проведен ГРП при освоении. Динамика работы скважин приведена на рис. 3.3.7.

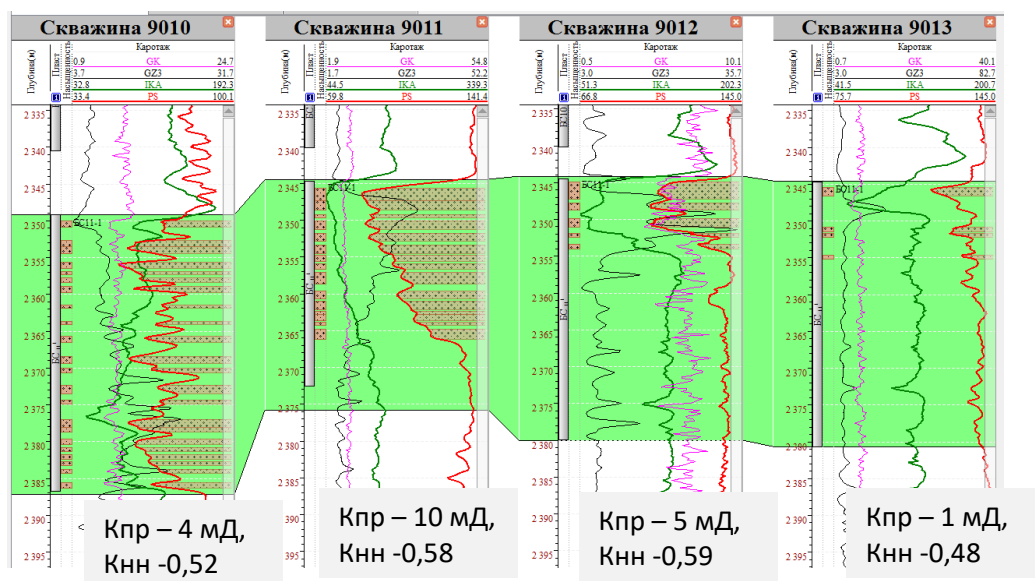


Рисунок 3.3.6 - Схема корреляции пласта БС₁₁ по скв.9010-9011-9012- 9013

Кровля пласта в скважинах вскрыта на одной и той же гипсометрической отметке, водонасыщенных коллекторов в разрезе нет. Обводненность по скважинам в течение полутора-двух лет после ввода в эксплуатацию изменяется от 5 до 60%, далее наблюдается влияние закачки. К восточной границе залежи уменьшаются нефтенасыщенные толщины и песчанистость пласта, снижается проницаемость коллекторов и увеличивается обводненность продукции добываемых скважин.

Аналогичные результаты были показаны в работах Н.А. Черемисина с соавторами на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» и Самотлорского месторождения [121,122]. Один из основных выводов авторов сводится к тому, что рассеянные глинистые тела могут являться дополнительным источником обводнения добываемой продукции.

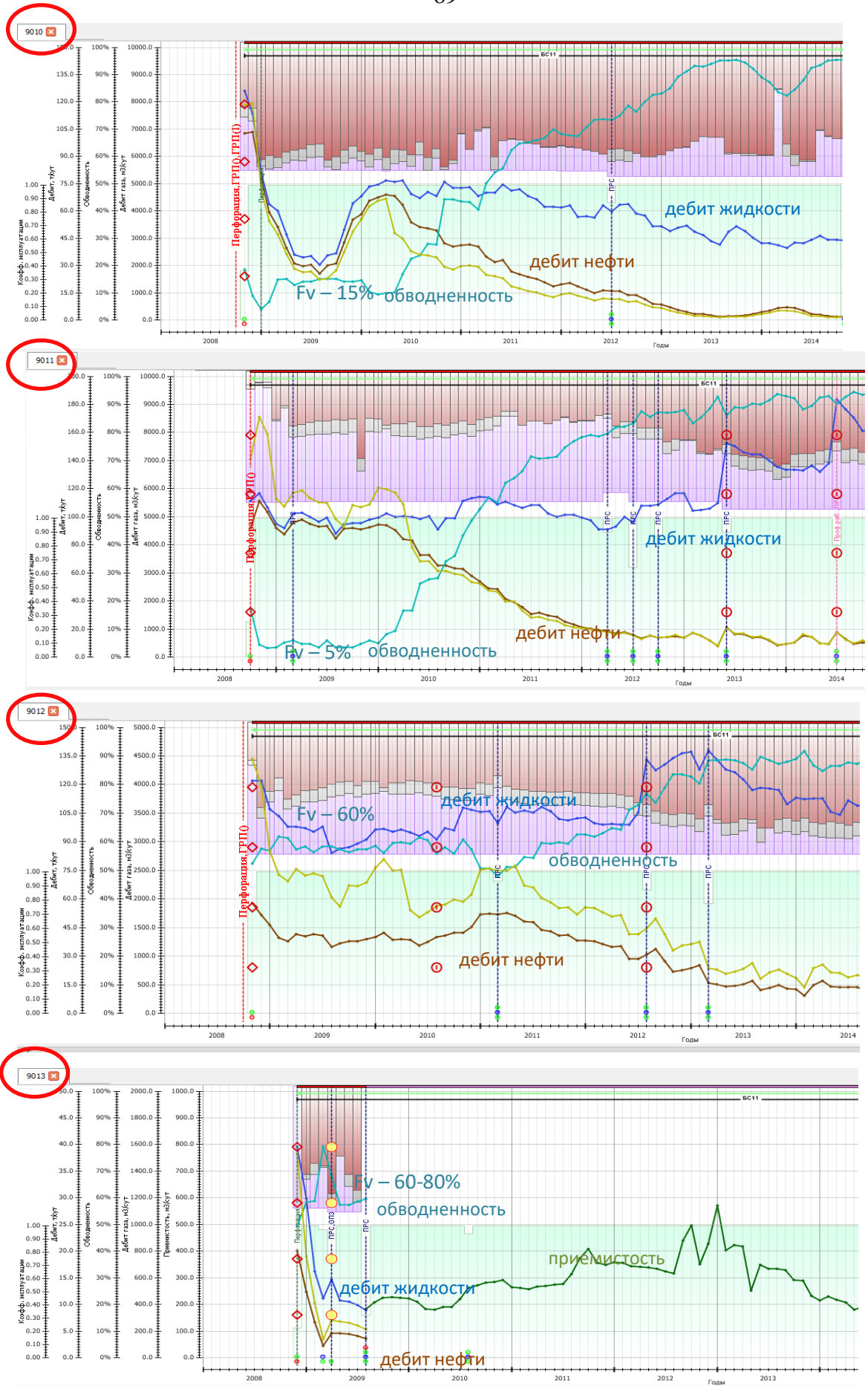


Рисунок 3.3.7 - Карточки эксплуатации скв.9010, 9011, 9012, 9013

Анализ керновых данных скважин, пробуренных в зонах ЧНЗ (высоты залежи более 70-100 м) и имеющих после проведения ГРП высокую обводненность продукции, показал, что они вскрывают тонкое переслаивание песчаных прослоев и алевролитов.

В скв. 305П Повховского месторождения (рис. 3.3.8) в прослоях со свечением в УФ $K_{п}=13,5\div 19,7\%$; $K_{пр}=0,45\div 5,06$ мД; $K_{вс}=57,1-70,9\%$. В прослоях без свечения $K_{п}=2,7\div 13\%$; $K_{пр}=0,01\div 0,06$ мД; $K_{вс}=94,7-97,1\%$. В результате испытания пласта с ГРП обводненность составила 94%.

В скв. 9341У Тевлинско-Русскинского месторождения (рис. 3.3.9) в прослоях со свечением в УФ $K_{п}=13,4\div 15,3\%$; $K_{пр}=0,21\div 1,68$ мД; $K_{вс}=65,1-72\%$. В прослоях без свечения $K_{п}=3,4\div 13,9\%$; $K_{пр}=0,01\div 0,15$ мД; $K_{вс}=95-98,2$.

В скв. 8204У Тевлинско-Русскинского месторождения (рис. 3.3.10) в прослоях со свечением в УФ $K_{п}=12,7\div 22,2\%$; $K_{пр}=0,67\div 296,77$ мД; $K_{вс}=27,1-72,4\%$. В прослоях без свечения $K_{п}=5,5\div 16,3\%$; $K_{пр}=0,01\div 0,06$ мД; $K_{вс}=91,9-96,8\%$.

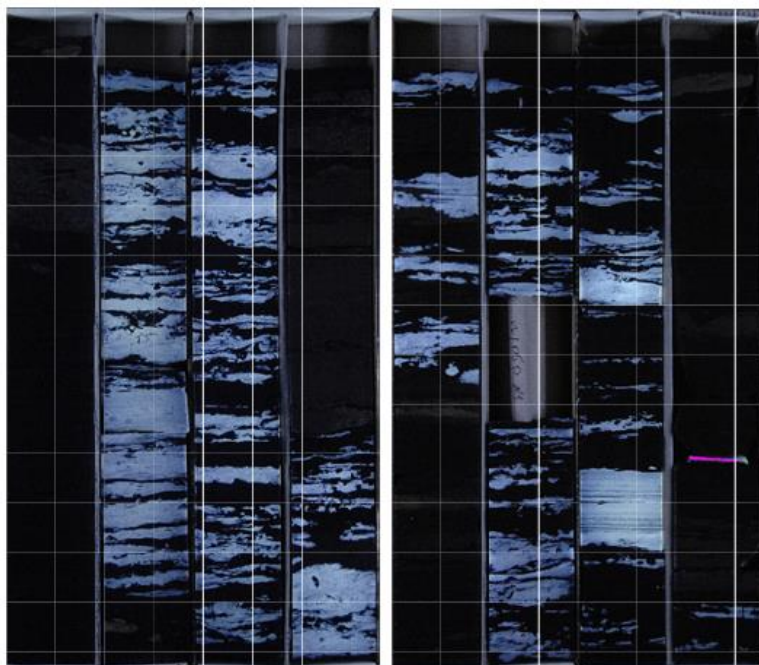


Рисунок 3.3.8 - Скважина 305П, пласт БВ8, Повховское месторождение

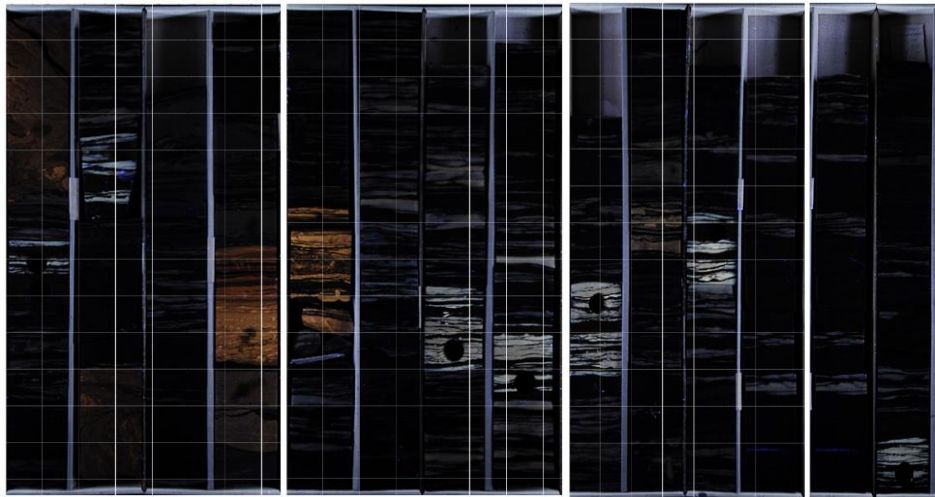
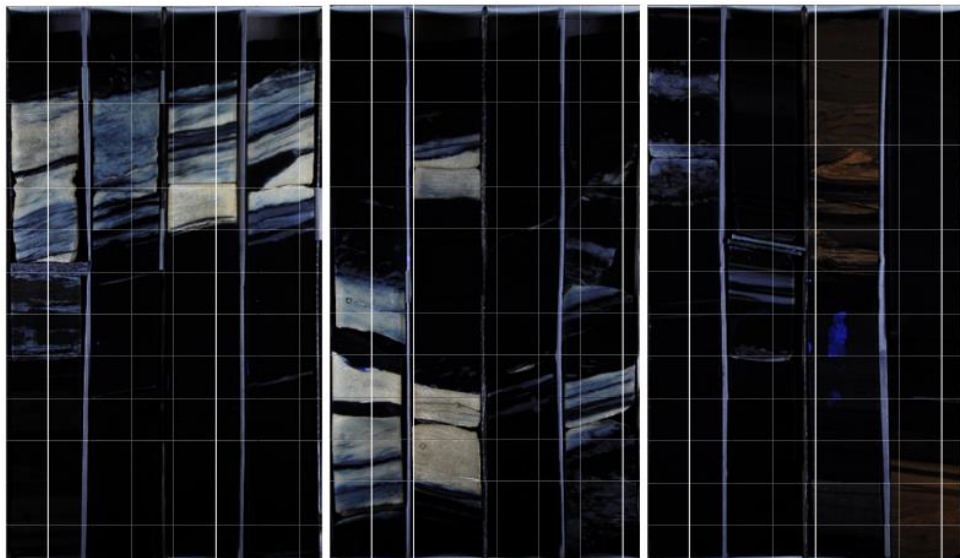


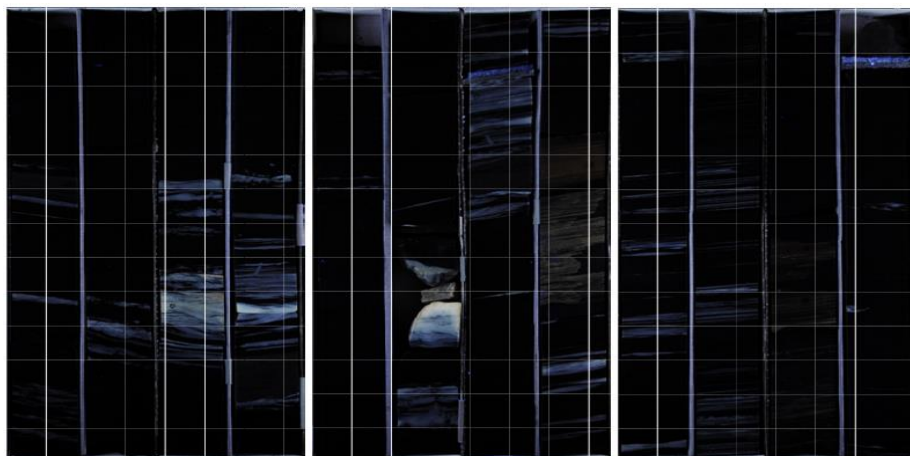
Рисунок 3.3.9 - Скважина 9341У, пласт БС₁₁¹⁻², Тевлинско-Рускинское месторождение



А)

Б)

В)



Г)

Д)

Е)

Рисунок 3.3.10 - Скважина 8204У, пласт БС₁₁, Тевлинско-Рускинское месторождение

Рыхлосвязанная вода по свойствам ближе к свободной, и она может быть отфильтрована из дисперсных систем при незначительных давлениях [36]. Поэтому после ГРП (при увеличении градиента давления), часть рыхлосвязанной воды становится подвижной, и наблюдается увеличение обводненности продукции скважин.

В связи с тем, что в алевролитах содержится большое количество рыхлосвязанной воды, можно предположить, что этот эффект проявляется наиболее значительно в расчете входной обводненности скважин после ГРП.

При построении 3D литологической модели для целей подсчета запасов в ячейках обычно задают всего два признака «коллектор - неколлектор». То есть в каждой ячейке содержится одно значение, характеризующее лишь один тот или иной литотип: коллектор или неколлектор (набор 1 и 0). В то же время, в нефтегазопромысловый геологии нет понятия «неколлектор», а есть слабопроницаемые и малопористые породы, то есть пропластки, которые в вышеописанной модели литологии имеют значение 0 и в пределах которых не восстанавливаются фильтрационно-емкостные свойства, физически являются проницаемыми.

Внесение данных о проницаемости различных литологических типов пород, слагающих разрез в геологической модели, продиктовано не только необходимостью идентификации геологического разреза по комплексу геофизической информации, но и тем, что различные литологические типы пород-коллекторов, которые обычно принято относить к неколлекторам, обладают различным коллекторским потенциалом (рис.3.3.11). По данным исследований ФЕС по керну проницаемость в микропоровых алевролитах и карбонатизированных прослоях при пористости, менее критической, может достигать 0,1 - 0,7 мД.

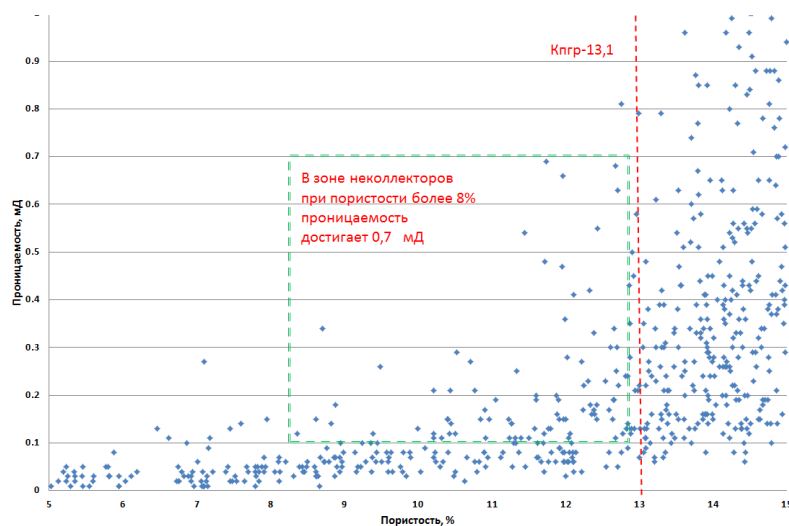


Рисунок 3.3.11 - Зависимость Кп-Кпр (Имилорское месторождение)

Считается, что распределение литологических разностей в объеме резервуара повышает достоверность моделей. Закревским К.Е. описано построение геологических моделей с несколькими литотипами, когда построение куба литологии (0-1) не смогло адекватно отразить распределение ФЕС в объеме резервуара и обеспечить воспроизведение истории разработки. Автор указывает на то, что при гидродинамическом моделировании часто выясняется, что породы не коллекторы, не содержат запасов углеводородов, но тем не менее участвуют в процессах фильтрации флюидов...».

При подсчете запасов Имилорского месторождения в 3D геологические модели пластов Ач₄ и Ач₆ неколлектор был задан двумя индексами 0- глин и 2-алевролитов. Глинам задана нулевая проницаемость, а для алевролитов проницаемость задана равной граничному значению, принятому для коллекторов.

Таким образом, проницаемый объем в модели составил около 50%. Запасы углеводородов в геологической модели содержатся только в ячейках с индексом -1 (коллекторы), в то время как алевролитам задано 100% водонасыщение (средняя водоудерживающая способность по керну - 95%).

Гидродинамические расчеты на геологической модели, построенной предложенным методом, воспроизвели историю разработки. Дополнительно, для оценки влияния алевролитов в модели пласта на показатели выработки

запасов по объекту Ач₄, было проведено два сопоставительных расчета: с алевролитами и без алевролитов.

Годовые уровни и накопленная добыча нефти имеют очень близкие значения, и наличие в модели алевролитов не оказывает влияния на величину коэффициента нефтеизвлечения и проектные уровни добычи нефти.

Основное отличие отмечается в обводненности продукции и добыче жидкости. Наличие в модели алевролитов позволяет смоделировать входную обводненность новых скважин, соответствующую работе как скважин Имилорского месторождения. За анализируемый период введены в разработку еще 10 новых скважин. Сопоставление фактической входной обводненности и прогнозной обводненности приведено на рисунке 3.3.13.

