

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



Казанская Диана Андреевна

**ДЕТАЛИЗАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ОБЪЕКТОВ НА ОСНОВЕ
КОНЦЕПТУАЛЬНЫХ МОДЕЛЕЙ С ЦЕЛЬЮ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОЙ
ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ И
ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ)**

**Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых
месторождений**

**Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук**

Научный руководитель

к. ф.-м. н., доцент

В.А. Белкина

Тюмень - 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ.....	2
ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. ОБЗОР МЕТОДИК ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХМЕРНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ	11
1.1 Основные подходы к созданию трехмерных геологических моделей.....	11
1.2 Детерминированное и стохастическое моделирование	16
1.3 Концептуальная геологическая модель	19
2. ПОСТРОЕНИЕ КОНЦЕПТУАЛЬНОЙ СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДУЛИСЬМИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ДАННЫХ КЕРНА, ГИС И СЕЙСМОРАЗВЕДКИ.....	22
2.1 Общие сведения о Дулисьминском месторождении	22
2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика	22
2.3 Тектоническое строение	26
2.4 Условия осадконакопления	28
2.5 Корреляция разрезов скважин ярактинского горизонта	34
2.6 Нефтегазоносность.....	36
2.7 Литофациальный анализ отложений ярактинского горизонта.....	41
3. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ТЕМПЕСТИТОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ ВИКУЛОВСКОЙ СВИТЫ.....	58
3.1 Генетическая классификация темпеститов	62
3.2 Общие сведения о Ем-Еговском ЛУ	66
3.3 Литолого-стратиграфическая характеристика	66
3.4 Тектоническое строение	67
3.5 Выделение, корреляция и строение продуктивных пластов	69
3.6 Нефтеносность.....	72
3.7 Литофациальный анализ отложений викуловской свиты.....	76

4. МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХМЕРНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ОБЪЕКТОВ С УЧЕТОМ КОНЦЕПТУАЛЬНЫХ СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ	90
4.1 Построение структурных поверхностей	90
4.1.1 Дулисьминского месторождения.....	91
4.1.2 Ем-Еговского ЛУ.....	93
4.2 Обоснование объемных сеток параметров моделей.....	97
4.3 Построение трехмерной литологической модели с учетом концептуальной модели.....	97
4.4. Построение трехмерных моделей ФЕС	103
4.5 Построение трехмерной модели насыщения	108
4.6 Оценка достоверности построения геологической модели	112
4.7 Детализация геологического строения на основе ГМ.....	115
4.7.1 Ярактинский горизонт Дулисьминского месторождения.....	115
4.7.2 Викуловская свита Ем-Еговского ЛУ	117
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	121
УСЛОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ	121
ЛИТЕРАТУРА	125

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности.

Активно дренируемые запасы углеводородов Западной и Восточной Сибири неуклонно истощаются. Простые с точки зрения их обнаружения структурные ловушки разбурены и разрабатываются, что влечет снижение прироста запасов и уровней добычи нефти и газа. Для поддержания ресурсной базы данный факт вынуждает нефтяные компании заниматься поиском, разведкой и разработкой месторождений со сложным геологическим строением.

Задачи поисков, разведки, оценки ресурсов и запасов, проектирования, разработки в настоящее время решаются на основе трехмерных геологических моделей (3D ГМ). Развитие технологий построения 3D ГМ в первую очередь связано с усложнением геологического строения изучаемых залежей, увеличением объема и видов используемой геолого-геофизической информации, а также необходимостью детального моделирования неоднородного строения пород коллекторов. Детализация месторождений со сложным геологическим строением невозможна без привлечения для построения геологических моделей, кроме эмпирических данных, всех видов априорной и косвенной информации – в частности, концептуальной седиментологической модели.

Вопросами фациального анализа, палеографических реконструкций и седиментологии продуктивных пластов занимались такие исследователи, как В.П. Алексеев, Е.Ю. Барабошкин, Р.М. Бембель, С.Р. Бембель, В.Н. Бородкин, И.И. Нестеров, В.С. Муромцев, А.Г. Мухер, Л.С. Чернова, Г.Г. Шемин и др. В их работах заложены методологические основы фациального моделирования продуктивных пластов месторождений Западной и Восточной Сибири.

Накопленный опыт в области геологического моделирования убедительно показал, что только адекватная гипотеза о седиментологии отложений и тектоническом строении представляет объективную основу для интерпретации разных видов данных. Благодаря концептуальной ГМ можно обосновать параметры и типы используемых трехмерных сеток и правильно подобрать настройки парамет-

ров и алгоритмов построения моделей. Знание седиментологического и тектонического строения исследуемого участка в региональном плане позволяет построить 3D ГМ в условиях малого набора данных при редкой сетке скважин продуктивной области. За счет адекватно построенной седиментологической модели, которая обладает хорошим прогнозным потенциалом, можно обосновать методику моделирования и уменьшить число итераций при создании трехмерных моделей.

В настоящее время 3D геологическое моделирование активно развивается и продолжает оставаться важным направлением нефтегазовой геологии. Существует значительное число работ, посвященных теоретическим и практическим аспектам 3D моделирования отечественных исследователей – В.М. Александрова, В.А. Бадьянова, В.А. Белкиной, С.И. Билибина, А.М. Волкова, В.А. Волкова, А.И. Деминой, А.А. Дорошенко, А.А. Забоевой, К.Е. Закревского, А.Б. Сметанина, Е.А. Щергиной и др., а также иностранных – Л.П. Дейк, К.В. Дойч, О. Дюбрюль, Л. Косентино, Ж. Матерона и др.