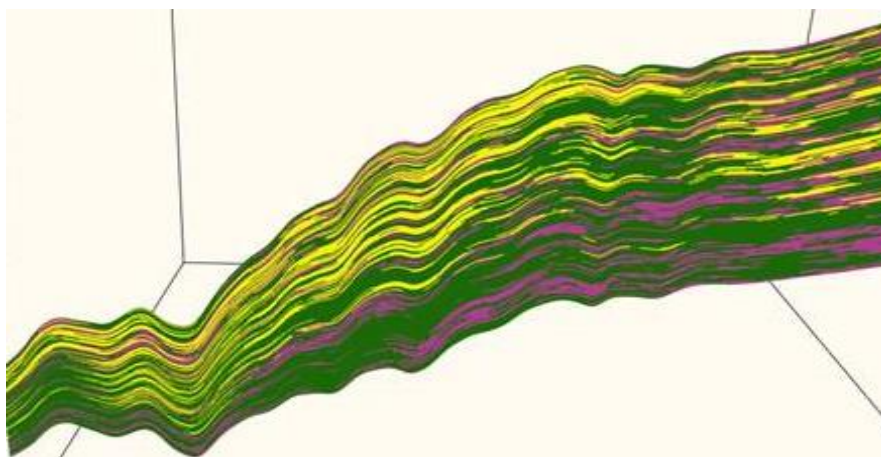


Рисунок 3.3.12 - 3D литологическая модель

Глины –зеленый цвет, песчаники – желтый цвет, алевролиты - розовый цвет



Рисунок 3.3.13 - Фактическая и модельная обводненность новых скважин (данные Коваленко М.А.)

По новым скважинам (за исключением скважин 1163Г и 1144 – вероятны технологические причины повышенной обводненности) фактическая обводненность продукции в среднем составила 15%, расчетная обводненность на модели с учетом алевролитов - 11%, расчетная на модели без алевролитов - 2%.

Учитывая, что не только на Имилорском месторождении была получена обводненная продукция после ГРП в скважинах в зонах предельного насыщения (раздел 1.2), можно рекомендовать метод для следующих геологических условий других месторождений Широного Приобья:

- отсутствие выше и ниже по разрезу водоносных пластов, до которых может достать трещина ГРП. Доказанное данными ПГИ поступление воды из пласта;

- отсутствие влияния разработки на изучаемом участке;

- низкая песчанистость и высокая расчлененность продуктивного пласта;

- равномерное распределение проницаемости по латерали и в вертикальном разрезе пласта. Отсутствие прослоев с высокой проницаемостью;

- значительная высота залежей.

Выводы по главе 3.

Автор диссертационной работы видит решение задачи повышения достоверности геологических моделей в нескольких направлениях:

1. Уточнение результатов детальной корреляции скважин с использованием принципов цикличности, сиквенс-стратиграфических подходов, материалов СРР и промысловых исследований. Выделение «вложенных» объектов в составе единого пласта.
2. Применение алгоритмов построения карт изопахит, учитывающих фациальные особенности пласта и материалы СРР.

3. Использование динамического анализа материалов СРР при построении геологической модели. Поиск при интерпретации СРР зон «улучшенных» ФЕС и «уверенных» запасов.
4. Анализ результатов испытания скважин, пробуренных в ЧНЗ залежи, из которых получена вода. Учет данных ПГИ, трассерных исследований, проб воды для определения источника обводнения;
5. Использование при 3D геологическом моделировании дополнительных литотипов (кроме традиционных коллектор/неколлектор) для повышения связанности коллекторов и объяснения высоких значений начальной обводненности из скважин в зоне ЧНЗ после проведения ГРП.

Глава 4. Практическая реализация концептуальных моделей при геометризации неантиклинальных залежей и оценке запасов

4.1. Уточнение геологической модели ачимовской толщи Имилорского месторождения

На Имилорском месторождении нефти при промышленном подсчете запасов автором отработаны методические подходы построения геологической модели пластов клиноформного строения с использованием концептуальных моделей. Месторождение по запасам относится к крупным, при этом приурочено к отрицательному структурному элементу – Имилорскому прогибу, что предопределило отсутствие в пределах месторождения залежей пластово-сводового типа.

До проведения работ по перестроению геологической модели литологические границы большинства залежей принимались условно, согласно существующих регламентных документов, на середине расстояния между скважинами, вскрывшими коллектор и зону его отсутствия. Корреляция пластов месторождения осуществлялась, исходя из представлений о плоскопараллельном накоплении пластов.

Результатом подобного подхода к геометризации стала неудачная попытка ввода месторождения в эксплуатацию в 90-е годы прошлого века. Эксплуатационные скважины были пробурены на двух участках месторождения.

Из четырех пробуренных на пласт БС₁₀ эксплуатационных скважин, две попали в зону отсутствия коллекторов, а одна вскрыла эффективную толщину в 2 раза меньше, чем прогнозировалось в геологической модели. (рис.4.1.1а, 4.1.2). Геологическая модель подтвердилась только в 1 скважине. В эксплуатацию скважины запущены не были. Успешность бурения составила 25%.

На пласт БС₁₁ пробурены 5 эксплуатационных скважин (рис. 4.1.1б). При этом 4 скважины вскрыли нефтенасыщенные коллекторы толщиной

менее 3 м, при ожидаемой нефтенасыщенной толщине более 6 м. Лишь одна скважина вскрыла нефтенасыщенную толщину пласта 5,6 м, что соответствовало представлениям о строении пласта. Подтверждаемость модели бурением оценивается в 20%. После получения результатов бурения эксплуатационных скважин недропользователь сдал лицензию в 1998 г.

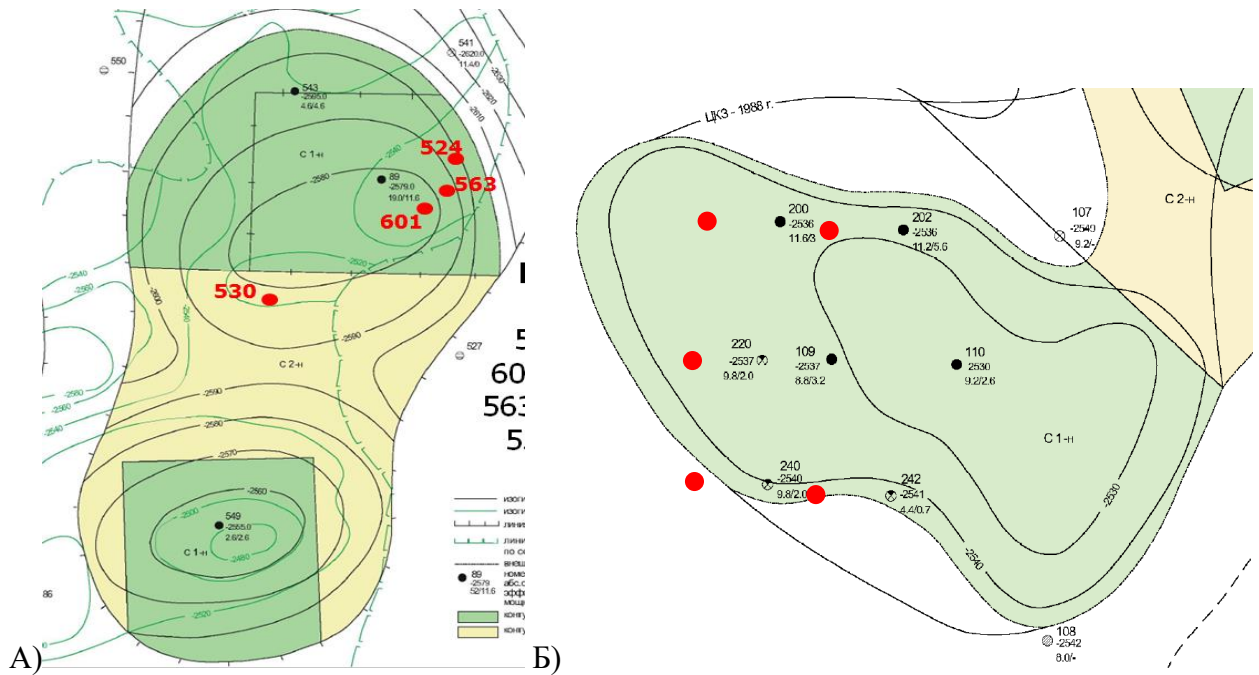


Рисунок 4.1.1 - Результаты бурения скважин на пласт BC_{10} (а) и BC_{11} (б)

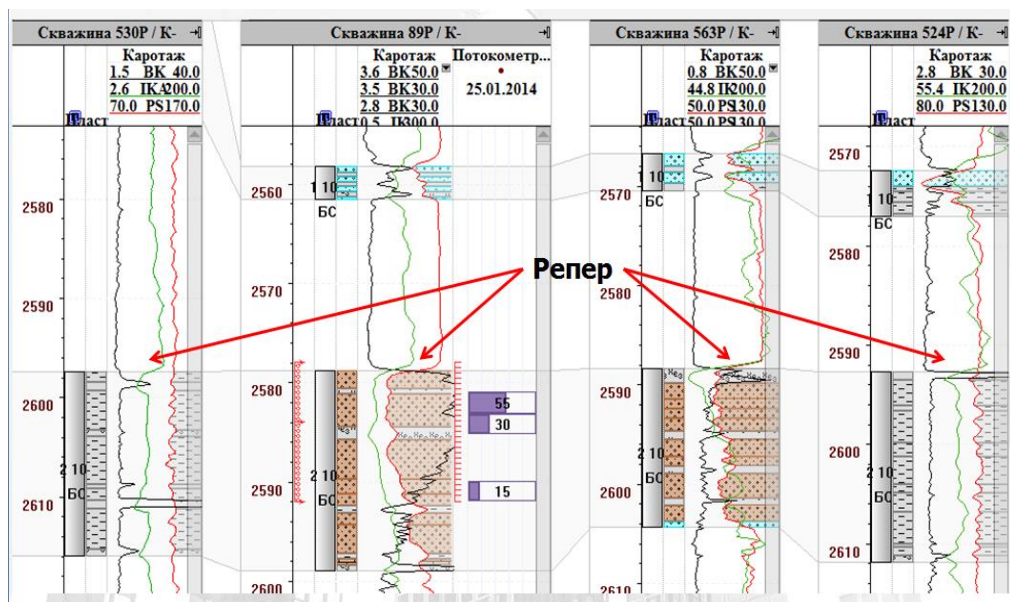


Рисунок 4.1.2 - Изменчивость пласта BC_{10} в соседних скважинах

В то же время в 84 пробуренных на участке поисковых и разведочных скважинах были получены промышленные притоки нефти из 25 пластов

юрского и мелового возраста, что позволяло считать Имилорское месторождение перспективным объектом для вовлечения в разработку после уточнения геологических моделей продуктивных пластов. При этом для геологического моделирования скважинных данных было недостаточно.

Выполняя работы по уточнению геологической модели, автор диссертационной работы принял за основу концептуальные модели неокомских отложений, разработанные для соседних месторождений и Широкого Приобья в целом (раздел 2.2). Выполнено несколько вариантов корреляции скважин, исходя из представлений о клиноформном строении изучаемых осадочных толщ, на основе материалов СРР и с учетом результатов взаимного влияния нагнетательных и разведочных скважин (раздел 3.1).

Если в предыдущей геологической модели был принят только 1 тип литологического ограничения залежей, то в модели, предложенной автором, выделены 5 типов границ, связанных с условиями образования пласта, обоснованные материалами сейсморазведочных работ. Покажем принципы выделения границ на примере пласта Ач₁.

Первый тип литологического ограничения залежи связан с границей палеошельфа пласта Ач₁. По материалам СРР 3D граница отчетливо выделяется по сгущению изолиний на картах временных толщин ΔОГБ-НАч1 и смене равномерного тона на срезах сейсмических кубов субмередиональными полосами (рис. 4.1.4). На первый взгляд, граница не контролирует нефтеносность ачимовских отложений, однако, как будет показано в разделе 4.2, именно к этой границе приурочены небольшие высокодебитные залежи в шельфовых пластах, генетически связанных с пластом Ач₁.

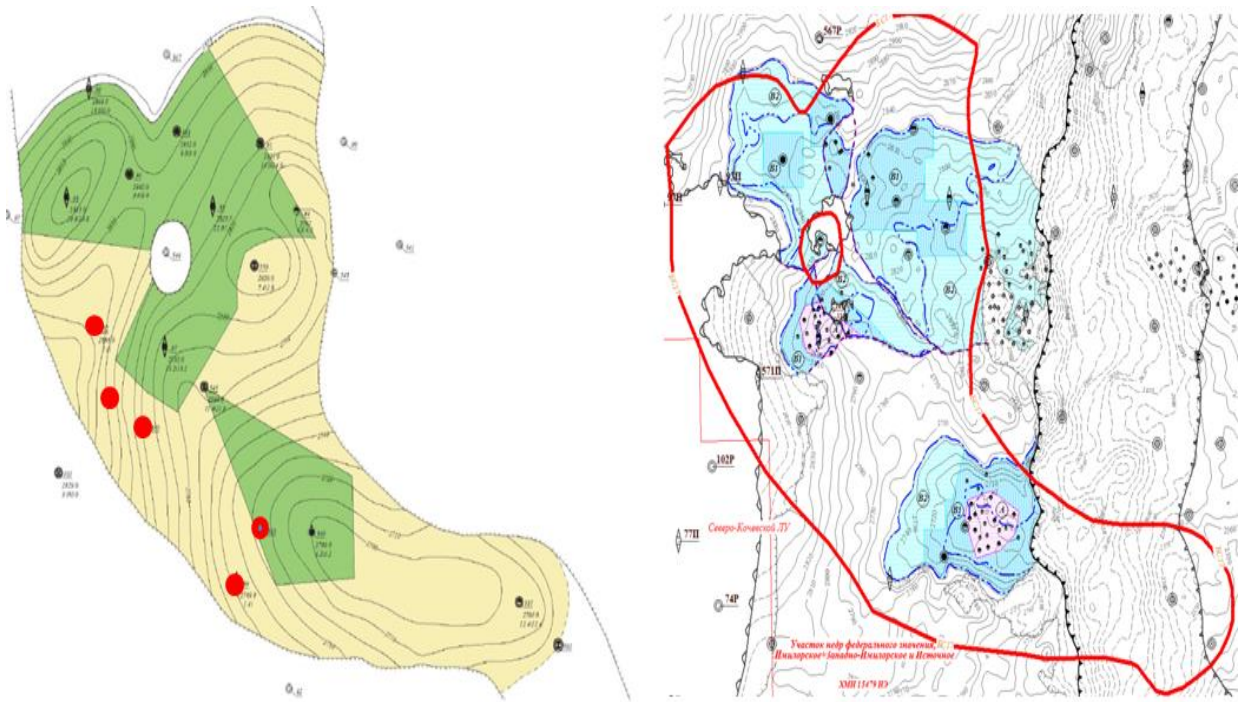


Рисунок 4.1.3 - Сопоставление старой и новой геологических моделей

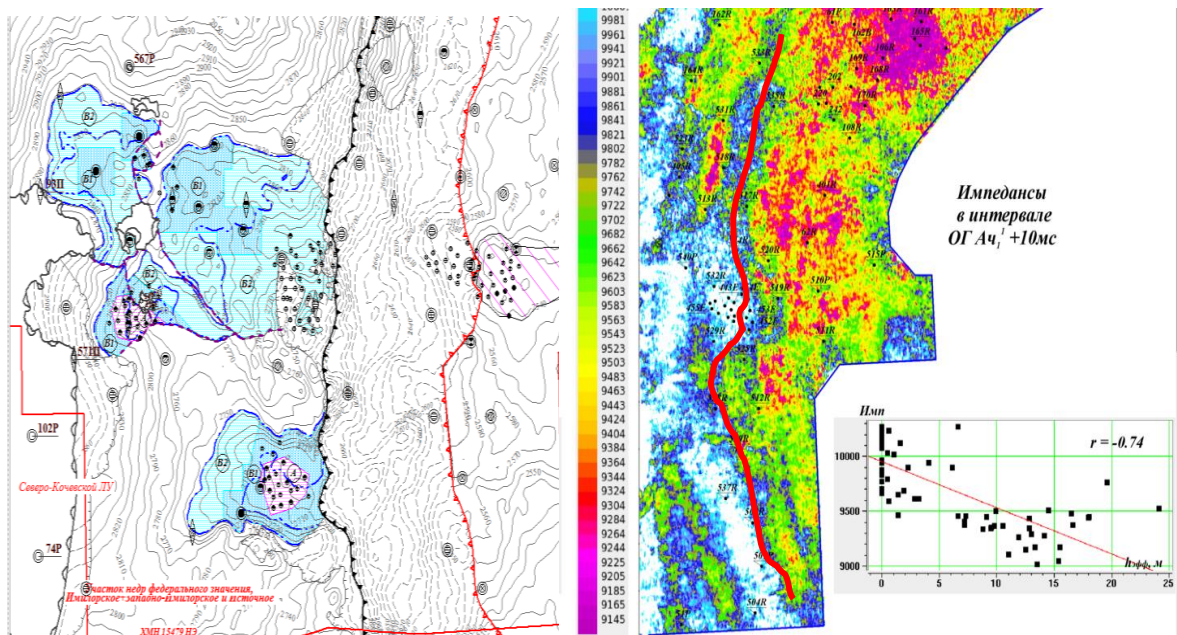


Рисунок 4.1.4 - Выделение границы палеошельфа по СРР

Второй тип границ – граница подножия склона. Восточнее, до границы 2 на «склоне», коллекторы практически отсутствуют, к западу от выделенной границы начинаются коллекторы ачимовской толщи. Указанная граница является линией выклинивания ачимовского пласта. Соответственно, при приближении к ней, закономерно уменьшаются до нулевого значения общие и эффективные толщины. До граничного значения снижаются ФЭС. По сейсмическим материалам граница следится на картах куба импеданса в

сейсмической полосе частот (рис. 4.1.5), средних амплитуд и мгновенной фазы.

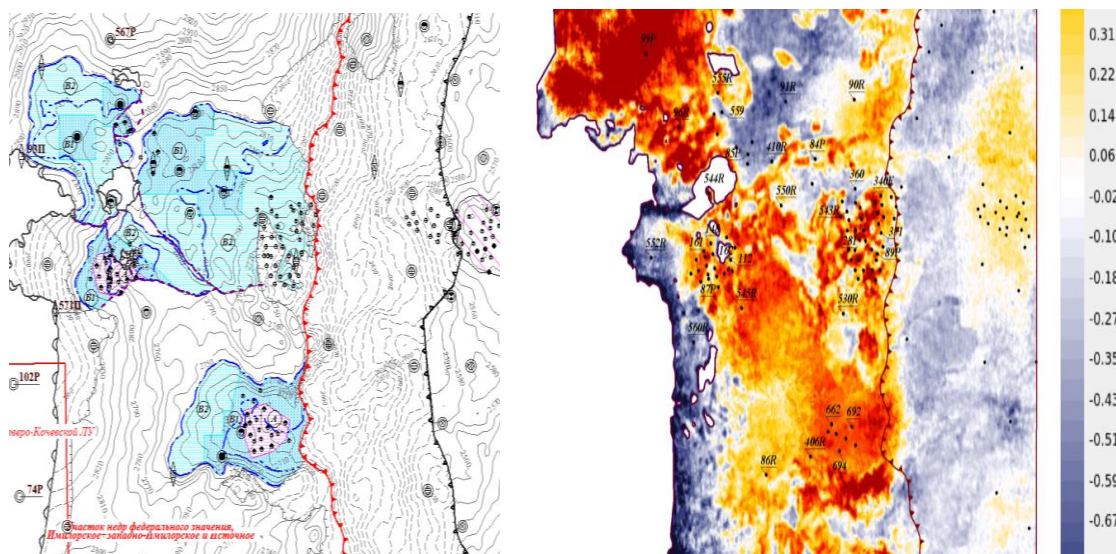


Рисунок 4.1.5 - Выделение границы подножия склона (импеданс в сейсмической полосе частот)

Третий тип ограничения – зона замещения коллекторов пласта непроницаемыми породами. Выделяется как по скважинным данным, так и по материалам мультиатрибутного анализа СРР. В отличие от второго типа границы к выделенной зоне замещения коллекторы и коллекторские свойства не уменьшаются до минимальных значений. Выполненный анализ (рис. 4.1.6) показал отсутствие тенденции к уменьшению ФЕС при приближении к зоне замещения. Эффективные толщины могут резко прерываться и точно так же резко возникать на расстоянии шага эксплуатационной сетки, что связано с особенностями накопления пластов (преобладают дебриты, турбидиты), описанными в разделе 2.2.