Не смотря на разнообразие методов и алгоритмов геологического моделирования, данное направление нуждается в научно-методическом развитии. В первую очередь это связано с изучением сложнопостроенных залежей. В данной работе сформулированы и описаны методические подходы по построению 3D ГМ залежей сложного строения. В работе предложена методика внешней проверки качества полученных моделей и дифференцированной оценки начальных геологических запасов. Предложенные подходы апробированны на примере двух разновозрастных месторождений разных нефтегазоносных провинций (НГП).

Цель работы – разработка методики построения седиментологических и трехмерных геологических моделей для отложений сложнопостроенных залежей морского генезиса, которые формировались в сложных палеогеографических и палеотектонических условиях, характеризующихся резкой изменчивостью литологического строения и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Методика основана на использовании комплекса геолого-геофизической информации с учетом концептуальных седиментологических моделей.

Основные задачи исследований:

1. Изучить особенности литологического строения на основе анализа данных керна и диаграмм геофизических-исследований скважин (ГИС) для диагностики условий осадконакопления продуктивных отложений месторождений углеводородов разных по геологическому строению нефтегазоносных провинций (НГП).

2. Создать концептуальные седиментологические модели терригенных отложений объектов гетерогенного строения, сформированных под влиянием штормовых процессов (викуловская свита Ем-Еговского лицензионного участка (ЛУ) Западно-Сибирской НГП) и аллювильной деятельности палеорек (ярактинский горизонт Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения Лено-Тунгусской НГП).

3. Разработать методику создания 3D ГМ на основе комплекса геолого-геофизической информации с учетом концептуальной модели для залежей с резкой изменчивостью литологического строения и фильтрационно-емкостных свойств на примере Дулисьминского месторождения и Ем-Еговского ЛУ.

4. Построить детальные 3D ГМ пластов I, II ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения и пластов ВК₁₋₃ отложений викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ с использованием концептуальных моделей, обосновать адекватность построенных моделей и выполнить дифференцированную оценку запасов по зонам седиментации.

Объект исследования. Объектами исследования в работе являются продуктивные пласты терригенных отложений Лено-Тунгусской и Западно-Сибирской НГП - I и II ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения, продуктивные пласты ВК₁₋₃ викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ.

Научная новизна:

1. Впервые созданы детальные концептуальные седиментологические модели для сложнопостроенных продуктивных пластов терригенных отложений Лено-Тунгусской и Западно-Сибирской НГП - ярактинского горизонта Дулись-

минского месторождения и викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ. В отложения викуловской свиты на данном ЛУ впервые выделены и четко обоснованы породы штормового генезиса. В ярактинском горизонте Дулисьминского месторождения обоснованы палеоврезы субширотного простирания.

2. Разработана методика построения трехмерных геологических моделей сложнопостроенных залежей, позволяющая использовать комплекс геолого-геофизических данных с учетом концептуальной седиментологической модели. В методике используются различные одномерные и двумерные тренды для каждой фации и по пластам.

3. Впервые построены трехмерные геологические модели пластов I, II ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения и пластов ВК₁₋₃ викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ.

4. Впервые обоснована и проведена внешняя проверка оценки качества построенных трехмерных геологических моделей. Проведена дифференцированная оценка начальных геологических запасов нефти и газа по зонам седиментации, что позволило обосновать более детальную их структуру.

Теоретическая и практическая значимость работы. Разработанные автором геологические модели пластов I, II ярактинского горизонта и пластов ВК₁₋₃ викуловской свиты уточнили представление о геологическом строении Дулисьминского месторождения и Ем-Еговского ЛУ. Проекты разработки составлены на основе выявленных особенностей геологического строения данных пластов. Результаты работы использованы при построении гидродинамических моделей Дулисьминского месторождения и Ем-Еговского ЛУ и прошли успешную апробацию в ФБУ «ГКЗ» Роснедра РФ.

Впервые обоснована необходимость внешней проверки полученных результатов - сопоставление начальных дебитов нефти с эффективными нефтенасыщенными толщинами. Проведена дифференцированная оценка запасов углеводородов рассматриваемых объектов по зонам седиментации, характеризующихся разной степенью контактности и активности запасов.

Выводы и рекомендации, изложенные в диссертационной работе, опубликованы в двух научно-исследовательских отчетах, в 10 научных статьях и докладывались на 4 научно-технических конференциях. Применение методики построения 3D ГМ с использованием концептуальных моделей рекомендуется на других месторождениях с аналогичным строением.

Методология и методы исследования.

В работе использованы результаты геолого-геофизических и сейсморазведочных исследований (Дулисьминский ЛУ - данные по 236 скважинам, данные сейсморазведки МОГТ-3D в объеме 164 км² и МОГТ-2D в объеме 952,4 пог. км.; Ем-Еговский ЛУ - данные по 1322 скважинам). Кроме результатов личных исследований, использованы фактические материалы научно-исследовательских институтов и производственных организаций.

Теоретические методы исследования включают в себя анализ и обобщение отечественных и зарубежных источников в области седиментационного анализа, геологического моделирования, а также дифференцированной оценки запасов. К экспериментальным исследованиям относится построение трехмерных геологических моделей на основе концептуальных моделей.

Положения, выносимые на защиту:

1. Концептуальные седиментологические модели:
 - пластов I и II ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения, сформированных под сильным влиянием аллювильной деятельности палеорек субширотного простирания в сложных палеогеографических и палеотектонических условиях;
 - пластов ВК₁₋₃ викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ, накопившихся с участием штормовых процессов в переходной зоне осадконакопления.
2. Детальные трехмерные геологические модели терригенных отложений ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения и викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ, характеризующиеся изменчивостью литологических параметров и фильтрационно-емкостных свойств в соответствии с использованными

концептуальными моделями. Адекватность построенных моделей подтверждена не только внутренней, но и внешней проверкой - сопоставлением входных дебитов нефти с эффективными нефтенасыщенными толщинами.