Четвертый тип ограничения – зона примыкания ачимовского пласта к отложениям баженовской свиты. Эта граница четко выделяется на временных разрезах (рис.4.1.7). При этом на каротаже в скважинах, попавших западнее в отложениях баженовской свиты, по ГИС выделяются коллекторы, по форме кривой ГИС аналогичные ачимовскому пласту. Гидродинамическая связь коллекторов по разные стороны от указанной границы является дискуссионным вопросом.

возникшие на границе меловой и юрской системы, и при последующих тектонических подвижках блоков АРБ между прослоями ачимовских коллекторов, в зонах смещения, образуются мельчайшие глинистые частицы, которые формируют зоны гидродинамического разобщения, и, как следствие, обуславливают различный характер насыщения по разные стороны от границы. Из-за того, что граница формируется под действием тектонических и литологических факторов, эту границу предложено называть тектоно-литологической.

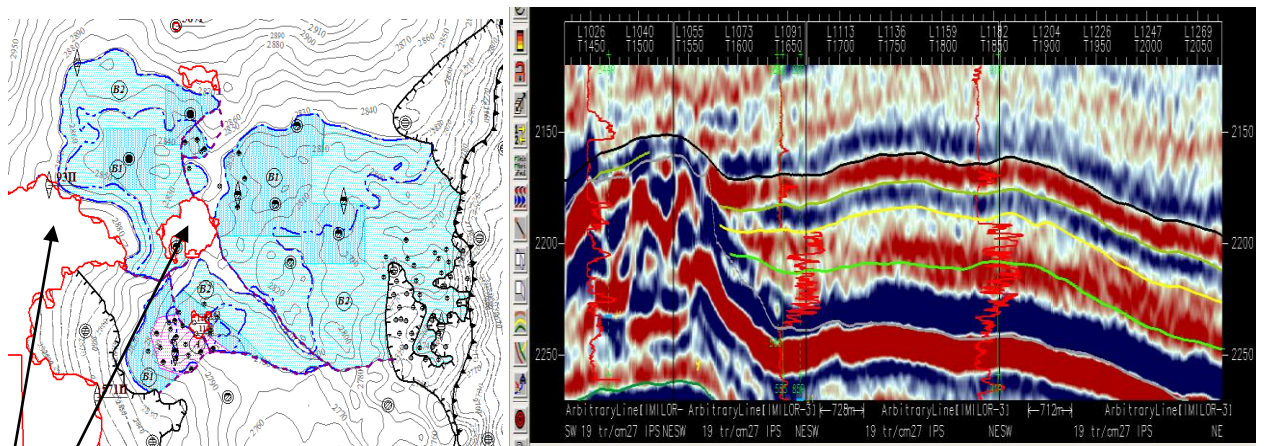


Рисунок 4.1.7 - Граница примыкания пласта к баженовской свите

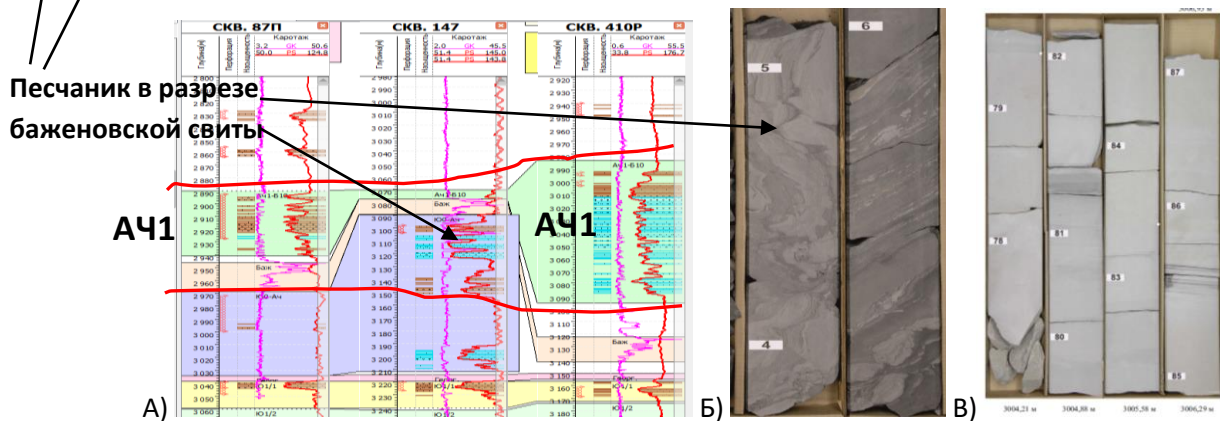


Рисунок 4.1.8 - Прослеживание пластов по каротажу (а), керн внутри АР бажена (б) и ачимовской толще(в)

В результате проведенных работ по построению «концептуальной» геологической модели Имилорского месторождения проведена геометризация 68 залежей в 18 продуктивных пластах. Всего 32% запасов углеводородов месторождения попали в промышленные категории, а остальные нуждаются в доизучении (категория запасов В₂).

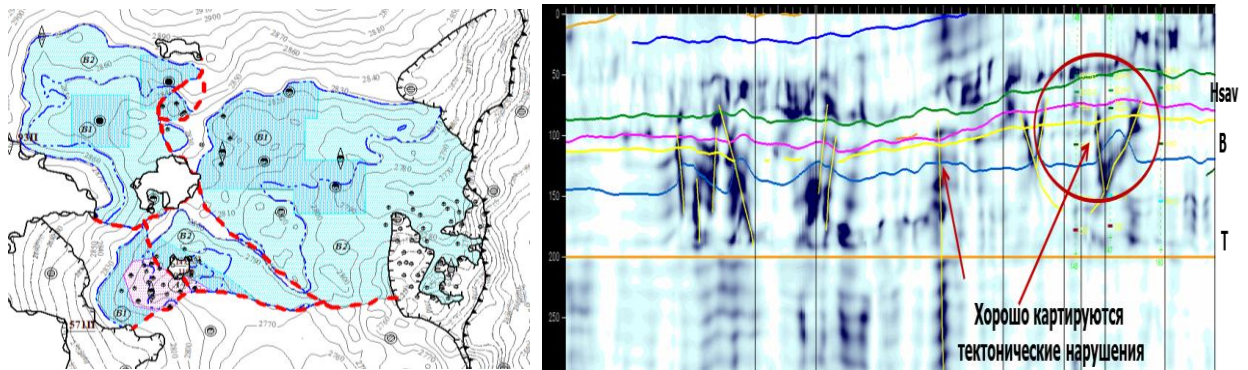


Рисунок 4.1.9 - Выделение литолого-тектонических границ над АР бажена

Перед автором была поставлена задача выбора наиболее надежных объектов для начала пробной эксплуатации. Проведенный анализ результатов эксплуатации за 2014-2016 гг. на Имилорском месторождении показал, что залежи можно дифференцировать на два типа по строению перекрывающей их глинистой покрывки.

Залежи нефти пластов BC_{10}^{2-3} , BC_{10}^4 , BC_{11} и $Aч_4$ расположены под выдержанными и имеющими постоянные характеристики глинистыми покрывками. Покрывки, расположенные над остальными пластами, не выдержаны по мощности и литологическому составу, что хорошо видно по данным корреляции (рис.4.1.10).

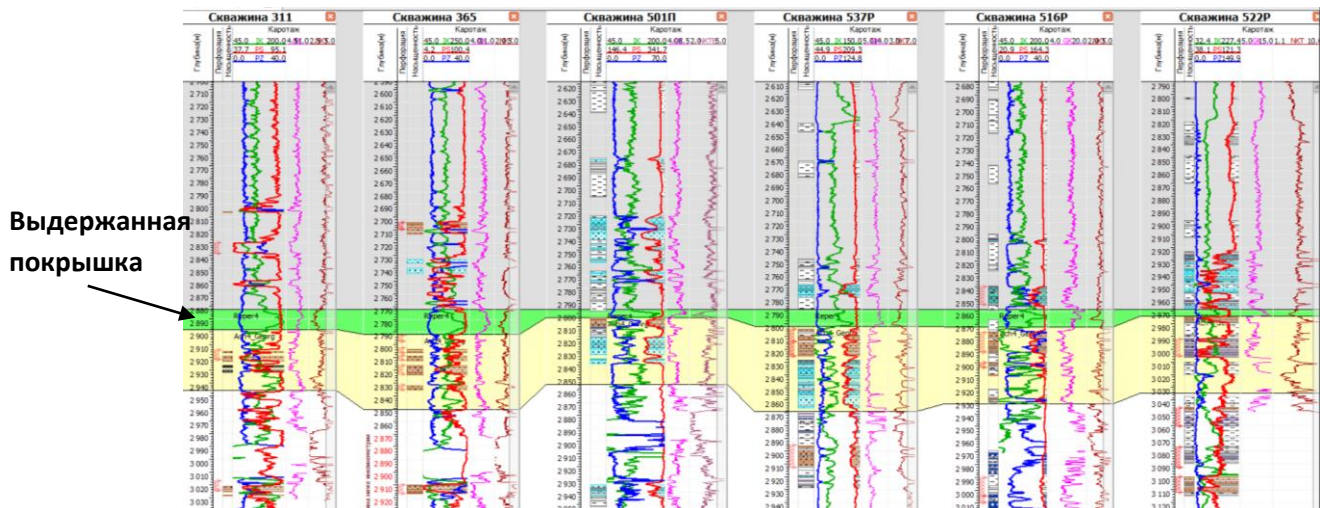


Рисунок 4.1.10 - Пример выделения глинистой покрывки над пластом BC_{10}^4

Подтверждает предположение о влиянии выдержанности глинистой покрывки на перспективы нефтеносности залежь в пласте BC_{10}^4 , приуроченная к тонкому, выдержанному по латерали прослою коллекторов мощностью от 1 до 3 м. Данные испытания и работы скважин показывают,

что пласт полностью заполнен нефтью, которая по факту запечатана внутри глин (рис. 4.1.9).

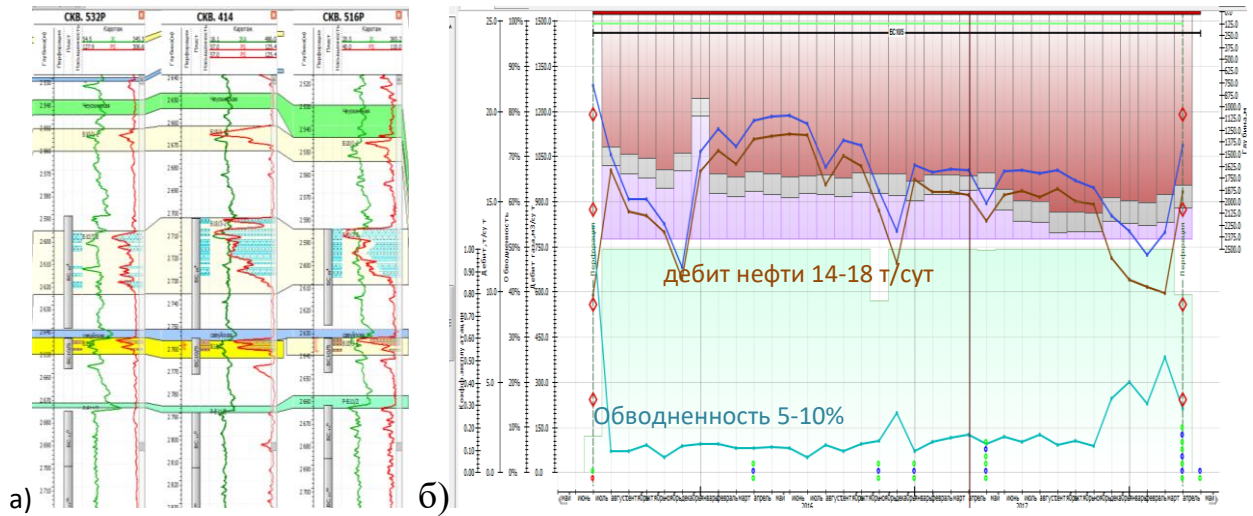


Рисунок 4.1.11 - Характеристики пласта BC_{10}^4

а) каротажные диаграммы б) работа скв. 414

Залежь пласта $Aч_4$, содержащая значительные запасы нефти, перекрыта выдержанными тонкоотмученными глинами (выделяются по максимуму проводимости по данным ИК). Выше и ниже лежащие пласты не имеют выдержанного флюидоупора, в результате чего возможно разрушение залежей нефти и перемещение углеводородов из залежей (рис. 4.1.10).

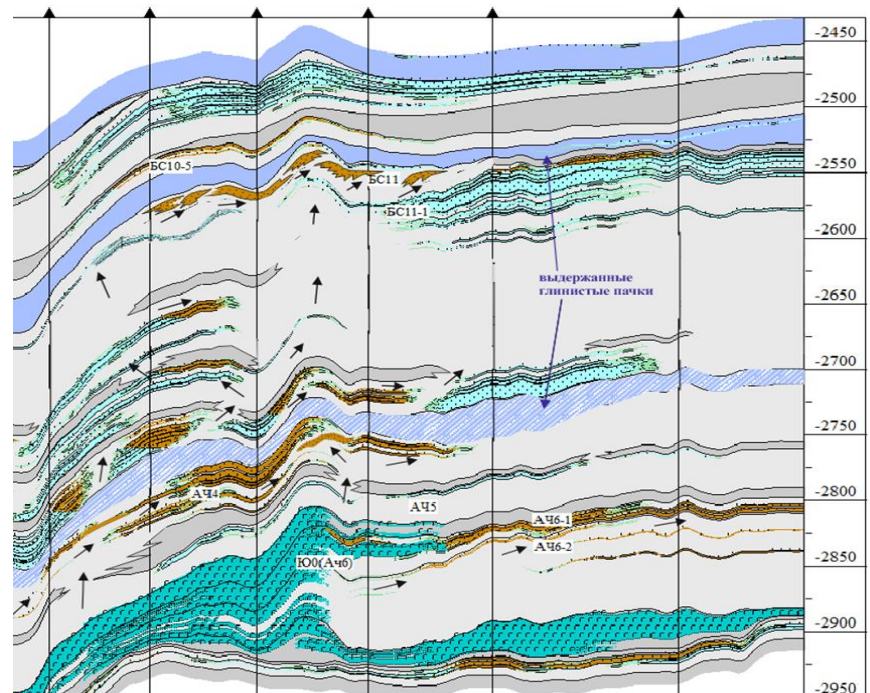


Рисунок 4.1.12 - Схематических разрез ачимовских продуктивных пластов Имилорского месторождения (—> возможные пути миграции УВ) [42]

4.2. Прогноз высокопродуктивных неантиклинальных залежей при планировании эксплуатационного бурения Имилорского месторождения

Использование концептуальных моделей при геологическом моделировании Имилорского месторождения позволило не только провести геометризацию выявленных залежей нефти, но и определиться с направлением поисковых работ.

В качестве объектов поиска выбраны:

- 1) небольшие по своим размерам, но высокодебитные залежи в неокомском шельфовом комплексе
- 2) залежи в отложениях тюменской свиты.

Залежь нефти в пласте BC_{10} в районе скв. 89П была одним из первых участков опытно-промышленных работ на месторождении. Залежь полностью разбурена за первые два года эксплуатации месторождения. По сейсмическим материалам выявлена аномалия «руслового» типа, к которой приурочены максимальные эффективные толщины и улучшенные ФЕС залежи (рис. 4.2.1).

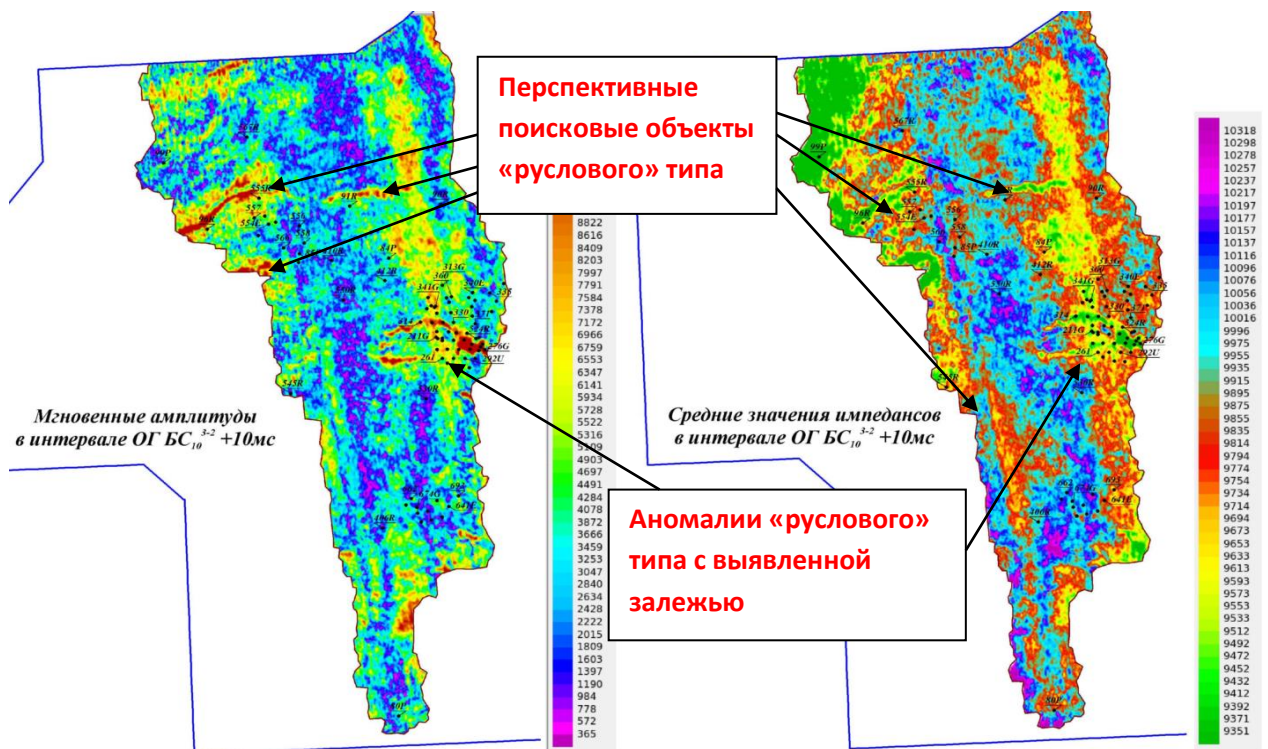


Рисунок 4.2.1 - Выделение аномалий «руслового» типа по материалам СРР в интервале продуктивного пласта BC_{10}^{2-3}

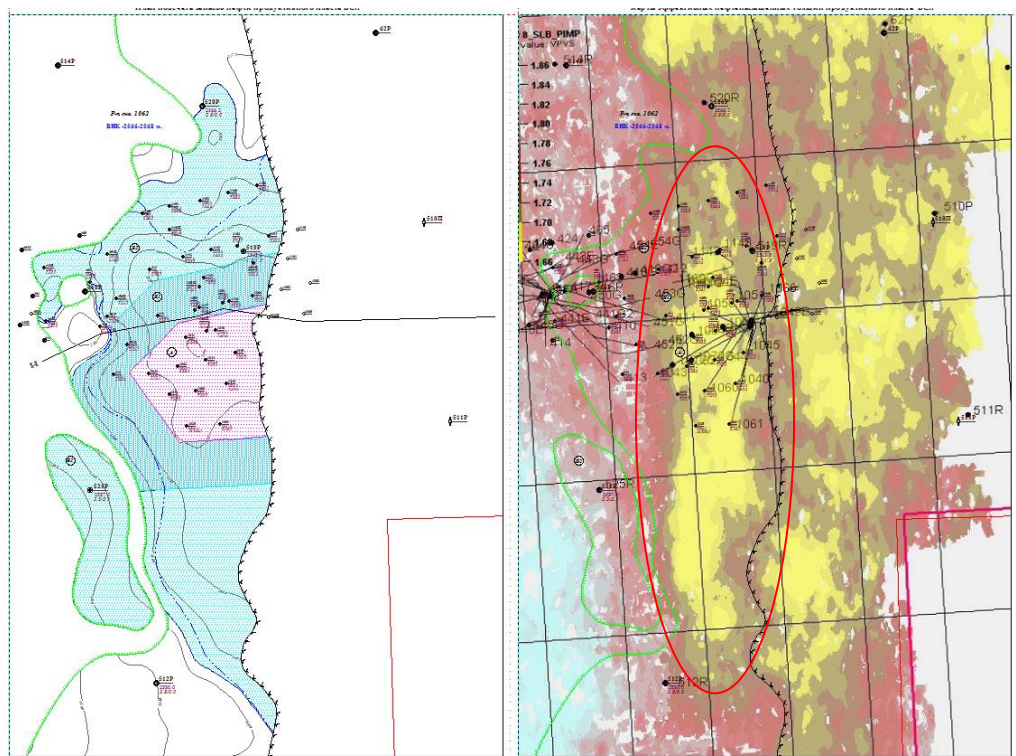


Рисунок 4.2.3 - Геологическая модель новой залежи в пласте БС₁₁ и прогноз развития песчаных линз по материалам СРР

Отложения тюменской свиты Имилорского месторождения до настоящего времени практически не изучались и были вскрыты единичными скважинами, при этом продуктивность отложений доказана на соседнем Тевлинско-Рускинском месторождении.