3. Дифференцированная структура начальных геологических запасов углеводородов по зонам седиментации I и II ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения и пластов ВК₁₋₃ викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ.

Степень достоверности и апробация результатов.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на 8 Всероссийской научно-технической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения В.И. Муравленко, (г. Тюмень 2012 г.); на Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 50-летию Тюменского индустриального института (г. Тюмень, 2013 г.); на научно-практической конференции с международным участием «Науки о Земле: современное состояние и приоритеты развития» (г. Тюмень, 2013 г.); на Государственной Комиссии по Запасам (ГКЗ) и были утверждены (г. Москва, 2015 г.); на научно-технической конференции молодых ученых и специалистов «СургутНИ-ПИНЕФТЬ» (г. Тюмень, 2018 г.).

По теме диссертации опубликовано 10 печатных работ, в том числе 6 статей в журналах, рекомендованных ВАК РФ, 1 статья в издании, индексируемом Scopus и 3 тезиса докладов на всероссийских и международных конференциях.

Структура и объем работы.

Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения и списка литературы. Содержание работы изложено на 136 страницах. Работа содержит 56 рисунков, 8 таблиц, библиография включает 106 наименований.

Благодарности.

Диссертация подготовлена под научным руководством кандидата физико-математических наук Белкиной В.А., которой автор благодарен за ценные рекомендации и советы по выполнению работы.

Автор выражает глубокую благодарность В.М. Александрову, который заложил теоретическую основу для написания диссертационной работы, а также Н.В. Саньковой, С.Р. Бембелю за ценные советы, консультации и обсуждение результатов исследований, замечания по работе.

Автор признателен руководителям и сотрудникам АО «ТАНДЕМ», участвовавшим в обсуждении работы: С.В. Манухину, М.С. Назаровой, А.Ю. Никитину.

1. ОБЗОР МЕТОДИК ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХМЕРНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

1.1 Основные подходы к созданию трехмерных геологических моделей

Основная цель разработки месторождений углеводородов направлена на наиболее полное извлечение запасов при максимальной экономической рентабельности [16]. Высокая эффективность эксплуатации нефтегазового месторождения возможна только при условии адекватного проекта разработки и обоснования контроля и управления разработкой месторождения. Для достижения утвержденного коэффициента извлечения нефти (КИН) используются передовые технологии, одним из ключевых направлений которых является компьютерное моделирование [3, 7, 18].

В промысловой геологии нефти и газа необходимость создания трехмерных геологических моделей обусловлена неполноопределенностью структуры геологического пространства и происходящей в ней явлений и процессов. Основная часть геологического пространства продуктивной области не охвачена информацией и не может быть детально изучена, а специалист-геолог получает данные о строении продуктивных пластов и его свойствах в скважинах, пробуренных в отдельных точках.

«Вследствие этого основной задачей промысловой геологии является прогнозирование строения и свойств продуктивных пластов, поведения насыщающих их флюидов, как на начальном этапе разведки, так и на протяжении всех этапов разработки месторождения. Таким образом, пространственная структура и свойства изучаемых объектов, охарактеризованные в отдельных скважинах, используются для создания непрерывной модели изучаемого объекта путем анализа необходимых параметров, интерполяции известных данных, составления карт и определения зависимостей. В результате получают абстрактное полноопределенное пространство. Такой переход от неполноопределенного пространства к полноопределенному и является процедурой построения геологической модели (ГМ)» [1,12, 13].

Основными задачами, решаемыми на основе 3D ГМ, являются: прогнозирование формы, размеров, состава залежей углеводородов, оценка запасов, а также построение трехмерной гидродинамической модели, на основе которой производится оценка КИН, проектирование схемы разработки, прогноз технологических показателей, прогнозирование энергетического состояния залежи, мониторинг и управление разработкой [2, 32]. Эффективность технологических решений, принимаемых на основе трехмерных геологических моделей, напрямую зависит от их качества. При принятии производственных решений по проведению геолого-технических мероприятий (ГТМ) в качестве дополнительного обоснования их необходимости широко используются трехмерные геологические модели.

Геологические модели могут создаваться на всех этапах изучения месторождения – от начала бурения первых разведочных скважин до этапа эксплуатации месторождения при падающей добыче. Тип модели определяется конечной задачей ее создания. Обычно выделяют три типа сеточных геологических моделей [43]:

1. Послойная модель, которая представляет набор структурных карт, карт толщин и параметров для подсчетного объекта (пласта). Модель месторождения складывается послойно из этих подсчетных объектов. Данный тип обычно применяется для подсчета начальных запасов углеводородов или на таком этапе, когда создание детальной модели невозможно в связи с недоизученностью разреза.

2. «Псевдотрехмерная» модель представляет собой ту же послойную модель, но каждый подсчетный объект разбивается на несколько седиментологических циклов. Набор двумерных карт уже рассчитывается по каждому из этих циклов. Данный тип применяется на начальном этапе эксплуатации месторождения. Такая модель применяется для гидродинамических расчетов.

3. Детальная трехмерная геологическая модель, которая представляется собой объемные кубы, детально описывающие всю структуру месторождения,

используется для выявления и локализации остаточных запасов углеводородов. Геолого-технологическая модель используется в течение всего периода разработки месторождения. В ее отношении применяется также термин «постоянно действующая геолого-технологическая модель» (ПДГТМ). «Модель уточняется по мере получения новых данных (бурение новых скважин, анализ продуктивности за очередной период времени) и совершенствования технологий моделирования» [21].

Методика построения 3D ГМ должна включать комплекс методик и алгоритмов, направленных на создание адекватно отражающих структурно-тектоническое строение объемных трехмерных сеточных моделей, каждая ячейка которых содержит информацию о литолого-фациальных и фильтрационно-емкостных свойствах породы, о характере ее насыщения [23].

При построении 3D ГМ большая часть времени затрачивается на создание информационной базы, которая на всех этапах моделирования обеспечивает высокую технологичность рабочего процесса, и оценки ее качества. Сбор и подготовка данных – самый продолжительный этап и является основной задачей при создании трехмерной модели. Исходные данные всегда имеют ограниченную достоверность, и только при их комплексировании можно добиться наиболее точного и достоверного результата. «Данные и информация, используемые при построении геологических моделей:

- результаты интерпретации данных геохимических исследований, полевых геофизических методов, ГИС, РИГИС и т.д.);
- результаты региональных геолого-геофизических исследований, освещающие региональную стратиграфию, тектонику, литологию, фациальные обстановки осадконакопления, перспективы нефтегазоносности;
- данные 3D- или детализационной 2D-сейсморазведки;
- данные вертикального сейсмического профилирования (ВСП), сейсмокаротажа, акустического и плотностного каротажа;
- данные керна;

- данные пластовой инклинометрии в интервалах продуктивных горизонтов в разведочных скважинах и части эксплуатационных скважин;
- данные контроля за разработкой;
- данные испытания скважин;
- сведения о конструкции скважин, результатах перфорации, измерения пластовых давлений;
- результаты замеров по скважинам состава, объема и процентного соотношения добываемой продукции, закачиваемого агента, продуктивности скважин, времени работы скважин, данные о состоянии фонда скважин;
- сведения об альтитудах, координатах устьев скважин, положении геофизических и геологических профилей опорных пунктов в системе координат и т.д.» [32].

Общая схема этапов создания геологической модели [32]:

1. Сбор, анализ, подготовка и проверка (при необходимости переработка) исходных данных – создание базы данных проекта.
2. Импорт данных в проект.
3. Создание модели седиментации месторождения на основе комплекса исходных данных.
4. Структурное моделирование (создание каркаса):
5. Создание трехмерной модели месторождения.
6. Литолого-фациальное моделирование.
7. Петрофизическое моделирование.
8. Подсчет запасов углеводородов.
9. Проверка качества модели и соответствие ее исходным данным.

Данную проверку необходимо проводить на каждом этапе построения 3D ГМ.

Существуют два основных подхода к порядку построения геологической 3D модели:

1. Строится набор двумерных карт, на основе которых рассчитываются все подсчетные параметры и запасы УВ. Затем, на основе построенной двумерной

(2D) модели рассчитывается трехмерная (3D) модель. На заключительном этапе 3D модель уточняется для достижения соответствия по параметрам и по запасам с ранее построенной 2D геологической моделью.

2. С использованием всей исходной информации строится 3D ГМ с расчетом всех параметров в трехмерной сетке, рассчитываются запасы по отдельным зонам и участкам. Необходимые двумерные карты строятся на основе 3D ГМ и при необходимости сглаживаются. Таким образом, строится ПДГМ – объемная имитация месторождения, хранящаяся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, позволяющая исследовать и прогнозировать процессы, протекающие при разработке в объеме резервуара, непрерывно уточняющаяся на основе новых данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения [45, 46, 68].

Первый подход в основном реализуется в случае, когда по утвержденным в ГКЗ запасам и картам необходимо создать 3D ГМ как основу гидродинамических расчетов.

«Созданная ГМ должна удовлетворять следующим основным требованиям [11]:

1. соответствие исходным данным - требование, относящееся к любой ГМ вне зависимости от задач, для которых она создана (расхождение от исходных данных не должно превышать 5% в соответствии с регламентом);

2. детальность - требование, уровень которого повышается пропорционально сложности поставленных задач и уровню используемого аппаратного обеспечения;

3. реалистичность - требование, отвечающее за максимальное соответствие ГМ представлениям о строении изучаемого объекта моделирования (месторождения, пласта, залежи) [31, 44];

4. простота и оперативность обновления - ГМ в процессе сопровождения уточняется, обновляется, а также повышается степень ее детальности, в

результате чего происходит уточнение запасов УВ и пересмотр проектных решений по разработке».

1.2 Детерминированное и стохастическое моделирование

Рассмотрим основные используемые методы к построению трехмерной геологической модели.

Если при одних и тех же настройках получается один и тот же результат, то такие методы называются детерминированными, и они используются, для:

- «ручных» корректировок результатов построений (в основном используется при правке трехмерных моделей);
- оконтуривание геологических тел по результатам трехмерной сейсморазведки. При этом можно задать разные границы отрисованных объектов;
- построения куба или нескольких непрерывных кубов песчаности ($k_{\text{пес}}$), а также осреднение результатов и расчет дискретного куба литофаций на основе граничных значений величин (отсечка), разделяющих типы фаций (часто использующийся подход);
- построения непрерывных кубов подсчетных параметров и затем получение дискретного куба литофаций на основе технологии нейронных сетей;
- индикаторного метода построения в случае для дискретных переменных (используется редко, так как результат выглядит менее геологично, чем построение кригингом непрерывного параметра с последующей дискретизацией).