При рассмотрении различных сейсмических атрибутов V_p/V_s , RGB в пределах месторождения в отложениях пласта Ю₂ выявлены аномалии «руслового» типа, что соответствует концептуальной модели строения отложений (рис. 4.2.4). Для эксплуатационных скважин, которые попадают в зону «палеорусел», рекомендовано углубление до пласта Ю₂.

В разведочных скважинах, вскрывших верхнюю часть пласта Ю₂, коллекторы пласта обладают ухудшенными коллекторскими свойствами, и насыщение в них по ГИС однозначно не определяется. В то же время в новой эксплуатационной скважине 866 по данным ГТИ (шламограмма) выход песчаников составляет 60%, и данные ЛБА показывают ЗБЖ, что указывает на присутствие нефтенасыщенных коллекторов в пласте.

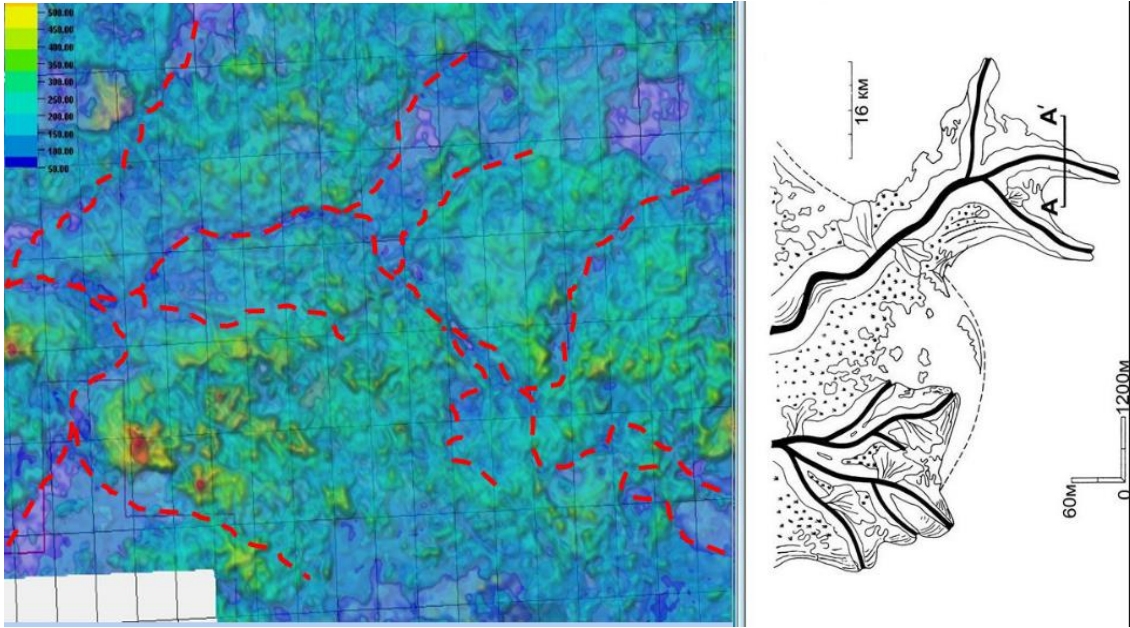


Рисунок 4.2.4 - Прогноз палеорусел в пласте Ю₂ (материалы В.В.Межецкого)

Для перспективного объекта пласта Ю₂ автором выполнена геометризация предполагаемой залежи и даны рекомендации на испытание скважины 866. В случае положительного результата испытания на Имилорском месторождении впервые будет получена нефть из отложений Тюменской свиты и прирост геологических запасов составит более 10 млн. т. (рис. 4.2.5).

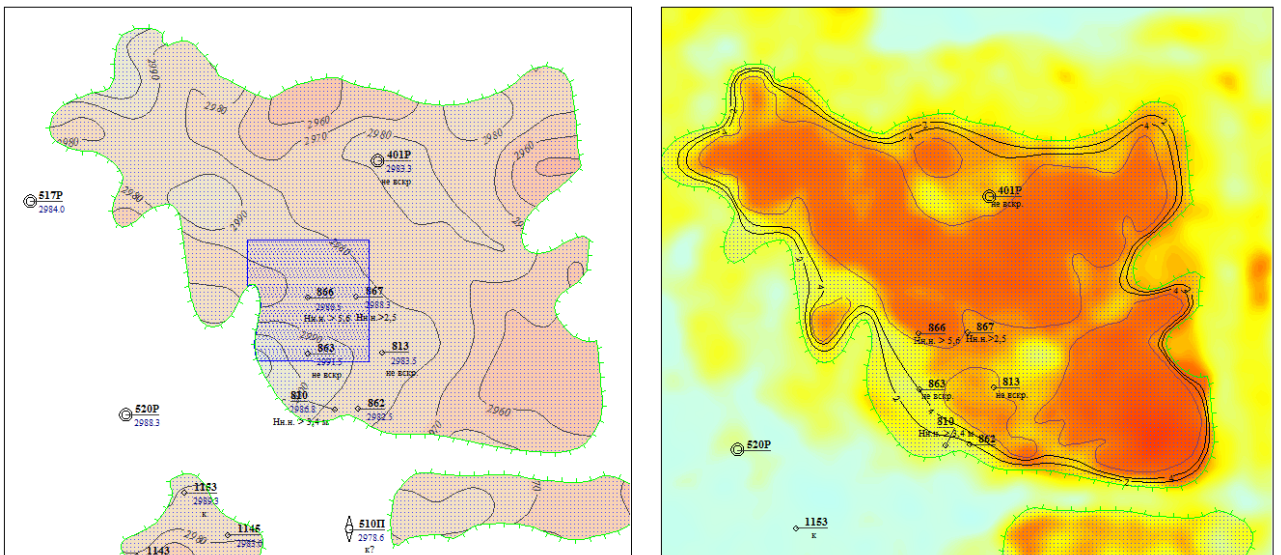


Рисунок 4.2.5 - Геологическая модель литологической залежи в пласте Ю₂
(а), карта толщин наложенная на атрибут Vp/Vs(б)

4.3. Уточнение геологической модели пласта Ю₁¹ Северо-Покачевского месторождения.

В результате работ по геологическому моделированию залежей нефти в отложениях верхней части васюганской свиты Северо-Покачевского, Покачевского, Восточно-Придорожного, Грибного, Нонг-Еганского и Яркого месторождений для целей подсчета запасов выявлен ряд особенностей строения залежей пласта Ю₁¹, которые легли в основу прогноза развития продуктивных коллекторов пласта Ю₁¹ между Северо-Покачевским и Покачевским месторождениями.

При подсчетах запасов, выполняемых автором в период 2010-2018 гг., основная проблема геометризации залежей в верхневасюганских отложениях заключается в значительных колебаниях положения установленного раздела нефть-вода в пределах крупных залежей. Для Северо-Покачевского месторождения перепад ВНК Юккунской залежи составляет 35 м, для Основной – 52 м. На Грибном месторождении постепенное погружение уровня ВНК в южном направлении достигает 48 м. Изменение положения ВНК на Нонг-Еганском месторождении в соседних линзах коллекторов пласта ЮВ₁ при промышленном подсчете запасов составляло порядка 20 м.

В подсчетах запасов для каждого из месторождений использованы различные концептуальные модели для объяснения причин изменения ВНК и разделения участков с различным характером насыщения. Основными вариантами геометризации считаются:

- 1) прослеживание зон отсутствия коллекторов;
- 2) выделение тектонических нарушений;
- 3) деление пласта на зональные интервалы.

Опыт разбуривания залежей нефти в пласте Ю₁¹ показывает, что в большинстве случаев зоны отсутствия коллекторов, выделенные условно, без скважинных данных, чаще всего не подтверждаются. Так, на Нонг-Еганском месторождении эксплуатационные скважины, пробуренные в зону

глинизации после подсчета запасов, вскрыли нефтенасыщенные коллекторы и четыре залежи нефти с различными контактами нефть-вода, были объединены в одну с наклонным ВНК (рис. 4.2.1). В результате изменения концептуальной модели запасы нефти увеличились более чем в 2,2 раза, что потребовало пересмотра проектных решений.

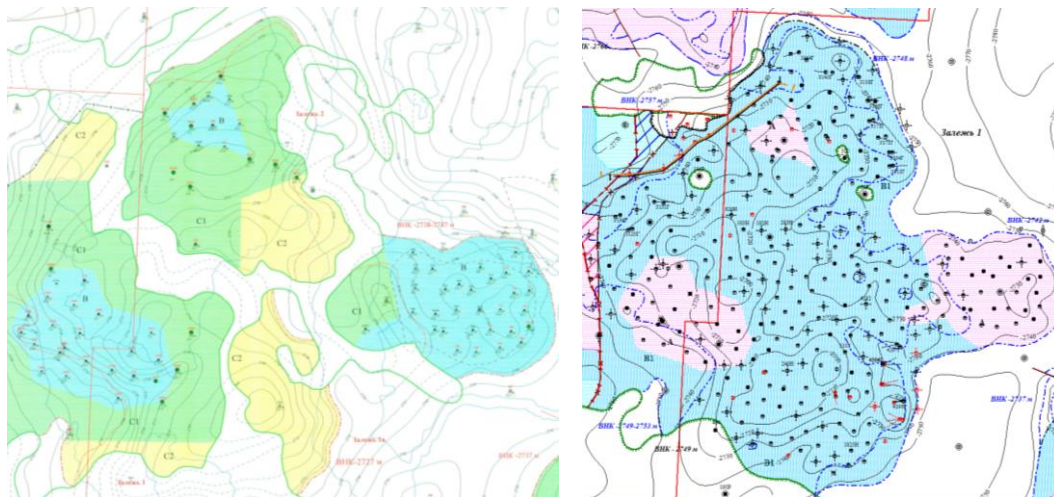


Рисунок 4.2.1 - Изменение геологической модели пласта ЮВ₁
Нонг-Еганского месторождения

Для Юккунской залежи Северо-Покачевского месторождения реализовано 2 варианта геологической модели пласта Ю₁¹. Первая модель выполнена автором в рамках промышленного подсчета запасов в 2012 г. Данные о различиях уровня ВНК по данным ГИС в скважинах, расположенных на соседних участках, удалось объяснить с помощью тектонической концепции строения залежи. Большое внимание при этом было уделено использованию материалов интерпретации сейсморазведочных работ 3D. Выявленные в интервале ОГ Б линеаменты на картах когерентности и срезах временного куба авторами приняты в качестве экранирующих разрывных нарушений (рис. 4.2.2).

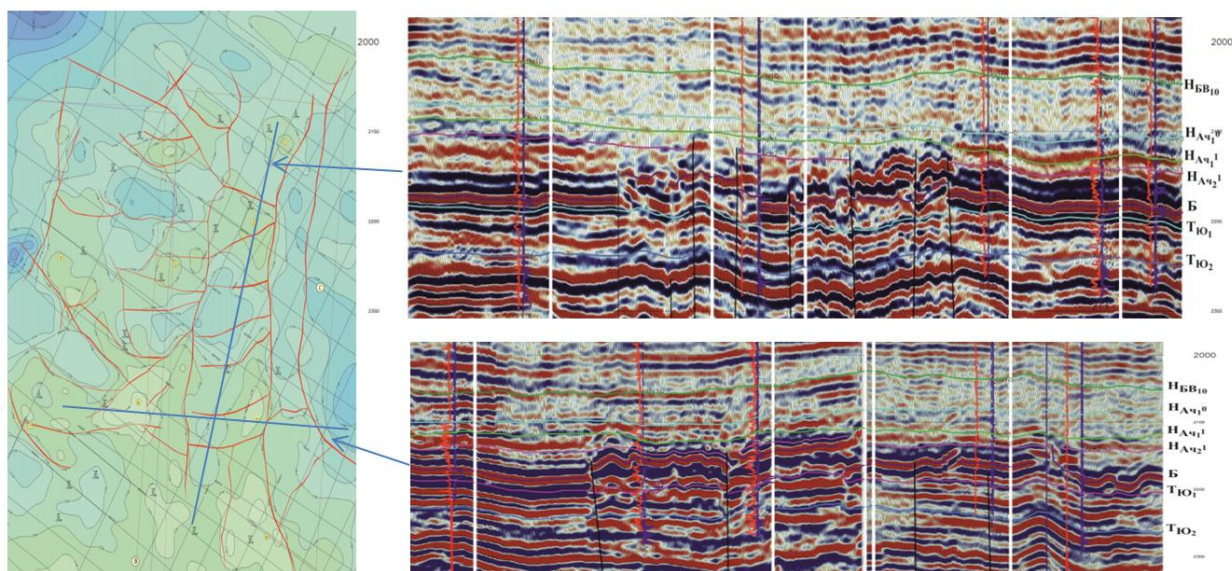


Рисунок 4.2.2 - Обоснование разрывных нарушений на временных разрезах

Кроме этого, наличие разрывных нарушений подтверждается в керне, отобранном из скважин. Часто в описании присутствуют зеркала скольжения и залеченные трещины. В скважинах 1347, 215Р и 223Р пробуренных в непосредственной близости от выделенных разрывных нарушений согласно описанию, в керне имеются субвертикальные трещины (рис. 4.2.3).

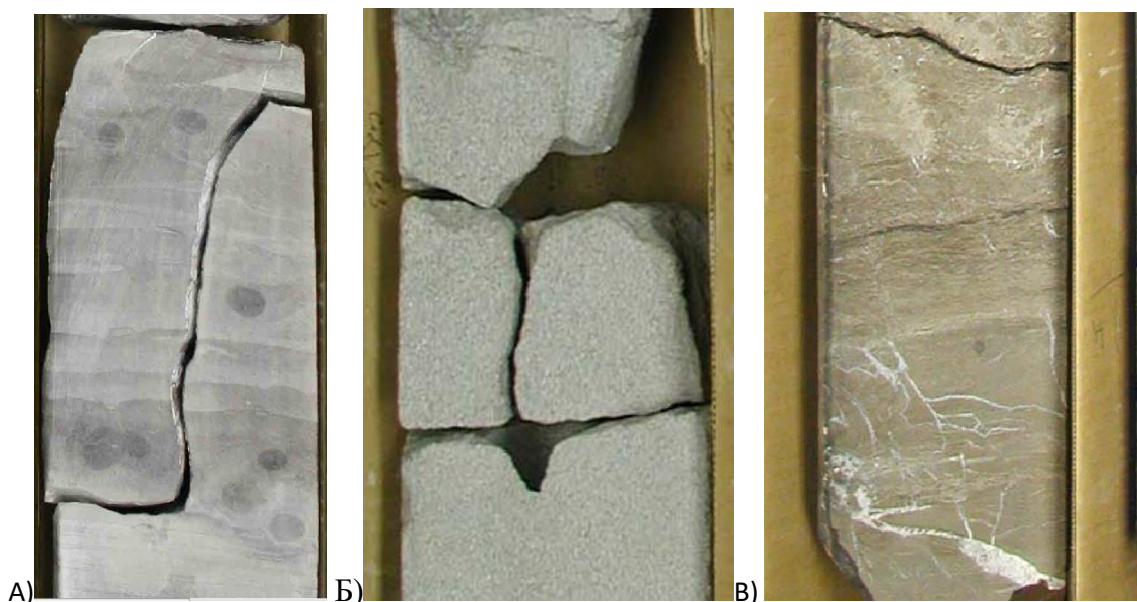


Рисунок 4.2.3 - Фотографии трещин в керне из скважин 1327(а),
215Р(б) и 223Р(в)

Вторая модель пласта $Ю_1^1$ для Северо-Покачёвского месторождения реализована специалистами РГУ нефти и газа им. Губкина. Участки залежей с различным уровнем ВНК отнесены к изолированным линзам коллекторов.

Каротажные материалы по скважинам свидетельствуют о сходных условиях осадконакопления, при этом деление на линзы принято для объяснения причин различного характера насыщения коллекторов (рис. 4.3.4).

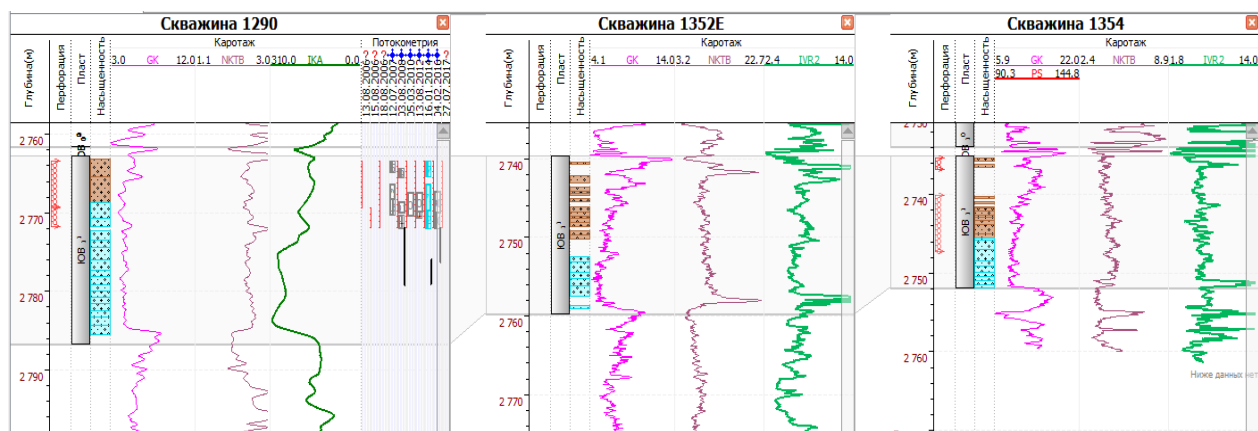


Рисунок 4.2.3 - Корреляция отложений пласта ЮВ₁¹ Юккунской залежи по скважинам, отнесенным к изолированным линзам коллекторов

Схематические геологические разрезы, выполненные по тектонической модели и по модели с делением пласта на изолированные линзы, изображены на рисунке 4.2.5 (а,б). Обе модели соответствуют скважинным данным.