«Стохастические методы позволяют получать при одних и тех же настройках различные равновероятные случайные реализации» [5].

Моделирование фаций и литологических характеристик представляет собой создание дискретного параметра (литотипа или литофаций). Пиксельное и объектное моделирование являются основными подходами при моделировании дискретных параметров в настоящее время.

Наиболее распространено последовательное гауссово моделирование (SIS). С целью же моделирования фациальных переходов используется усеченное гаус-

сово моделирование (TGS). Распространение свойства геологического объекта в пространстве производится в условиях гипотезы о стационарности геологического параметра (это значит, что геологический параметр представляет собой случайную величину). Ключевыми понятиями в теории стационарных случайных полей являются понятия корреляционной функции - вариограммы. Объектные подходы, моделирующие изменение литофаций в анизотропном резервуаре, в основном используются для моделирования отложений каналового типа — русел и турбидитовых потоков. Объектное стохастическое моделирование позволяет гибко использовать тренды (например, 2D-тренды, сейсмические 3D-тренды, вертикальные тренды (1D-тренды)), полученные по скважинным данным. В то же время, при использовании трендов объектное моделирование позволяет получить обоснованную структуру и изменение фаций в пространстве.

В целом, стохастические методы гибче, чем детерминированные [84]. Стохастическое моделирование осуществляется методами математической статистики, детерминированное моделирование при редкой или неравномерной сетке скважин не всегда возможно. Стохастические методы лучше учитывают тренды (повтор). Невозможно сделать оценку неопределенностей при помощи кригинга. В зависимости от используемой концептуальной модели объекта и плотности сетки скважин принимается решение о применении пиксельного или объектного моделирования.

При русловом генезисе коллектора наиболее лучшие результаты получают при применении объектного моделирования. Однако следует иметь в виду, что необходимо правильно настроить параметры моделируемых тел для согласованности алгоритма со скважинными данными. В связи с этим объектное моделирование применяется в большинстве случаев на разведочном этапе, когда месторождение разбурено редкой сеткой разведочных скважин.

Технология стохастического моделирования позволяет получить представительный набор реализаций, на основании которого можно оценить неопределенность в структурных, литологических и петрофизических построениях. По полу-

ченным статистическим характеристикам оцениваются достоверность геологической модели, возможные диапазоны разброса параметров модели, гистограммы распределения запасов, зоны повышенного риска бурения и др. [32].

В целом же, наиболее хорошие результаты получаются при комбинации различных алгоритмов при построении модели [100,101,104,106].

Несмотря на разнообразие методов и алгоритмов геологического моделирования, следует признать, что данная дисциплина нуждается в научно-методическом развитии, а также существует большое число задач, требующих нестандартных решений [28]. При построении литологической модели такой задачей является интерполяция дискретного параметра коллектора.

Задача построения таких 3D ГМ, которые учитывают весь объем геолого-геофизической и геолого-промысловой информации, неоднородной по качеству и масштабу и неравномерно распределенной по площади и разрезу, остается актуальной в настоящее время. «Также насущна задача усовершенствования методической базы создания ГМ с использованием различных видов знаний и геологических закономерностей» [19,31,98]. Наряду с использованием современных цифровых 3D-моделей, необходимо применять и методы оценки неоднородности, как отдельных продуктивных пластов, так и многопластовых сложных по своему строению объектов [6, 54,55, 69].

С целью наиболее точного прогнозирования формы и размеров природного резервуара УВ, а также построения адекватной соответствующей действительности 3D ГМ прежде всего необходимо изучение процесса осадконакопления и тектонического развития изучаемого участка (концептуальная модель) [34, 105]. «Адекватно построенная седиментологическая модель обладает хорошим прогнозным потенциалом, позволяя создать наиболее точную трехмерную геологическую модель даже в условиях ограниченного набора данных области продуктивности» [49].

Достоверную картину детального геологического строения месторождения нельзя получить без комплексирования всего имеющегося материала.

Адекватность геологических моделей определяется по их способности обеспечивать достаточно точный прогноз. Недостатки моделей, используемых в практике, зачастую связаны с несовершенством методики их построения. Для эффективного управления разработкой месторождения требуется высокая детализация, поэтому традиционные геологические модели, построенные на исходных данных без анализа и комплексирования исходного материала, становятся практически непригодны.

1.3 Концептуальная геологическая модель

Геологическая модель отражает особенности строения месторождения и распределения УВ с учетом истории геологического развития исследуемого района и происходивших процессов осадконакопления. Эффективность решения любой геологической задачи в существенной степени определяется адекватностью модели соответствующего используемого объекта, так как на основе трехмерной геологической модели можно прогнозировать свойства пород-коллекторов, неоднородности строения продуктивных пластов и проектировать оптимальную систему разработки.

Основная проблема, которая возникает при изучении геологического строения месторождений, состоит, в существенном недостатке эмпирических данных и в дискретности геолого-геофизической информации, а также в ее различии по точности, масштабу и степени охвата изучаемого объекта. В связи с этим, актуальной является задача построения 3D ГМ, которые учитывают весь объем геолого-геофизической и геолого-промысловой информации, в свою очередь являющейся неоднородной по качеству и масштабу, а также неравномерно распределенной по площади и разрезу [31].

Таким образом, при создании трехмерной геологической модели (ГМ) должна использоваться не только вся прямая геолого-геофизическая и геолого-промысловая информация, но и все виды априорной информации. Привлечение косвенной информации требует статистического анализа различных парамет-

ров [25]. Использование априорной информации для расчетов при создании ГМ возможно только после формализации геологических закономерностей. И, тем не менее, не смотря на достаточно большие объемы различных видов геологических данных, используемых при построении ГМ, многие геологические задачи являются некорректными, так как имеют бесчисленное множество решений. В данных условиях задачей является создание модели, в которой согласованы все виды информации, на которой она основывается, и описании различных неоднородностей. Как правило, именно неоднородности представляют основной интерес при решении геологических задач. Также для проверки прогностических свойств моделей необходимо проводить внешнюю проверку.