На Северо-Покачевском месторождении для подтверждения зон разобщения коллекторов проведены трассерные исследования. Закачка меченой жидкости (уранин, фосфат) в нагнетательные скважины проведена в том числе и на участках, где добывающие скважины расположены по разные стороны зон отсутствия гидродинамической сообщаемости (разлом, литологическая граница). Важный вывод, который сделан после обнаружения индикатора в большинстве добывающих скважин по обе стороны от разломов (рис. 4.2.6), заключается в доказательстве гидродинамической связи между скважинами, расположенными по разные стороны тектонической границы. Модель с изолированными линзами также не подтвердилась, т.к. распространение меченой жидкости происходило по высокопроводящим каналам на значительные расстояния.

Как видно, существующие общепринятые концептуальные модели не всегда позволяют построить геологические модели, близкие реальному

строению залежи и соответствующие результатам промысловых исследований.

Разработка новой концептуальной геологической модели пласта ЮВ₁¹ выполнена для западной части Основной залежи Северо-Покачевского месторождения. Начиная с 2004 г. по настоящее время, геологическая модель залежи была ограничена условной зоной смены характера насыщения. В 6 км на юго-западе расположена залежь в пласте Ю₁ Покачевского месторождения, ВНК по залежи принят на 50 метров выше (рис. 4.2.7). В большинстве протколов рассмотрения этой залежи отмечается условность существующей границы, но предложить альтернативный вариант до настоящего времени никому не удалось.

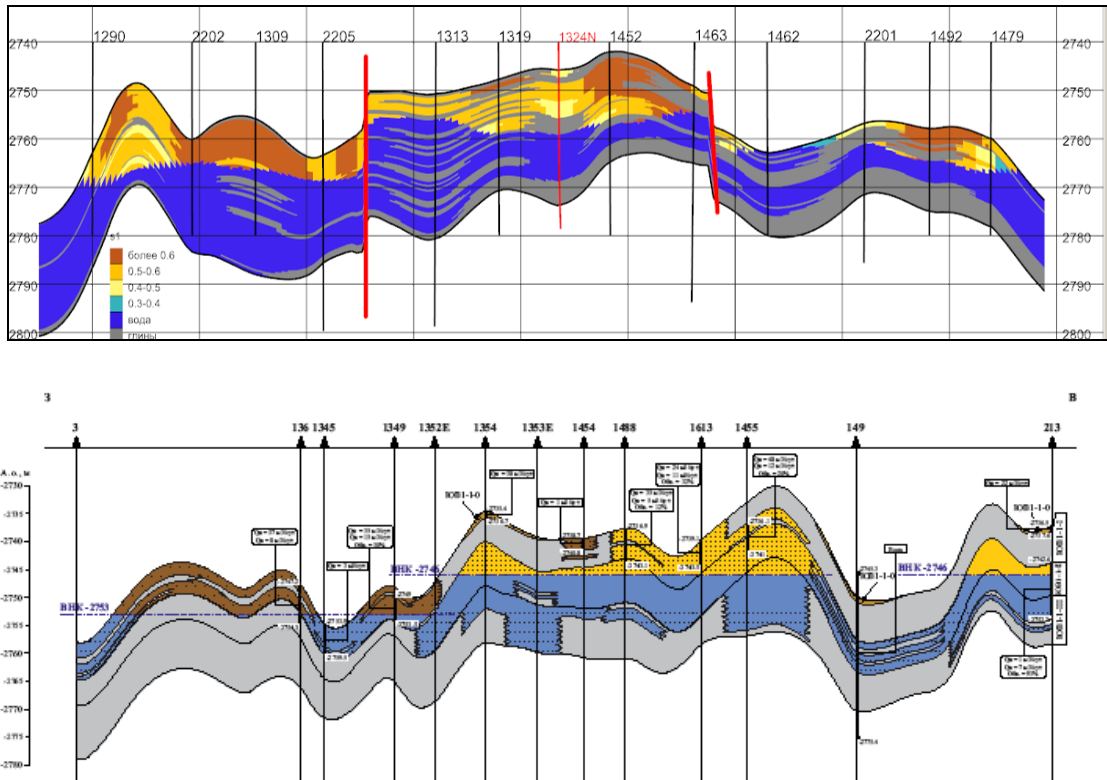


Рисунок 4.2.5 - Геологический разрез Юккунской залежи

а - вариант тектонических блоков, б- вариант линзовидного строения

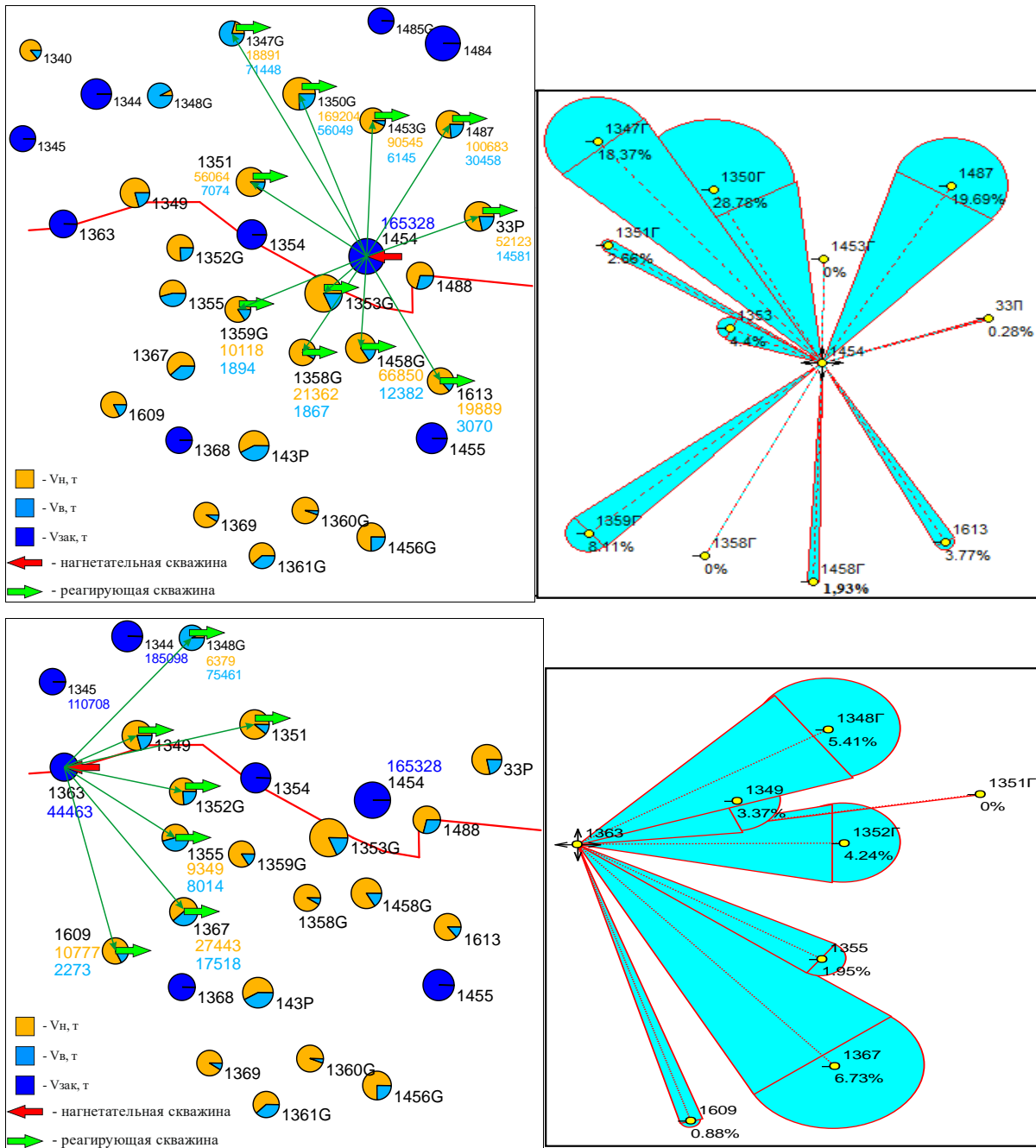


Рисунок 4.2.6 - Схема трассерных исследований и их результаты в районе предполагаемых границ разобщения коллекторов

Предложенная автором диссертационной работы принципиальная схема формирования пласта, составленная по результатам анализа каротажа пробуренных в исследуемом районе разведочных и эксплуатационных скважин, позволяет предложить объяснение неравномерному насыщению пласта. Известно, что накопление пласта Ю₁¹ проходило в прибрежно-морских условиях (фашии аванделът, открытых лагун, прибрежных баров, отложений пляжей и т.д.). На формирование отложений пласта в этот период

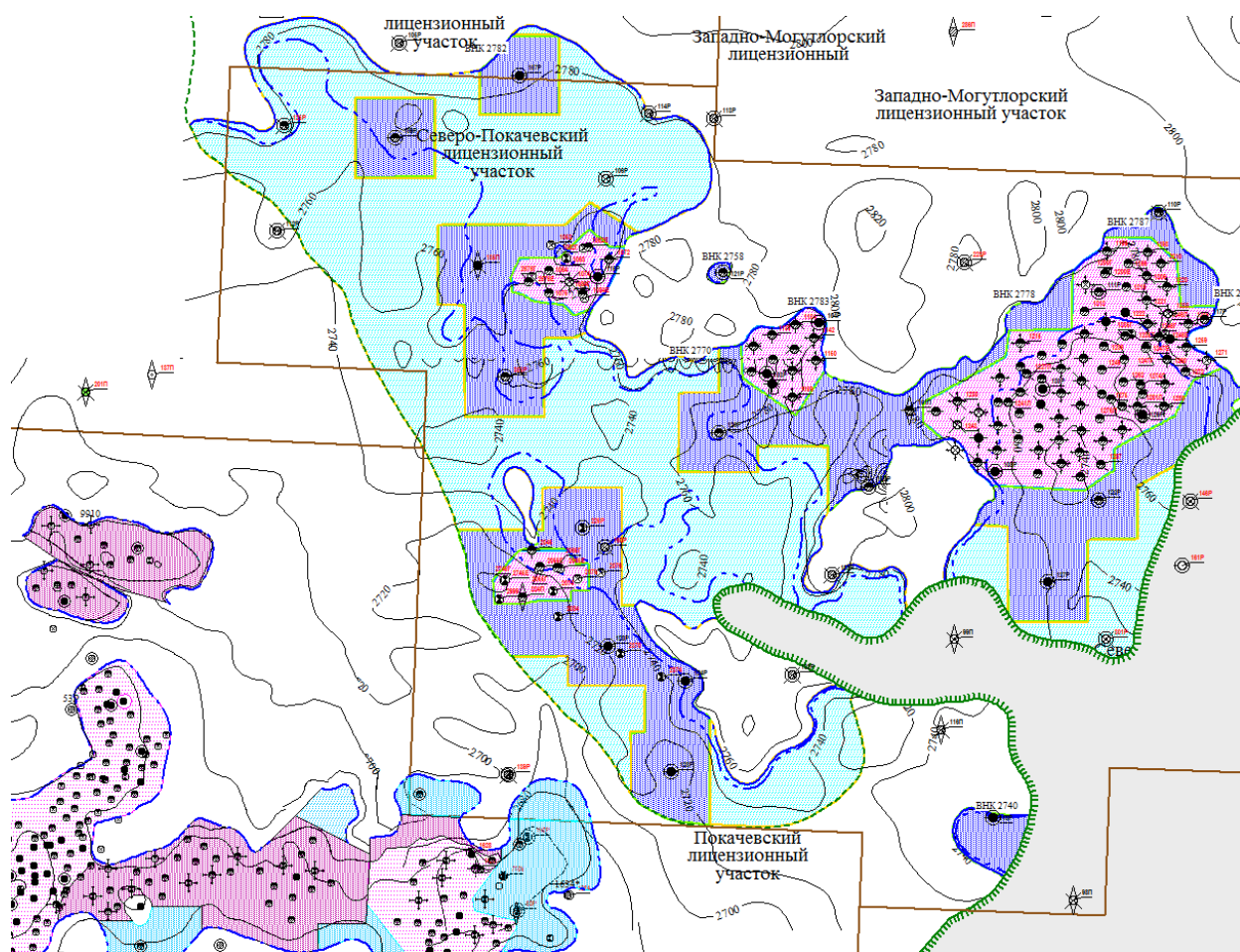


Рисунок 4.2.7 - Положение залежей нефти пласта Ю₁¹ Северо-Покачевского и Покачевского месторождений

большое влияние оказывал рельеф морского дна. 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.

Фактически происходило формирование разобщенных литолого-фациальных тел с ограниченной латеральной сообщаемостью. Это соответствует первому этапу - стадии формирования нижнего интервала Ю₁¹⁶ (рис. 4.3.8).

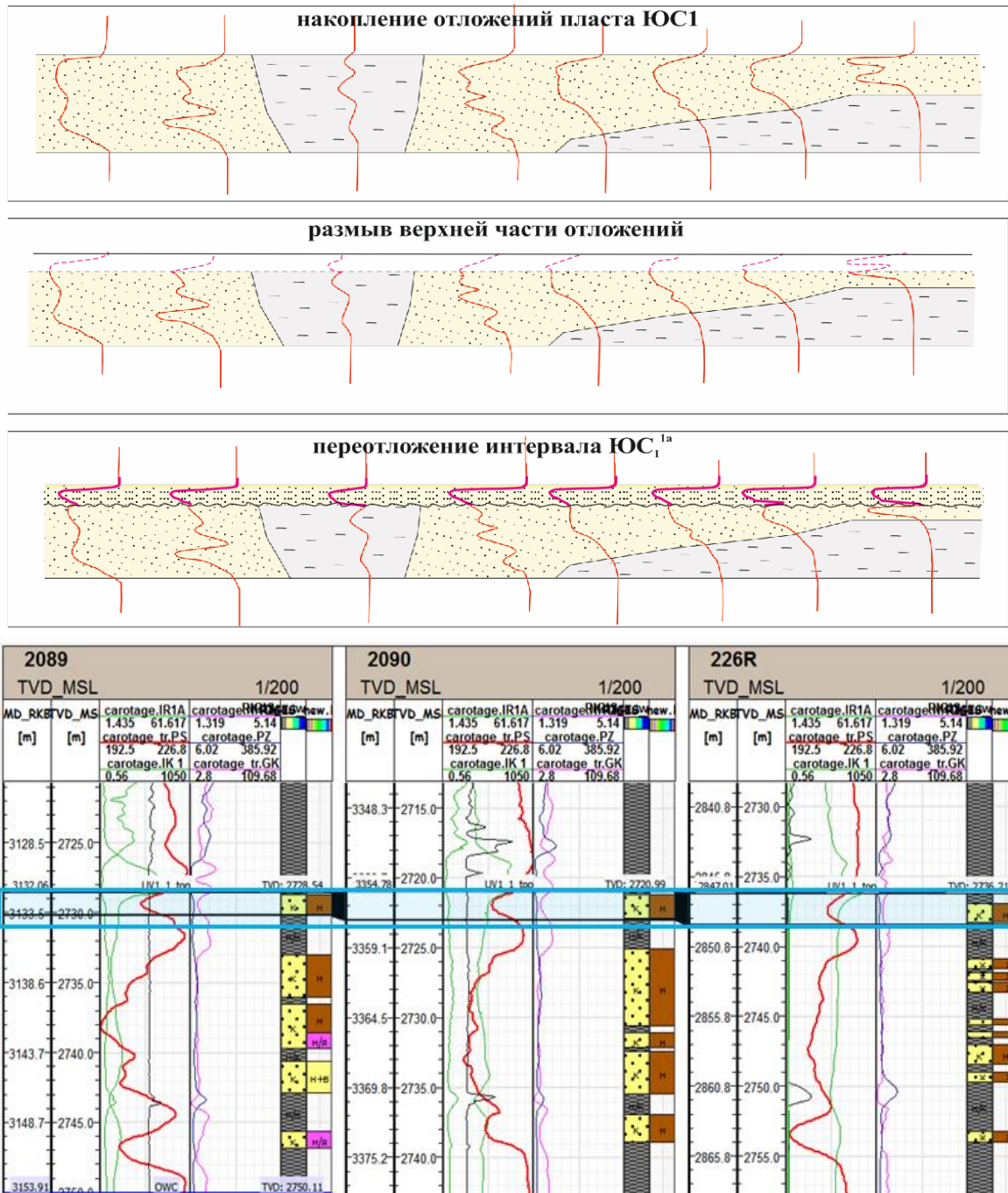


Рисунок 4.2.8 - Схема формирования пласта Ю₁¹ и схема корреляции скважин с выделением интервала Ю₁^{1а}

На втором этапе, перед наступлением полномасштабной «георгиевской» трансгрессии, происходили разнонаправленные вертикальные движения одновременно на обширной территории, приведшие к размыву и переотложению верхней части пласта Ю₁¹.

Поскольку в этот период на значительной территории условия осадконакопления были одинаковыми (неровности палеорельефа сnivelированы 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.

Предложенная двухстадийная схема формирования пласта Ю₁ согласуется с моделью региональных циклит-стратонов по Ю.Н. Карогодину (рис. 4.2.9), где выделяется граница несогласия между интервалами Ю₁^{1a} и Ю₁^{1б}, и верхний зональный интервал относится к нижнему базальному горизонту георгиевской трансгрессии.

Разделение пласта Ю₁¹ на зональные интервалы подтверждается различиями коллекторских свойств пласта по вертикали. Хорошо иллюстрируют изменение ФЕС пласта результаты исследования керна в скважинах. При переходе от верхнего зонального интервала к нижнему, отмечается значительное уменьшение значений пористости, проницаемости и увеличение водоудерживающей способности. Подобный вывод о изменении ФЕС для соседнего Грибного месторождения сделан коллективом под руководством Гутмана И.С. Данные по изменению ФЕС коллекторов по Грибному месторождению приведены на рисунке 4.2.10.

На схемах корреляции породы-неколлекторы, разделяющие зональные интервалы Ю₁^{1a} и Ю₁^{1б}, в некоторых скважинах выклиниваются, образуя зоны слияния коллекторов верхнего и нижнего зональных интервалов, что свидетельствует о гидродинамической связанности зональных интервалов. При этом скачок коллекторских свойств между пачкой ЮС₁^{1a} и ЮС₁^{1б} сохраняется.

В соответствии с представленной выше схемой формирования резервуара Ю₁¹ последовательность формирования залежей нефти в этом объекте можно представить следующим образом (рис. 4.2.11). Верхний зональный интервал (Ю₁^{1a}), залегающий непосредственно под нефтематеринской породой, рассматривается как транзитный при формировании залежи.

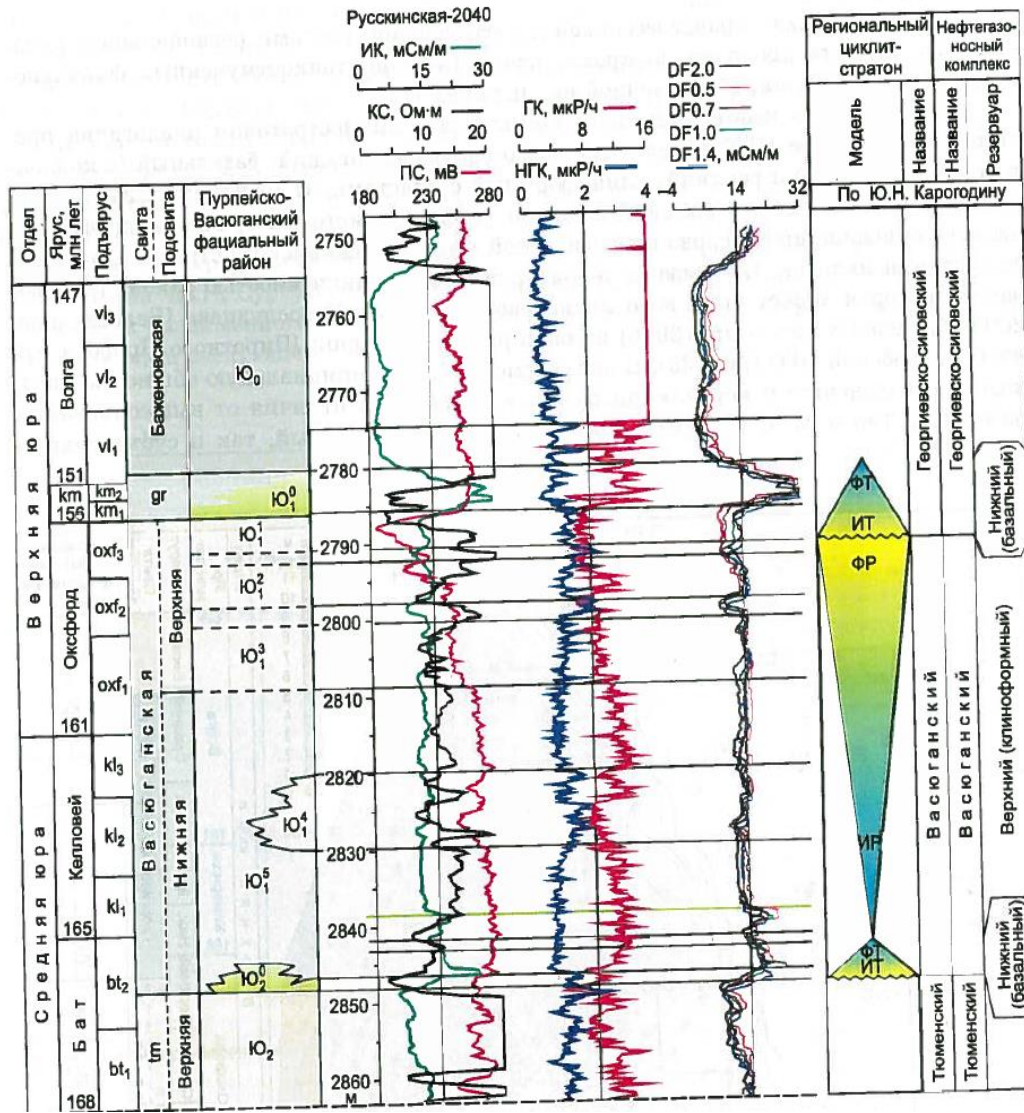


Рисунок 4.2.9 - Сопоставление стратиграфической схемы келловея и верхней юры Пурпейско-Васюганского фациального района и каротажных диаграмм, скв. Руссинская -2040 (Павлова, 2008) (с дополнениями Ю.Н. Карогодина)

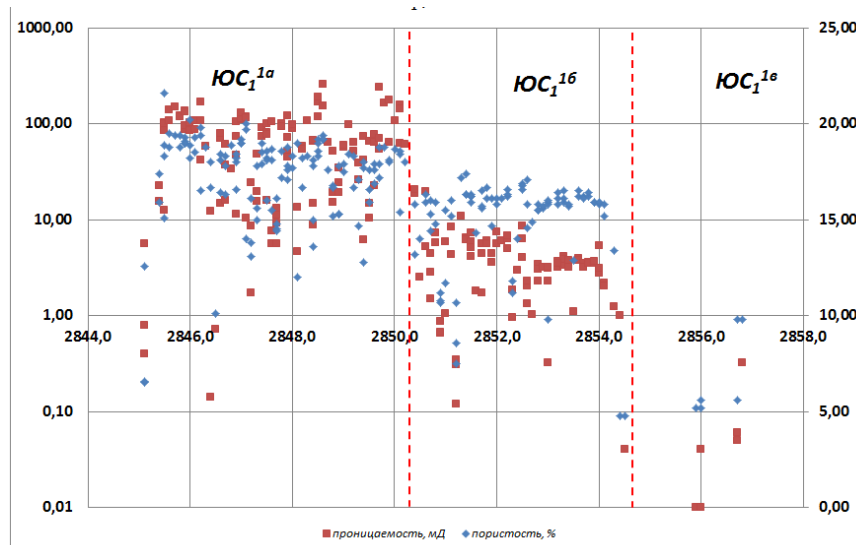


Рисунок 4.2.10 - Зависимость Кп - Кпр пласта Ю₁ [41]

Нефть, насыщая верхний интервал, через гидродинамические окна поступает в нижний зональный интервал ($Ю_1^{16}$), 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 разным уровнем ВНК.

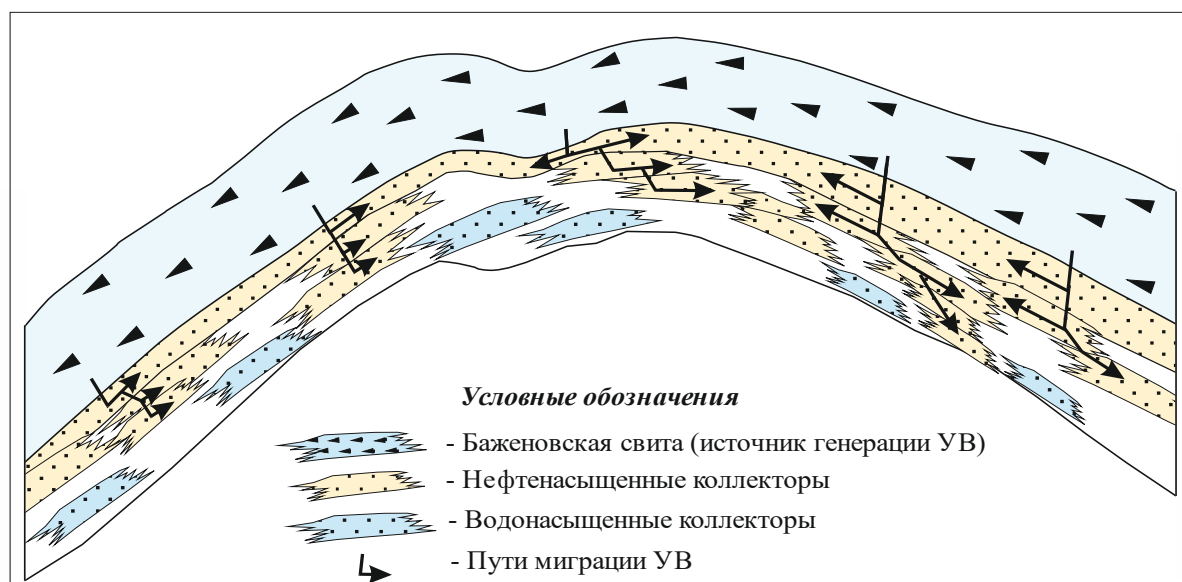


Рисунок 4.2.11- Принципиальная схема насыщения нефтью пласта $Ю_1^1$

Выявленную закономерность учли при прогнозе геометризации залежи нефти в западной части Северо-Покачевского месторождения. В результате в геологической модели произошло значительное увеличение площади нефтеносности за счет объединения залежей Северо-Покачевского и Покачевского месторождений по верхнему зональному интервалу. Эффективные нефтенасыщенные толщины верхней пачки на участках прироста составляют 2-4 м. (рис. 4.2.12).

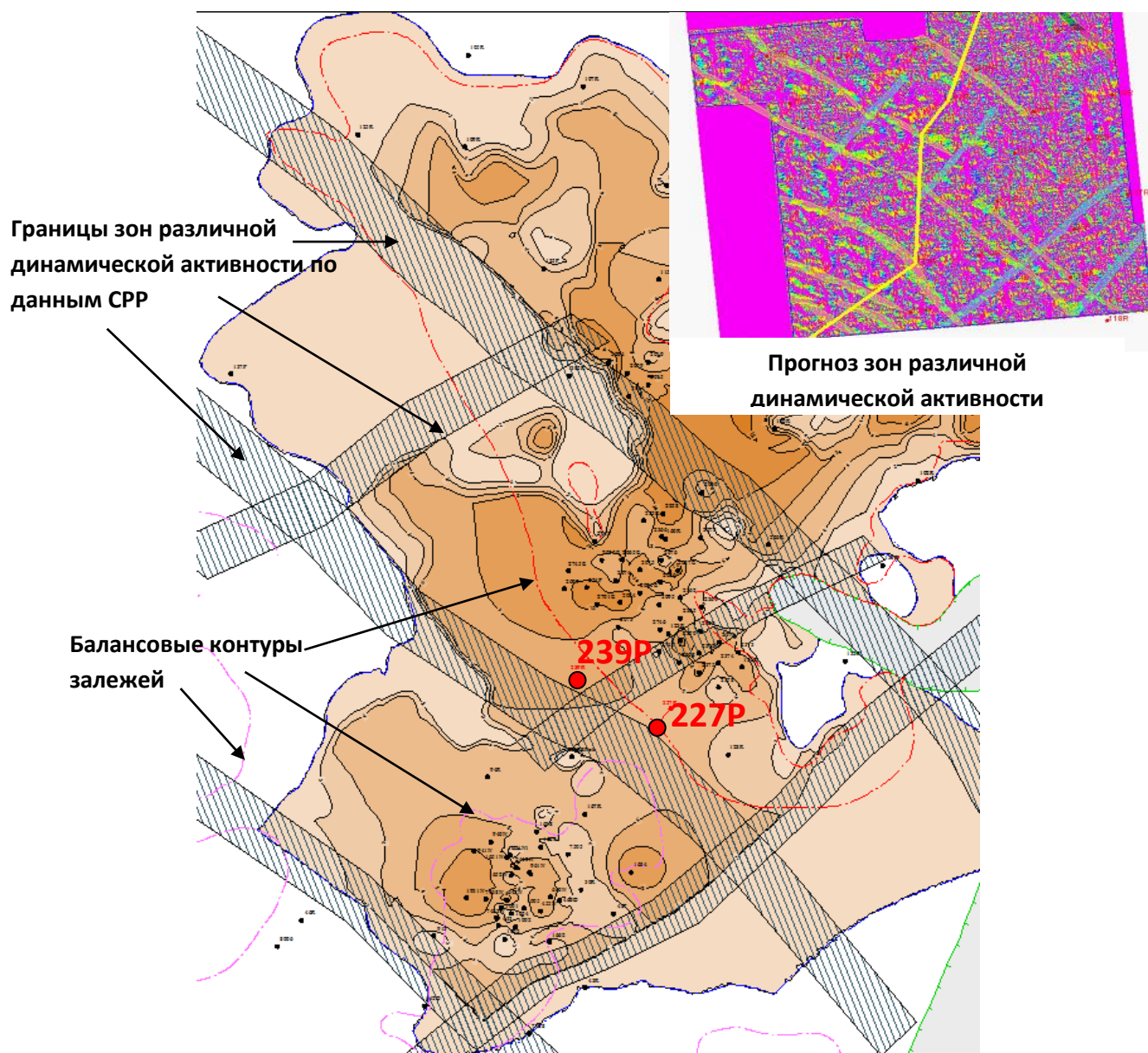


Рисунок 4.2.12 - Прогноз нефтенасыщенных толщин западнее принятой на балансе границы нефтеносности северо-Покачевского месторождения с положением пробуренных разведочных скважин

Прогноз распространения коллекторов по нижнему зональному интервалу сделан с учетом зон различной «динамической» активности, выявленным по материалам 3D, которые возможно отражают неоднородность коллекторских свойств.

Прирост начальных геологических запасов по представленной модели составил 11,6 млн. т. Для проверки предложенной модели на месторождении были пробурены 2 разведочные скважины. Скважина 227P пробурена на границе залежи. Скважина 239P - в 500 м к западу от утвержденной

балансовой границы залежи. Результаты испытания скважин подтвердили распространение залежи нефти за пределы утвержденного контура.

Рекомендовано продолжить бурение разведочных скважин на запад с целью объединения залежей Покачевского и Северо-Покачевского месторождений.

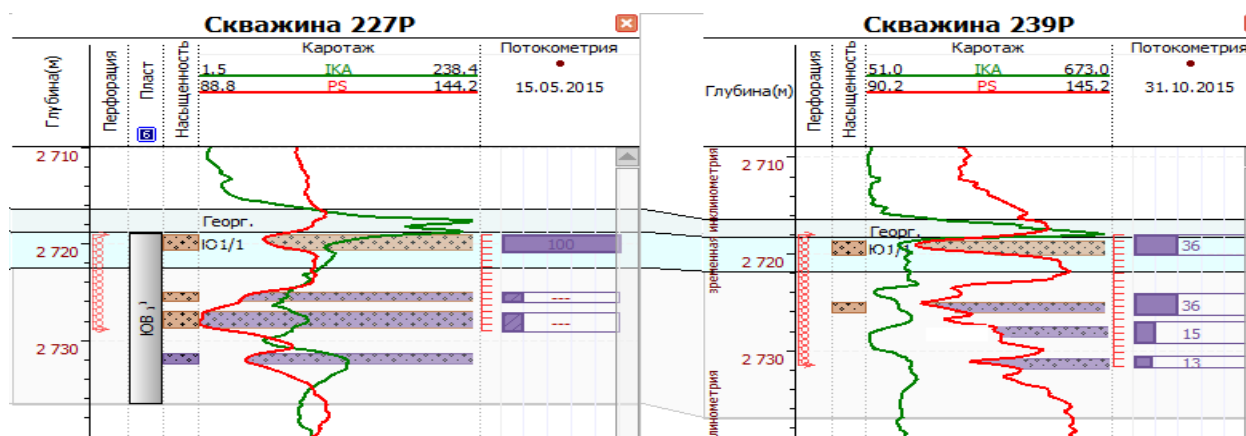


Рисунок 4.2.13 - Каротажные характеристики по скважинам, пробуренным западнее границы Северо-Покачевского месторождения

В завершении следует отметить, что предложенная модель формирования коллекторов и распределения нефтенасыщенности пласта Ю₁ согласуется с выявленным многими исследователями фактом повышенных значений начальной нефтенасыщенности коллекторов в верхней части пласта. Модель может быть использована для объяснения негоризонтального положения водонефтяного контакта пласта Ю₁ на других месторождениях Широкого Приобья.

4.4. Алгоритм построения геологической модели неантиклинальной залежи на основе концептуальной модели

Как было показано в главе 2 *концептуальная модель* представляет собой систему знаний о продуктивном пласте, увязывающую геолого-геофизическую и промысловую информацию на основе седиментологии природного резервуара.

На рисунках 4.4.1, 4.4.2 и 4.4.3 схематично для каждого из рассмотренных в работе типов отложений показаны предложенные автором алгоритмы работ по выявлению основных закономерностей строения неантиклинальной залежи для учета их в геологической модели. В зависимости от стратиграфической приуроченности пласта при геометризации предложено несколько обязательных этапов изучения залежи.

Важным этапом, который рекомендуется выполнять при построении геологической модели как можно раньше, является «анализ промысловых данных». Особенности геологического строения можно определить в результате анализа начальных параметров работы скважин, динамике обводненности, накопленным отборам, изменению пластового давления, трассерным исследованиям, данным гидропрослушивания. На этом этапе можно увидеть, из каких участков залежи по площади и разрезу ведется основная добыча – равномерно ли она распределена. Неравномерное, «пятнистое» распределение указанных выше параметров в большинстве случаев свидетельствует о неантиклинальном строении залежи.

Если в пределах изучаемой залежи промысловых данных недостаточно, следует рассмотреть разновозрастные пласты на соседних месторождениях. Известную практику проверки корректности геологических моделей последующими гидродинамическими расчетами рекомендуется выполнять на начальном этапе при выборе концептуальной модели.

После проведения анализа промысловых данных для каждого из рассмотренных в работе типов отложений рекомендован свой алгоритм работ по построению геологической модели.

Для пластов руслового генезиса (рис. 4.4.1), которые в диссертационной работе рассматривались на примере отложений тюменской свиты и пластов АВ₂₋₃, при построении геологической модели обязательно выделить по материалам СРР работ зоны увеличенных эффективных толщин – «палеоруслас». На качественных материалах СРР участки увеличенных толщин коллекторов выделяются в виде «ярких пятен». Интерполяцию

эффективных толщин в межскважинном пространстве нужно проводить с учетом трендов, полученных по СРР.

После распределения эффективных толщин рекомендуется проведение анализа изменения характеристик пласта (толщина пропластков, расчлененность, эффективная толщина пласта) и фильтрационно-емкостных от расстояния до границы «палеорусел». Эти данные полезны при прогнозировании дополнительных литологических границ, не выявленных по материалам СРР.

Распределение фильтрационно-емкостных свойств для залежей руслового типа должно осуществляться в два этапа: сперва по скважинам, вскрывшим улучшенные ФЕС, интерполяцией вдоль направления выявленной системы палеорусел в пределах выявленных зон увеличенных толщин и улучшенных коллекторов; на втором этапе, в зонах отсутствия палеорусел – интерполяцией ФЕС скважин с низкими свойствами.

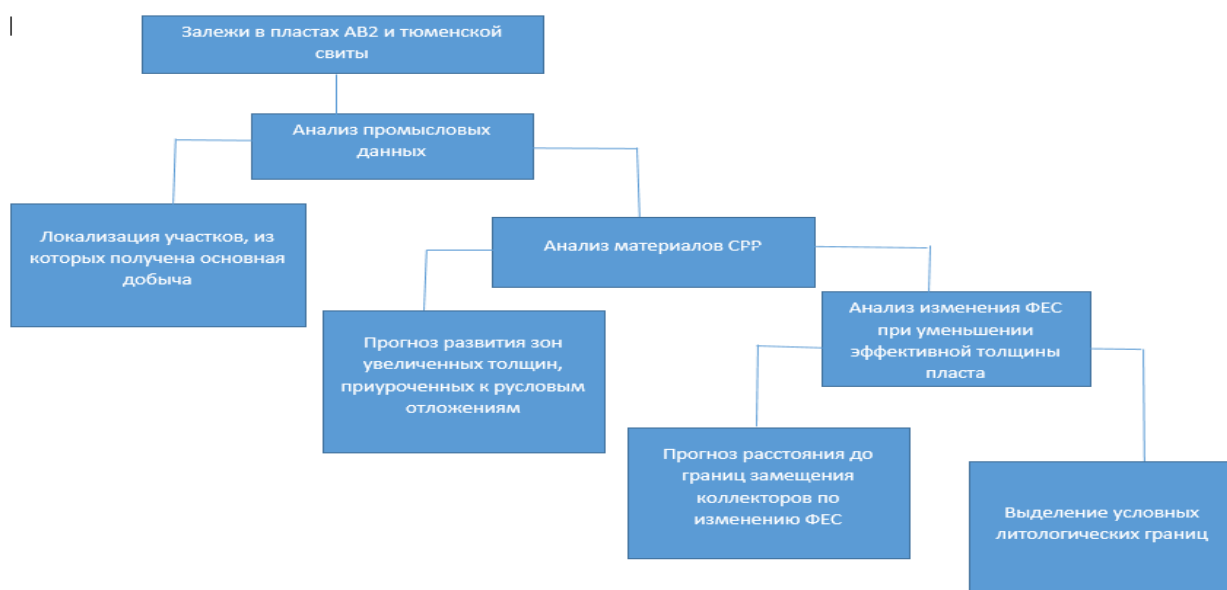


Рисунок 4.4.1 - Алгоритм работ при построении геологической модели в пластах «руслового» генезиса

Условные литологические границы на середине расстояния между скважинами, вскрывшими коллектор и зоны его отсутствия, проводить можно лишь в случае отсутствия материалов СРР. При этом авторам следует давать рекомендации на проведение сейсмических работ по изучению

участка, а в описании геологической модели указывать на недостаточную надежность выделенных границ.

Для пластов ачимовской толщи (рис. 4.4.2) предложенный алгоритм построения геологической модели позволяет выявить несколько уровней геологических границ, описанных в разделе 4.1, определяющих нефтеносность залежи. Последовательное выделение границ различной иерархии позволяет построить достоверную геологическую модель залежи.

Первый этап связан с прослеживанием региональных границ клиноформ и определения принадлежности продуктивных интервалов ачимовской толщи к одному из 15 ачимовских циклитов. На этом этапе определяются региональные границы клиноформного комплекса.