Как показывает практический опыт, одним из наиболее важных видов косвенной информации является концептуальная модель изучаемого объекта. Концептуальная модель – это модель, представленная перечнем взаимосвязанных понятий, используемых для описания и определяющих смысловую структуру рассматриваемого объекта.

«Концептуальная геологическая модель (КГМ) – это приближенное представление об изучаемом объекте, в котором увязан весь комплекс накопленных знаний о нем. КГМ отражает представления о стратиграфии, тектонике, седиментации отложений, их морфологии и закономерностях их пространственного изменения пород с учетом постседиментационного преобразования» [32].

КГМ является основой для построения трехмерной геологической модели. Трудно переоценить теоретическое и практическое значение концептуальной модели при геологическом моделировании в условиях высокой неопределенности геологического строения пластов, которая присуща большинству месторождений УВ.

«Знание седиментологического и тектонического строения месторождения позволяет обосновать методику геологического моделирования и уменьшить число итераций при создании 3D ГМ, а также добиться наибольшей возможной точности». [24, 51, 74].

Выводы:

Развитие технологий и методик построения трехмерных геологических моделей связано в первую очередь с усложнением геологического строения изучаемых залежей, увеличением объема используемой геолого-геофизической и промысловой информации, а также необходимостью моделирования неоднородного строения коллектора [43]. Вместе с тем, ощущается нехватка алгоритмической базы и методических рекомендаций в области трехмерного геологического моделирования.

Использование 3D ГМ внесло значительные улучшения в проектирование месторождений. Например, увеличился диапазон прогнозных сценариев, которые позволяют расширить выбор проектных решений. Но как показывает опыт, основная задача – повышение точности результатов – остается не до конца решенной. В настоящее время имеется большое количество исследовательских работ, которое значительно увеличивается с каждым годом. Однако главный недостаток – значительное расхождение фактических и расчетных технологических показателей – остается. Иными словами, например, по-прежнему происходит отклонение фактической динамики добычи от проектной [53,86].

Таким образом, актуальным остается усовершенствование методик построения 3D ГМ с целью детализации и уточнения геологического строения изучаемых объектов для последующего использования данной информации в проектировании разработки месторождений углеводородов.

2. ПОСТРОЕНИЕ КОНЦЕПТУАЛЬНОЙ СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДУЛИСЬМИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ДАННЫХ КЕРНА, ГИС И СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

К настоящему времени накоплен значительный фактический материал, анализ которого позволяет создать детальную концептуальную геологическую модель отложений ярактинского горизонта на территории Дулисьминского лицензионного участка (ЛУ).

2.1 Общие сведения о Дулисьминском месторождении

Объектом исследований в данной работе является территория Дулисьминского ЛУ.

В 1983 г. в пределах данного ЛУ открыто одноименное нефтегазоконденсатное (НГК) месторождение.

Дулисьминское НГК месторождение расположено на территории Киренского района Иркутской области, является многокупольным и многопластовым [78]. По физико-географическому положению Дулисьминское месторождение расположено в южной части Приленской плоской возвышенности и представляет собой сильно залесенную полого – волнистую равнину, расчлененную речными долинами. Абсолютные высоты водораздельных поверхностей изменяются от 450 до 673 м.

Первооткрывательницей месторождения является скв. № 2, пробуренная на Дулисьминском поднятии, в которой при опробовании терригенных отложений мотской свиты нижнего кембрия получены промышленные притоки нефти и газа.

По запасам месторождение оценено как крупное.

2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

В пределах рассматриваемого участка осадочный чехол представлен отложениями верхнерифейский эротеми и вендской, кембрийской, юрской, ордо-

викской и четвертичной системами, залегающих на протерозойском кристаллическом фундаменте. Отложения осадочного комплекса вскрыты общей толщиной около 3200 м.

В представленной работе приведена краткая характеристика только отложений вендской системы, так как продуктивные пласты I и II мотской свиты являются объектом исследования.

ВЕРХНЕПРОТЕРОЗОЙСКАЯ ЭОНОТЕМА – PR₂

ВЕНДСКАЯ СИСТЕМА – V

В соответствии с Решениями IV межведомственного стратиграфического совещания в верхнепротерозойских отложениях внутренних районов Сибирской платформы выделяют три региональных стратиграфических горизонта: непский, тирский, даниловский (рис. 2.1) [72].

Одним из основных решений Четвертого межведомственного регионального стратиграфического совещания был перевод мотской свиты в ранг серии и введение вместо нее ряда новых стратиграфических подразделений. Соответствие подсвит мотской свиты, принятых на Дулисьминском месторождении, стратиграфическим подразделениям региональной стратиграфической схемы 1989 года показано в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Соответствия подсвит мотской свиты, принятых на Дулисьминском месторождении, стратиграфическим подразделениям региональной стратиграфической схемы 1989 года

Подсвиты мотской свиты	Стратиграфические подразделения схемы 1989 г.
Нижнемотская подсвита	Непская свита
	Тирская свита
Среднемотская подсвита	Катангская свита
Верхнемотская подсвита	Собинская свита
	Тэтэрская свита