На втором этапе анализа рекомендовано рассмотреть возможную связь распределения нефтеносности со строением подстилающих отложений баженовской свиты. Баженовские отложения могут выступать в качестве стратиграфического экрана в областях примыкания (утыкания) ачимовских пластов в битуминозные аргиллиты. В областях аномального разреза баженовской свиты не исключены влияния дизъюнктивных нарушений в ачимовской толще, приводящих к формированию тектонически ограниченных ловушек. Следует выполнить сопоставление толщин ачимовских отложений и АР баженовской свиты по площади изучаемого участка, построить профили выравнивания на различные реперные границы в ачимовском и баженовском интервале разреза. В случае выделения участков (блоков), характеризующихся разнонаправленными движениями, они могут считаться перспективными объектами для постановки разведочных работ и содержать самостоятельные экранированные дизъюнктивными нарушениями залежи нефти.

Третьим этапом анализа является анализ материалов СРР с поиском сейсмофаций, характерных для ачимовских отложений в пределах изучаемого пласта. Прогноз параметров продуктивных пластов по материалам СРР при существующем качестве сейсмических материалов

является сложной задачей, с учетом того, что поисковый объект имеет низкие эффективные толщины и высокую расчлененность. При этом по сейсмическим атрибутам (особенно по спектральной декомпозиции) можно определить ориентацию предполагаемых конусов выноса в составе ачимовских пластов (раздел 3.2).

Условные литологические границы на середине расстояния между скважинами, вскрывшими коллектор и зоны его отсутствия, для ачимовских пластов следует проводить лишь в случае недостаточного объема информации. При этом даже в этом случае рекомендуется с учетом западного и северо-западного направления сноса ачимовских осадков, условные литологические границы рекомендуется ориентировать субширотно.

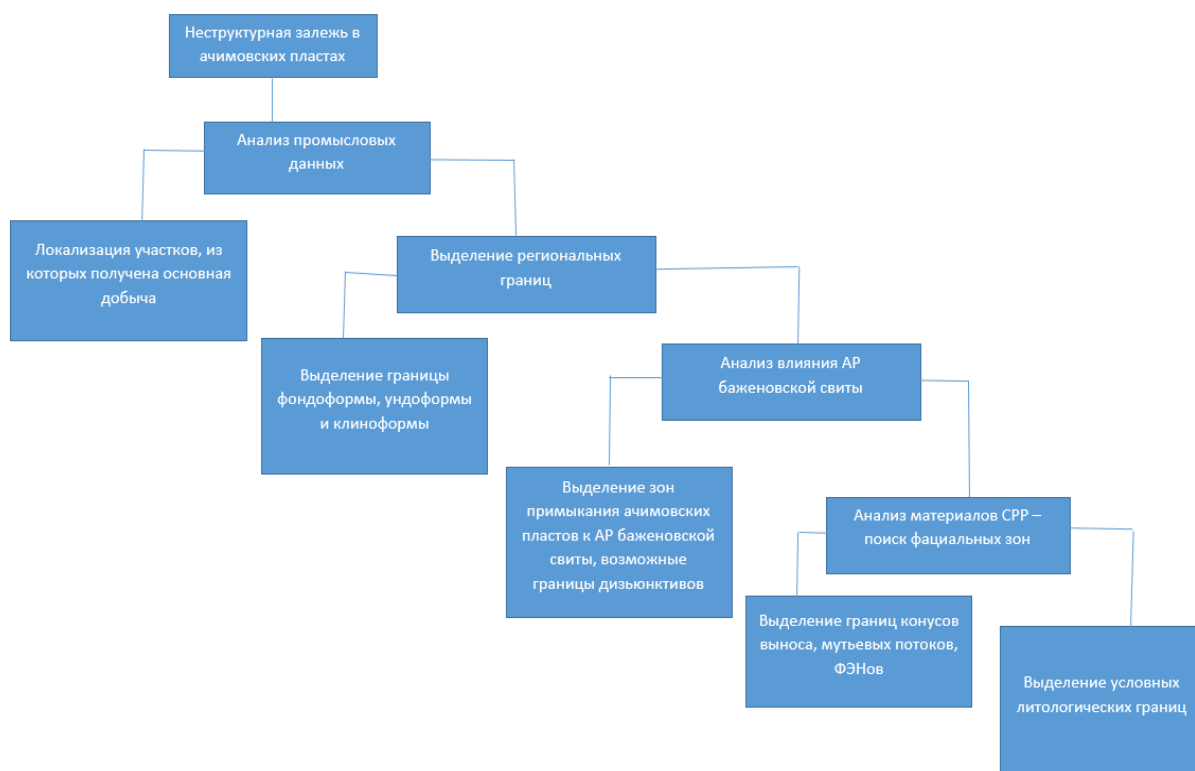


Рисунок 4.4.2 - Алгоритм работ при построении геологической модели пластов ачимовской толщи

Для пласта Ю₁ верхневасюганской подсвиты (рис. 4.4.3) предложенный алгоритм построения геологической модели предполагает последовательную проработку наиболее часто встречающихся вариантов геологического строения залежей нефти.

Вначале выполняется анализ выдержанности коллекторов по площади и разрезу. Следует оценить тренды изменения общих и эффективные толщин, песчаности пласта, расчлененность. По результатам анализа можно установить положение зон замещения коллекторов непроницаемыми породами. В случае наличия в пределах изучаемого месторождения скважин, в которых эффективные толщины пласта Ю₁ равны 0 или имеют низкие значения, рекомендуется дополнительно выполнить фациальный и палеотектонический анализ для выявления участков, в которых условия накопления коллекторов с высокими ФЕС были неблагоприятными (палеовыступы, лагуны, болота).

В случае, если зоны замещения и резкого изменения свойств изучаемого пласта скважинами не установлены, рекомендуется проанализировать строение вышележащих отложений баженовской свиты и ачимовской толщи на предмет наличия признаков «клавишной» тектоники. Для участков, осложнённых аномальными разрезами баженовской свиты, эти процессы являются основными для формирования залежи.

Наличие низкоомных коллекторов в разрезе пласта Ю₁, связанное с увеличением в составе глинистого цемента хлорита, можно проверить, выполнив рентгеноструктурный анализ керн. В случае низкоомности в нижней части разреза пласта Ю₁ увеличение проводимости по данным индукционного каротажа отражает изменение литологии, а не характера насыщения. В случае наличия низкоомного коллектора уровень ВНК залежи рекомендуется принимать, основываясь не на данных интерпретации ГИС, а по результатам испытаний скважин.

Для залежей, в которых описанные выше подходы не позволили построить модель залежи, рекомендуется провести детальную корреляцию с выделением в составе пласта гидродинамически разобщенных интервалов. При этом важно уделить внимание прослеживанию в пласте плотных и карбонатизированных прослоев, которые могут разделить нефтенасыщенную и водонасыщенную части пласта.

Условные литологические границы на середине расстояния между скважинами, вскрывшими коллектор и зоны его отсутствия, рекомендуется проводить лишь в случае недостаточного объема информации.

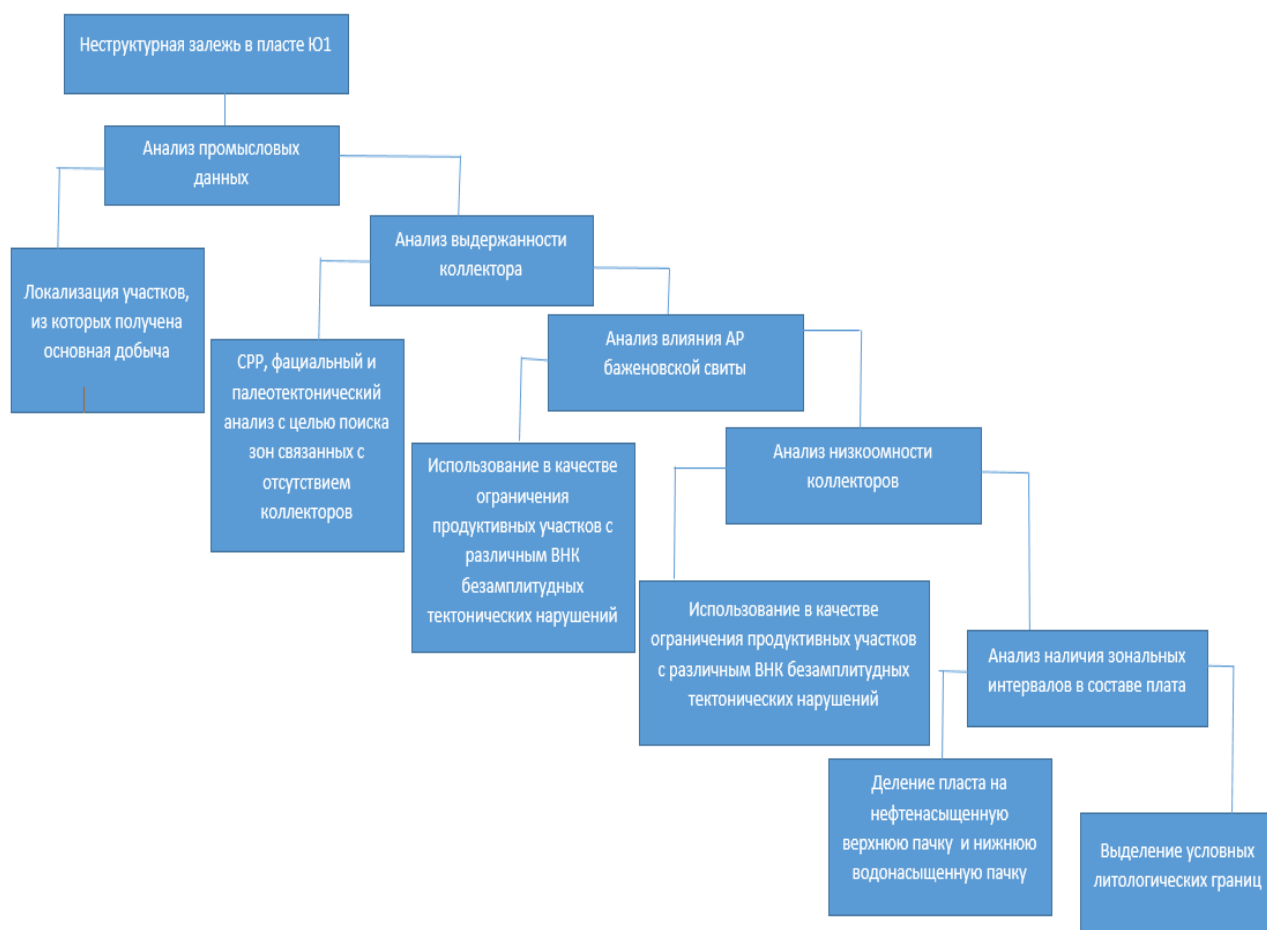


Рисунок 4.4.3 - Алгоритм работ при построении геологической модели пласта Ю₁ васюганской свиты

Выводы по главе 4.

Представленные в главе примеры работ по подсчету запасов и актуализаций геологических моделей залежей нефти неантиклинального типа подтверждают повышение достоверности геологических моделей и оценки запасов залежей неантиклинального типа за счет использования концептуальных моделей.

Геологическая модель Имилорского месторождения стала основой для бурения более 200 эксплуатационных скважин. По сделанным автором прогнозам открыты 3 новые залежи нефти. Запланировано бурение 24

разведочных скважин с ожидаемым приростом извлекаемых запасов промышленных категорий – 6,8 млн.т.

Двухстадийная модель формирования пласта Ю₁ в пределах Северо-Покачевского и Покачевского месторождений позволила сократить риски бурения эксплуатационных скважин за пределами официально утвержденного контура нефтеносности. В перспективной области пробурены 2 разведочные скважины со стороны Северо-Покачевского месторождения и 12 эксплуатационных скважин со стороны Покачевского месторождения.

В результате работы по анализу концептуальных моделей неструктурных залежей нефти в пределах Широкого Приобья автором сформулированы алгоритмы работ по анализу геолого-промысловой информации с целью построения достоверной геологической модели, соответствующей седиментологическим особенностям строения природного резервуара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненных автором в период с 2010 по 2018 гг. работ по уточнению геологического строения залежей неантиклинального типа на месторождениях Широного Приобья ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» получены следующие научные и практические результаты:

1. Показано, что основной причиной отставания по вводу в эксплуатацию залежей неантиклинального типа на крупных многопластовых месторождениях является недостаточная детализация геологических моделей, связанная с малым объемом геолого-промысловой информации на поисковом и разведочном этапах работ.

2. Дано определение концептуальной модели как системе знаний о продуктивном пласте, увязывающей геолого-геофизическую и промысловую информацию на основе седиментологии природного резервуара. Рассмотрены концептуальные модели залежей в клиноформном ачимовском комплексе, васюганской и тюменской свитах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» Широного Приобья.

3. Проведен анализ вариантов построения карт изопахит для оценки запасов залежей с прерывистыми коллекторами. Интерполяционные алгоритмы, которые сейчас наиболее часто используются в практике подсчетов запасов, имеют наименьшую сходимость с запасами, оцененными после полного разбуривания залежи, т.к. не учитывают особенностей строения пластов.

4. Построена геологическая модель Имилорского месторождения, приуроченного к отрицательной структуре 2 порядка. В качестве ограничений залежей углеводородов используются 5 различных типов границ, каждая из которых имеет свои характеристики и отражает особенности формирования ловушки. На новой геологической модели пробурено более 200 эксплуатационных скважин. Выявлены 3 новые залежи

нефти. Запланировано бурение 24 разведочных скважин с ожидаемым приростом извлекаемых запасов промышленных категорий – 6,8 млн.т.

5. 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.

6. Предложена двухстадийная модель формирования пласта Ю1. В соответствии с этой моделью выполнено построение геологической модели и оценены перспективы нефтеносности на стыке Северо-Покачевского и Покачевского месторождений.

7. Сформулированы алгоритмы работ по анализу геолого-промысловой информации с целью построения геологической модели, соответствующей седиментологическим особенностям строения природного резервуара. Использование разработанных алгоритмов для отложений тюменской, васюганской свит и ачимовской толщи повышает достоверность прогноза строения и оценки запасов залежей нефти на месторождениях Широкого Приобья.

Сокращения:

2D – двухмерный;

3D – трехмерный;

АРБ – аномальный разрез баженовской свиты

ВНК – водонефтяной контакт;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГМ – геологическая модель;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ГРР – геологоразведочные работы;

ГТМ – геолого-техническое мероприятие;

ИК – индукционный каротаж;

К.М. – концептуальная модель;

Кп – коэффициент пористости;

Кпр – коэффициент проницаемости;

МГРП – многозонный гидроразрыв пласта;

м-ние – месторождение;

НГК – нефтегазоносный комплекс;

НГО – нефтегазоносная область;

ОПЗ – оперативный подсчет запасов;

ОПР – опытно-промышленная разработка;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования скважин;

ПЗ – подсчет запасов;

П-Р бурение – поисково-разведочное бурение;

РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин;

СРР – сейсморазведочные работы;

УВ – углеводороды;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ФХМУН – физико-химические методы увеличения нефтеотдачи;

AI – акустический импеданс;

V_p/V_s – отношение продольной и поперечной волн.

Литература

1. Атлас «Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» //ГП ХМАО «НАЦ РН им. Шпильмана», 2007.
2. Атлас карт литологических резервуаров в клиноформах неокома. Центральная часть западно-сибирского нефтегазоносного бассейна Масштаб 1:1 000000. Пояснительная записка. // СПб.: ВНИГРИ, 2010. 28 с.
3. Абросимова О. О., Кулагин С. И. Выявление ловушек углеводородов неантиклинального типа в верхне-, среднеюрских отложениях (Юго-Восточная часть Томской области) // Известия ТПУ. 2008. №1 С.51-53
4. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем // М.: Недра, 1982.
5. Алексеев В.П., Чернова О.С., Амон Э.О., Валеев Р.А., Лац С.А., Щергина Е.А. Закономерности изменения состава и строения коллектора Ю₁в Широтном Приобье и его ближнем окружении (Западная Сибирь) // Литосфера. 2014. № 3. С. 51-69.
6. Аленникова Е.И., Антипин Я.О., Гончаров С.Н. Обоснование методов трехмерного геологического моделирования нефтегазонасыщенности залежей продуктивных пластов // Недропользование - XXI век, 2015. №3 (53) С. 152-157
7. Антипин Я. О. Построение геологической модели пласта Ач₁¹ Кальчинского месторождения на основе интерпретации данных сейсморазведочных работ 3D/2D на Северо-Кальчинской площади // Новые технологии – нефтегазовому региону. Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Т. 1; Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. С. 24-27.
8. Бадьянов В.А. Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромысловой геологии // Тюмень; Шадринск: Шадринский Дом печати, 2010. - 135 с.

9. Бакиров А.А., Вассоевич Н.Б., Вебер В.В., Двали М.Ф. Происхождение нефти // М.: Гостоптехиздат, 1955. 484 с.
10. Бакиров А.А., Мальцева А.К. Литолого-фациальный и формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа: Учеб. пособие для вузов // М.: Недра, 1985. 159 с.
11. Баширова А.М., Яркеева Н.Р. Построение цифровой фильтрационной модели пласта БВ₈ Северо-Покурского месторождения // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2015. № 6. С. 94-108.
12. Белозёров В.Б. Седиментационные модели верхнеюрских резервуаров горизонта Ю₁ Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции как основа для оптимизации систем их разведки и разработки: автореф. дис. д-ра геол.-минер. наук. // Новосибирск, 2008.
13. Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г., Истомин С.Б., Юканова Е.А. Трёхмерная геологическая модель – необходимый и обязательный этап изучения нефтегазового месторождения // Недропользование XXI век. 2007. № 4. С. 38-42.
14. Билибин С.И., Лухминский Б.Е. Анализ погрешностей при оценке запасов нефти и газа // Каротажник. 2010. № 3. С. 37-45.
15. Билибин С.И., Смирнов В.С., Лухминский Б.Е. Оценка погрешности подсчета запасов нефти методами математического моделирования // Каротажник. 2011. № 4. С. 75-88.
16. Боженюк Н.Н. Уточнение петрофизических данных и подбор оптимальных параметров построения геологической модели месторождения Сургутского свода // Нефтяное хозяйство 2015 №7 С.72-75
17. Большаков Ю.Я., Амербаев Н.Н., Павлова И.В. Сложно построенные капиллярно-экранированные залежи нефти в юрских отложениях Западной Сибири. // Геология и геофизика, 1998, №3. с.315-320
18. Большаков Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления // Новосибирск: Наука, 1995. 182 с.

19. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Эволюция взглядов на стратификацию разрезов неокома Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 1. С. 7-19.

20. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Попов Ю.Л. Стратиграфическая основа сейсмогеологического моделирования нижнемеловых отложений Пур-Тазовской нефтегазоносной области севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 8. С. 24-32.

21. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири // Геология и геофизика. 2015. Т. 56. № 9. С. 1630-1642.

22. Бронскова Е. И. Структурно-фациальные неоднородности и прогноз продуктивности юрских отложений Верхнеляминского вала (Западная Сибирь) автореферат на соискание ученой степени к. г.-м. наук // Москва 2018 г.

23. Булыгин Д.В., Ганиев Р. Р. Проблемы эксплуатации геолого-технологических моделей в нефтедобывающих предприятиях // Георесурсы. 2010. №3 (35). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-ekspluatatsii-geologo-tehnologicheskikh-modeley-v-neftedobyvayuschih-predpriyatiyah>

24. Булыгин Д.В., Медведев Н.Я., Кипоть В.Л., Моделирование геологического строения и разработки залежей нефти Сургутского свода. // Казань: Издательство «ДАС», 2001. 191 с.

25. Буторин А.В., Зиннурова Р.Р., Митяев М.Ю., Онегов А.В., Шарифуллин И.Ф., Виноходов М.А. Оценка потенциала тюменской свиты в пределах ноябрьского региона Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2015. № 12. С. 41-43.