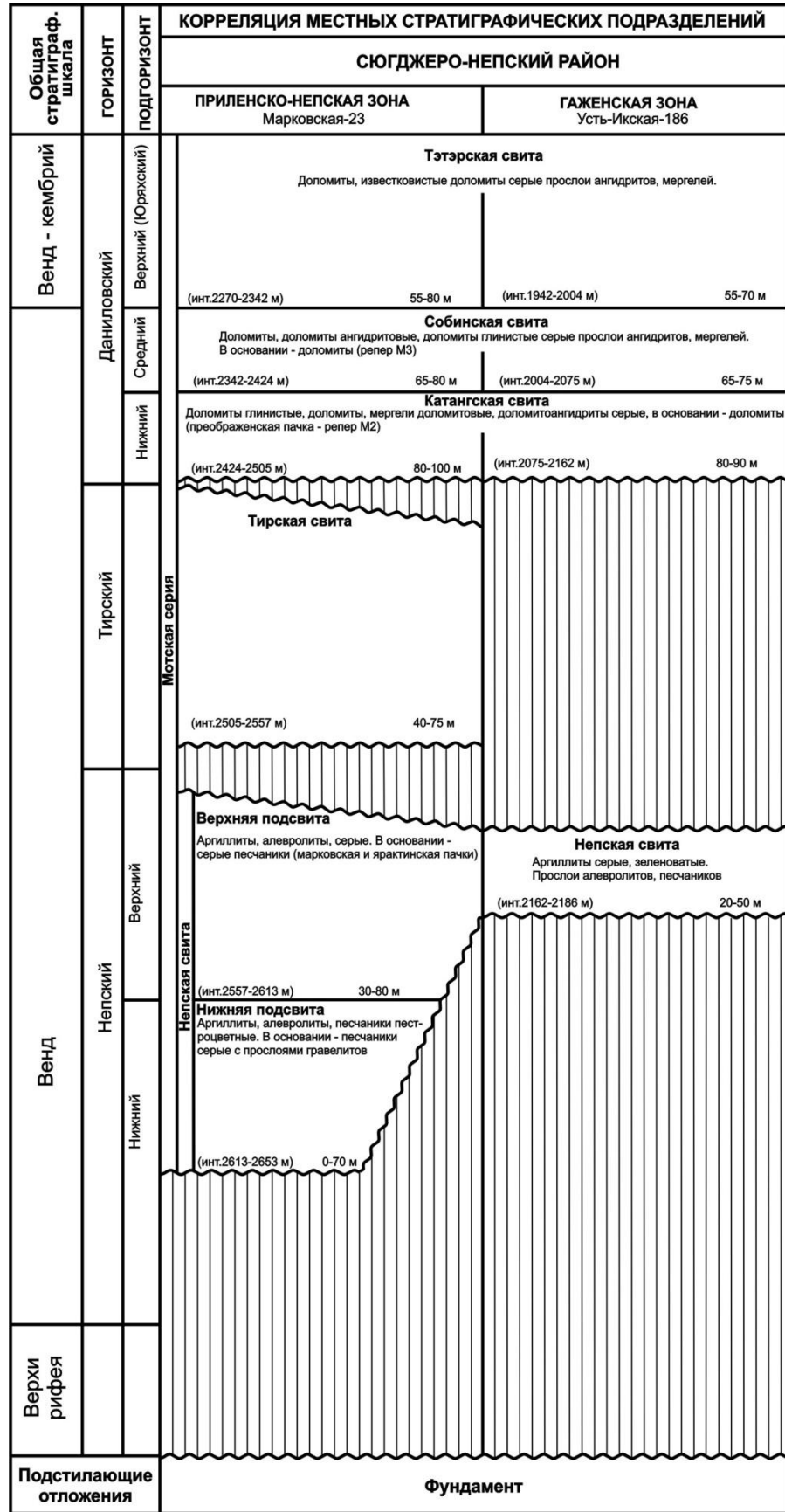


Рис. 2.1 – Стратиграфическая схема отложений венда района Дулисьминского ЛУ

В соответствии со схемой фациального районирования Дулисьминское месторождение находится в пределах Приленско-Непской зоны.

НЕПСКИЙ ГОРИЗОНТ

Непская свита – Vпер

Отложения непской свиты залегают с перерывом и стратиграфическим несогласием на породах кристаллического фундамента. В составе ее выделяют две толщи: нижняя – терригенная и верхняя – терригенно – сульфатно – карбонатная. Литологический разрез их изменчив. Базальная часть отложений представлена песчаниками. Песчаники кварцевые, серые полевошпатово – кварцевые, темно – и светло – коричневато – серые разномерные, от мелко – до крупномерных и гравелитистых с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов.

На изучаемой территории в объеме песчаников выделен ярактинский продуктивный горизонт. Его толщина изменяется от нуля в скв. №206М до 50 – 60 м в скв. №№ 31, 40. Уменьшение толщины песчаников отмечается в северо-западном направлении к палеосводу до ее полного отсутствия в скв. №206М. В восточной части участка во всех скважинах, кроме скв. №№ 11 и 31, горизонт разделен алевро – глинистыми породами на два пласта: I ярактинский – верхний и II ярактинский – нижний. Увеличение толщины пласта отмечается в восточном и юго-восточном направлениях. Песчаники II пласта плохо отсортированы и имеют более крупную зернистость, в них часто присутствуют ритмичные переслаивания аргиллитов. В целом по площади содержание песчаников в разрезе горизонта достаточно высокое (80 – 100%). К линии замещения пласта I, на севере, северо – востоке, востоке и юго – востоке площади оно уменьшается до 55 – 47%, к Аянской площади до 51 – 34%. По ГИС породы пласта II характеризуются средними дифференцированными значениями КС, ГК, АК, пониженными НГК; пласт I – низкими значениями ГК, повышенными и средними КС, АК, дифференцированными МБК, БК.