26. Гаврилова Е.Н., Славкин В.С., Ермолова Т.Е. Закономерности распространения коллекторов в отложениях тюменской свиты на западе Широтного Приобья // Геология нефти и газа. 2010. № 3. С. 52-60.

27. Гладков Е.А., Карпова Е.Г. О корректности 3D моделей месторождений углеводородов // Недропользование 21 век №2 2013 С. 48-54
28. Грищенко М.А., Авраменко Э.Б. Опыт внедрения критериев качества для количественной оценки цифровых геологических моделей // Нефтяное хозяйство, 2015 № 9 С. 24-29.
29. Губкин И.М. Учение о нефти. Издание третье. // М. Изд-во «Наука» – 1975. – 384 с.
30. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западной Сибири (история становления представлений). //СНИИГГиМС. Новосибирск, 2003, С.140.
31. Гутман И.С. Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных нефтегазоносных объектов на основе инновационных технологий // М. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2011. 116 с.
32. Гутман И.С. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин // М.: ООО «Издательский дом Недра» 2013 г. 112с.
33. Гутман И.С., Султаншина Т.Р., Халяпин С.В. Особенности строения залежи нефти в горизонте ЮС₁ Грибного месторождения // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 60–64.
34. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). // Томск: Изд-во ТПУ, 2006. 291 с.
35. Дерюшев А.Б., Потехин Д.В. Применение многовариантного моделирования при распределении к п с целью оценки достоверности построения трехмерных литолого-фациальных моделей на примере нижнетиманских отложений Кирилловского месторождения // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. №5. С.32-38
36. Дерягин Б.В., Овчаренко Ф.Д., Чураева Н.В. Вода в дисперсных системах // М.: Химия, 1989 г. 288 с.

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

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

39. Дручин В.С., Панов С.Ф., Аржиловская Н.Г., Хлызов П.В., Музыченко А.А. Особенности геологического строения пласта Ю₁¹, влияющие на распределение нефтенасыщенности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 10. С. 7-12.

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

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

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

43. Дручин В.С. Перспективы нефтеносности меловых отложений юга Тюменской области // Новые технологии - нефтегазовому региону: материалы Всероссийской научно-практической конференции. Т.1; Тюмень: ТюмГНГУ, 2010 С. 12-14.

44. Дручин В.С. Проблема геометризации прерывистых коллекторов в условиях недостаточной изученности залежи // Материалы X конференции

молодых ученых и специалистов ООО "КогалымНИПИнефть". Тюмень: 2010 С 28-32.

45. Дручин В.С. Особенности построения 3D модели литологии с учетом геологической информации на примере пласта ЮВ₁¹ Северо-Покачевского месторождения // Материалы XI конференции молодых ученых и специалистов, посвященной 15-летию ООО "КогалымНИПИнефть". Тюмень: 2011 С. 15-18.

46. Дручин В.С. Уточнение модели фильтрационно-емкостных свойств участков залежей при сопровождении эксплуатационного бурения (на примере Покачевского и Северо-Покачевского месторождений) // сб. докл. третьей науч.-практ. конф. Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. Тюмень: 2011 С. 8-12.

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

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

49. Дручин В.С. Факторы геологического строения залежей пласта Ю₁¹, влияющие на распределение нефтенасыщенности и извлечение нефти. // XVIII научно-практическая конференция "Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры". Ханты-Мансийск, 2015 С. 254/261.

50. Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А. Методические принципы комплексного обоснования выработки неоднородных и сильно расчлененных

пластов залежей нефти Когалымского региона // Нефтегазовое дело. 2014. Т. 12. № 1. С. 13-24.

51. Забоева А.А., Предеин А.С., Никитин И.С. Декластеризация исходных данных при построении и контроле качества трехмерных геологических моделей // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2011. № 3. С. 14-20.

52. Закревский К.Е. Методика прогноза зон промышленной нефтеносности на основе использования сейсморазведки, ГИС и промысловых наблюдений на сложнопостроенных месторождениях: На примере юрских отложений Западной Сибири: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук - Москва, 1992. - 151 с.

53. Закревский К.Е. Геологическое моделирование горизонта Ю₁ Томской области // Томск: Издательский Дом Томского государственного университета, 2016. 154 с.

54. Закревский К.Е., Попов В.Л. Оценка точности интерполяционных геологических моделей // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 3 (56). С. 12-14.

55. Закревский К.Г. Геологическое 3D моделирование // М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009 376 с.

56. Касьяненко А.А., Анохина М.С., Аксарин В.А., Ширикова Е.В., Гендель Д.Л. Построение геологической модели с учетом трехмерной фациальной изменчивости отложений на примере пластов АВ Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство 2014, №11 С. 31-33

57. Колпаков В.В., Саетгалеев Я.Х., Шмырина В.А., Юльякшин С.М., Козаков С.В. Влияние микронеоднородности на проницаемость пород продуктивного пласта ЮВ₁ Урьевского месторождения // Нефтяное хозяйство 2016 № 8 С. 52-53

58. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири // - М.: Недра, 1975. - 680 с.

59. Конторович А.Э., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А., Скворцов М.Б. и др. Седиментогенез коллекторов среднего-верхнего бата и их нефтеносность в Широтном Приобье. // Сибирское отделение РАН. Геология и Геофизика. 2010. №2, с. 187-200.

60. Крестелев А.И. Геологическое моделирование в пакете DV-Geo: учебное пособие // Самара: Самарский гос. техн. ун-т, 2014. 80 с.

61. Кропачев Н.М., Скачек К.Г. Реконструкции литолого-фациальных моделей горизонта Ю₁ васюганской свиты по данным сейсморазведки и бурения // Новосибирск: изд-во Сибирского отделения РАН, 2008. – 187 с.

62. Кузнецова Я.В. Моделирование нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами // Известия ВУЗов. Нефть и газ. 2013. № 4. С. 18-25.

63. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Забоев К.О. Модель формирования и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2009. № 4. С. 30-34.

64. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Шелихов Н.П., Забоев К.О. Проблемы нефтегазоносности клиноформных образований неокома приуральской зоны Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2010. № 4. С. 4-10.

65. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Недосекин А.С., Латышев А.В., Каранкевич А.С., Мегеря В.М. Стратиграфическое расчленение разреза неокомских отложений Западной Сибири на объекты исследования, их индексация и сейсмогеологическое картирование // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 2. С. 19-29.

66. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н. Стратиграфия и палеогеография берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири в связи с клиноформным строением разреза // Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 8. С. 1093-1106.

67. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Недосекин А.С., Забоев К.О., Галинский К.А. Литологическая характеристика, коллекторские свойства и

нефтегазоносность нижнемеловых отложений Нерутинской впадины и сопредельных территорий севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 7. С. 4-13.

68. Курчиков А.Р., Кислухин В.И., Кислухин И.В., Бородкин В.Н., Недосекин А.С. Эволюция представлений на стратификацию разреза юрских отложений Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 1. С. 4-13.

69. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Галкин С.В., Галкин В.И., Растегаев А.В. Методика вероятностной оценки геологических рисков при поисках нефтяных месторождений для территории с высокой плотностью промышленных открытий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 10. С. 4-13.

70. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Недосекин А.С., Лукашев А.В. Фациальная зональность верхнеюрского палеобассейна Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 2. С. 4-11.

71. Лавров Г.И., Лавров И.Г. К вопросу о переносе скважинных данных на сетку при построении трехмерных цифровых геологических моделей // Научно-технический вестник Поволжья. 2017. № 1. С. 88-90.

72. Леворсен А. Геология нефти и газа // М. «МИР». 1970. 640 с.

73. Литвиненко П.С., Пилюгин М.Е., Ильющенко В.И. Установление морфологической унаследованности аллювиальных отложений тюменской свиты месторождений западного склона Сургутского свода // Нефтяное хозяйство. 2015. № 3. С. 52-54.

74. Мавлютова К.Р., Валеева А.В., Салимова Э.Р. Моделирование верейско-башкирского «вреза» с помощью программного комплекса IRAP RMS // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 3 (42). С. 13-14.

75. Мамяшев Т.В., Ананченко А.С., Гроцкова Т.П. Анализ особенностей поведения водонефтяных контактов юрских залежей // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры: Сб. докладов

IX научно-практической конференции. – Т. 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2006. С. 32-41.

76. Медведев А.Л. Врезанные речные палеодолины: история изучения и современное состояние вопроса // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2010. № 4. С. 31-43

77. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений. Часть I. Геологические модели. // М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. 164 с.

78. Методические рекомендации по контролю качества построения цифровых моделей терригенных коллекторов. – М.: ОАО «ЛУКОЙЛ», 2005. 64 с.

79. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. // Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.

80. Михайлов А.Э., Рубина Т.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовских отложений Юганской мегавпадины ХМАО – Югры // Вестник недропользователя ХМАО № 28, 2016 г.

81. Мкртчян О.М. О некоторых седиментационных моделях продуктивных пластов верхнеюрского васюганского комплекса Западной Сибири // Вестник недропользователя ХМАО. 2005. № 15. С. 19–24.

82. Мкртчян О.М., Филина С.И. Особенности строения пласта Ю2 Западной Сибири и размещения в нем залежей нефти и газа // Геология нефти и газа, 1985, № 3, с. 48-53.

83. Мухер А.Г., Тугарева А.В. Перспективы нефтегазоносности среднеюрских отложений центральной части Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск, 2002, т. 1, с. 98-108.

84. Мясникова Г.П. Новый нефтегазоносные объекты в старых нефтегазоносных районах // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. 1999. № 1. С. 58

85. Мясникова Г.П., Шпильман В.И. Перспективы поиска залежей неантиклинального типа пласта Ю1 васюганской свиты// Условия формирования ловушек нефти и газа неантиклинального типа мезозойских отложениях Западной Сибири Сер. "Труды ЗАПСИБНИГНИ" Тюмень, 1978. С. 87-97.

86. Мясникова Г.П. Динамика оценок прогнозных запасов Западной Сибири //Методика оценки прогнозных и перспективных запасов и обоснование подсчетных параметров Сер. "Труды ЗапСибНИГНИ" Тюмень, 1972. С. 13-27.

87. Мясникова Г.П., Ясович Г.С. Условия формирования пласта Ю₂ центральной части Западной Сибири в связи с поисками неантиклинальных залежей углеводородов // Критерии поисков неантиклинальных залежей углеводородов Западно-Сибирской провинции (Тр. ЗапСибНИГНИ. Вып. 156). Тюмень, 1980, с. 32-39.

88. Недочётов В.Л., Ягафаров А.К., Клещенко И.И., Курчиков А.Р., Большаков Ю.Я., Федоров Ю.Н. Локальный прогноз гранулярных коллекторов по данным профильной сейсморазведки МОВ ОГТ (на примере юрских отложений Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. № 1. С. 126-129.

89. Нежданов А.А. Сейсмологический прогноз и картирование неантиклинальных ловушек нефти и газа в Западной Сибири. //М.: МГП «Геоинформмарк», 1992.

90. Нежданов А.А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных // Курс лекций. Тюмень, 2017. С 171

91. Нежданов А.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ // диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Тюмень, 2004 С. 453

92. Никитин А.Ю., Митрофанов А.Д., Боксерман А.А., Курчиков А.Р., Бодрягин А.В., Титов А.П. Учет особенностей геологического строения и стадии разработки объектов при определении оптимального комплекса интегрированных методов увеличения нефтеотдачи // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 3. С. 56-64.

93. Никитин И.А., Белкина В.А. Анализ неопределенностей запасов газа одного из месторождений Пур-Тазовской нефтегазоносной области // Территория Нефтегаз. 2016. № 11. С. 50-56.

94. Никитин И.А. Геолого-фациальное моделирование условий формирования продуктивных отложений Столбового месторождения нефти (Каймысовский свод) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014. № 2. С. 36-43.

95. Никитин И.А. Сравнение алгоритмов построения 3D геологических моделей на примере пласта ВК₁ месторождения Т. // Новые технологии - нефтегазовому региону. Материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 50-летию ТИИ-ТюмГНГУ. 2013. С. 60-62.

96. Овчаренко М.В., Гридин В.А. Анализ неопределенностей при создании 3D-геологических моделей на примере месторождения Зимняя ставка // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. 2011. № 4. С. 78-84.

97. Окнова Н.С. Неантиклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7. № 1. С. 14. http://www.ngtp.ru/rub/10/10_2012.pdf

98. Пинус О.В., Пайразян К.В. Особенности геологического моделирования продуктивных пластов флюидального происхождения // Геология нефти и газа 2008. №1. С. 25-34.

99. Потемкина Е.Л., Калугин А.А. Уточнение геологического строения продуктивных пластов АВ₂₋₃ Ватьеганского месторождения с целью повышения эффективности выработки запасов нефти // Фундаментальный

базис и инновационные технологии поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России Тезисы докладов конференции XXI Губкинские чтения. 2016. С. 46-50.

100. Потехин Д.В., Путилов И.С. Количественное обоснование параметров многовариантного моделирования для повышения достоверности трехмерных геологических моделей нефтяных месторождений // Территория нефтегаз, 2014. №2. С. 18-21.

101. Путилов И.С., Потехин Д.В. Разработка технологии многовариантного трехмерного моделирования с контролем качества реализаций для повышения достоверности геологических моделей // Теория и практика нефтяной геофизики: материалы науч.-практ. конф. – Пермь, 2013.

102. Редина С.А. Учет фациальных обстановок при создании 3D геологических моделей на примере одного их месторождений Западной Сибири // Международный научно-исследовательский журнал. 2013. № 8-1 (15). С. 95-100.

103. Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья // М., ФБУ «ГКЗ», 2014.

104. Салманов Ф.К. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа // М., «Недра», 1974, 280с.

105. Салимов Ф.С., Лозанович Э.А., Котенев Ю.А. Разломно-блоковая тектоника и её влияние на строение юрского осадочного чехла, разработку залежей нефти (на примере пласта ЮВ₁ Ватьеганской залежи) // Нефтепромысловое дело. 2014. № 3. С. 9-18.

106. Сенилов М.А. Построение трехмерной геологической модели месторождений // Интеллектуальные системы в производстве. 2012. № 2 (20). С. 149-152.

107. Сенцов А.Ю., Крамар О.В., Черкасова И.Ю., Тимофеева С.А., Маслак О.В., Арефьев С.В. Выбор стратегии разбуривания объекта на основе вероятностного подхода // Нефтяное хозяйство 2016. № 8 С. 31-35.

108. Смирнов С.Н., Щеглов А.В., Кузнецов М.А., Попов А.Ю. Совершенствование построения геологических 3D моделей залежей нефти, осложненных тектоническими разломами // Нефтепромысловое дело. 2012. № 1. С. 7-11.

109. Сподобаев А.А., Нежданов А.А., Меркулов А.В. Результаты сиквенс-стратиграфического анализа отложений ачимовской толщи на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 2 (62). С. 22-27.

110. Сыртланова В.С., Фогель Н.С., Тихонов А.С. Программный комплекс «АВТОЭКСПЕРТИЗА TIMEZYX» - автоматизированная система для оценки качества геолого-гидродинамических моделей // Вестник ЦКР Роснедра. 2010. № 4. С. 57-69.

111. Словарь по геологии нефти и газа // Л.: Недра, 1988. 679 с.

112. Стрикун С.М. Мероприятия по увеличению коэффициента извлечения нефти пластов ачимовской толщи Конитлорского месторождения // Проблемы геологии и освоения недр Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. 2012. С. 139-140.

113. Трифонова М.П. Методика и особенности построения трехмерной геологической модели ОНГКМ // Нефтепромысловое дело. 2009. № 12. С. 11-13.

114. Трушкова Л.Я., Грушевский Г.В., Наумов А.Л. Оперативный метод поиска несводовых ловушек. // Л.: ВНИГРИ, 1987 - 40 с.

115. Трушкова Л.Я., Игошкин В.П. Клиноформы как региональные нефтегазоносные объекты, закономерности размещения и прогноз в них

литологических резервуаров // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т. 3. № 2. С. 2-18.

116. Трушкова Л.Я., Ларичев А.И., Скачек К.Г., Бостриков О.И., Гриценко С.А., Ганин А.В., Михайлов С.А., Сергеев Д.А. Геологическое строение и условия формирования неокомских резервуаров юго-западного поднятия Южно-Ягунского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т. 3. № 2. С. 18-26.

117. Фёдорова М.Д., Кирзелёва О.Я., Катаев О.И., Ананьева Е.В., Осипова Ю.С. Тюменская свита Методология создания концептуальных геологических моделей // Oil&Gas Journal Russia ноябрь 2016 г. с. 60-63

118. Федорова М.Д., Кирзелева О.Я., Кляжников Д.В. Бронскова Е.И. Концептуальная геологическая модель пласта ЮВ₂ тюменской свиты северо-западного склона Нижневартовского свода.

119. Хайдарова А.Р., Чижова И.Ф., Чудинова Д.Ю., Чижов А.П., Чибисов А.В. Оценка качества геологической модели для пласта БС10/2-3 Тевлинско-Русскинского месторождения // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения Сборник научных трудов. Уфа, 2013. С. 158-162.

120. Халимов Э.М. Детальные геологические модели и трехмерное моделирование (по опыту работы Центральной комиссии по разработке месторождений) // Геология нефти и газа 2012. № 6. стр. 79-83.

121. Н.А. Черемисин, А.А. Климов, П.А. Ефимов Равновесная геолого-гидродинамическая модель объекта разработки АС₉₋₁₁ Лянторского месторождения // Нефтяное хозяйство. № 10. 2009. стр. 33-37.

122. Н.А. Черемисин, И.А. Рзаев, Д.А. Алексеев Влияние пространственной связанности и фильтрационно-емкостных свойств неколлекторов и глин на разработку месторождений // Нефтяное хозяйство 2015. № 11. С. 32-35.

123. Шаймарданова Р.Р. Анализ существующих методических рекомендаций по построению геологических моделей // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2017. № 5. С. 16-18.

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

125. Шарипов Р.И., Грачев С.И. Построение упрощенной трехмерной геологической модели пласта // Методические указания для лабораторных работ по дисциплине «Моделирование разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений». Тюмень, 2012. С48

126. Шпильман В.И., Мясникова Г.П., Трусов Л.Л. Перерывы при формировании неокомских клиноформ в Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1993. № 6. С. 2-5.

127. Щетинин И.А. Комплексный подход к геологическому сопровождению бурения на основе 3D геологической модели // Новые технологии - нефтегазовому региону материалы. Международной научно-практической конференции. 2016. С. 66-70.

128. Щетинина Н.В., Яценко С.А., Хабаров А.В. Создание пилотного петрофизического проекта и использование современных подходов в ООО «Тюменский нефтяной научный центр» // НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» 3–2015 Выпуск 40. С. 25-29.

129. Юфин П.А. Построение геолого-математической модели участка месторождения с трудноизвлекаемыми запасами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 12. С. 39-42.

130. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири // Тюмень-Курган, Издательство «Зауралье», 2010. -608 с.

131 Arfonovsky J.S., Cull G.W.L., Cox T.F., Gaffney P.D. Use and abuse of reservoir simulation: 3 parts // Oil and Gas Journal. 1984. Nov. 5, 19, Dec.3.

132. Aziz K., Settari A. Petroleum Reservoir Simulation // Applied Science Publishers Ltd. London, 1979.

133. Coats K.H. Use and misuse of reservoir simulation models // SPE Reprint Series. 1973. 1391-1398.

134. Druchin V. Kasatkin V., Shalamova V. Geological Models for the Implementation of Adaptive Exploration and Fast-Tracking Field Development of Oil Pools in Imilor-Istochny License Area // SPE 176635.

135 Heits T.B. Perspective correlation. // Bull. Amer. Assos. Petr.Geol. V.47 No 4. 1963.

136. Kotsur I.P., Muzychenko A.A., Druchin V.S., Vasiliev M.O. Alternative approach to 3D geologic modeling of poorly studied reservoirs of the complex structure // 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014 16. 2014.