В центральной части площади песчаники пласта I «врезаются» в нижележащие отложения вплоть до полного размыва пласта II. Толщина ярактинского горизонта в этой части составляет от 25 до 30 м. Кроме этого, в центральной части площади присутствуют зоны выступа фундамента, где пласт II не накапливался, общая толщина здесь уменьшается до 15-17 м (скв. №№ 33, 4 и др.).

2.3 Тектоническое строение

Дулисьминское нефтегазоконденсатное месторождения расположено в Катангском районе Иркутской области. Оно относится к южному моноклиналильному склону Непско-Ботуобинской антеклизы (рис. 2.2).

В разрезе осадочного чехла выделяются три основных структурных комплекса:

- подсолевой (мотская свита и нижняя часть усольской до осинского горизонта включительно);
- соленосный (усольская свита выше осинского горизонта до литвинцевской свиты включительно);
- надсолевой (верхоленская свита и перекрывающие отложения ордовика).

С тектонической точки зрения данный ЛУ характеризуется несоответствием структурных поверхностей осадочных комплексов. В пределах исследуемой территории зачастую наблюдаются проявления галокинеза, траппового магматизма и надвиговой тектоники.

Структурный план подсолевых отложений, ярактинский горизонт, относительно слабо дислоцирован. По волновому полю на участке исследований уверенно выделяются тектонические блоки, разделенные нарушениями преимущественно северо-восточного простирания.

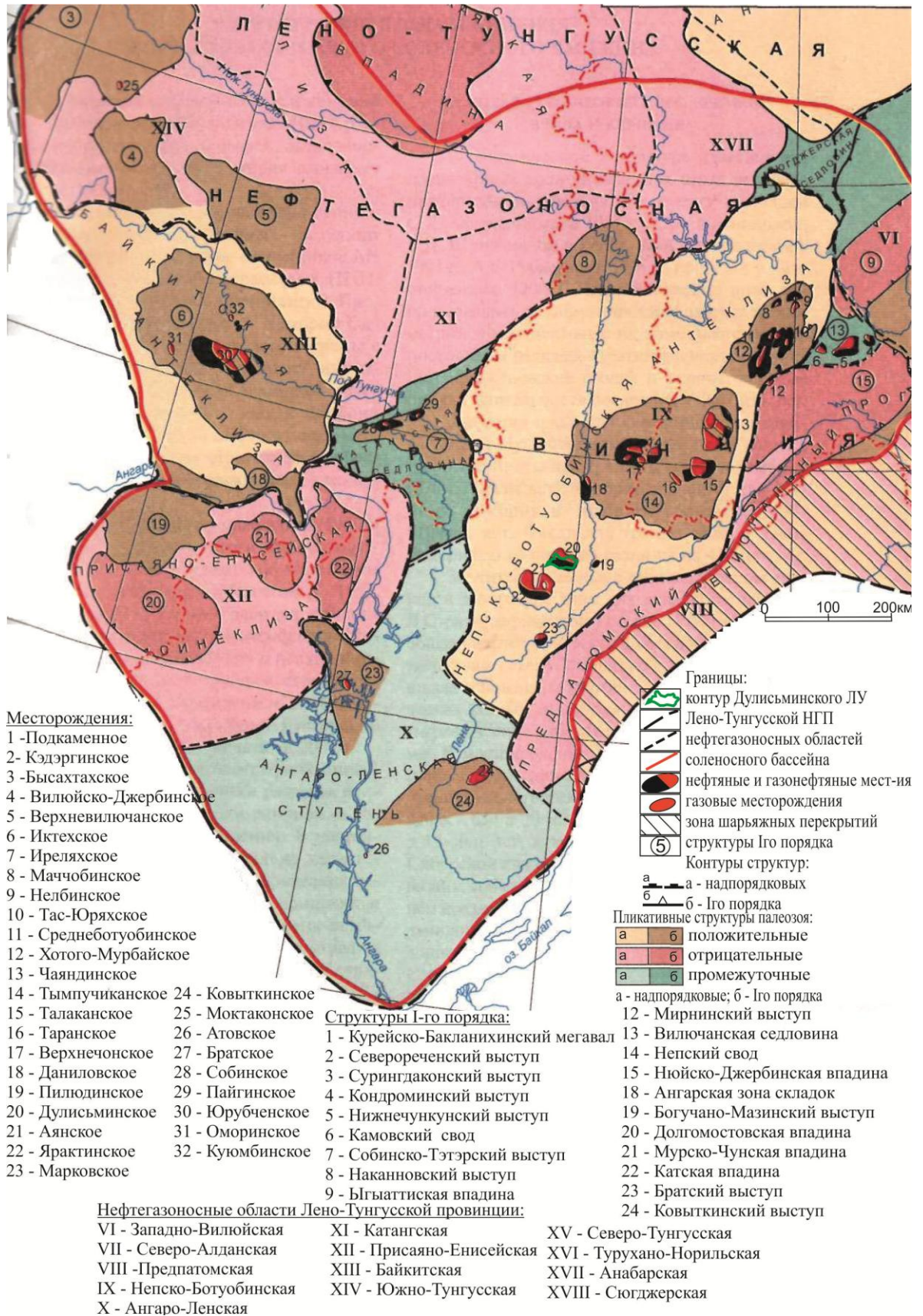


Рис. 2.2 - Фрагмент тектонической карты нефтегазоносных провинций Сибирской платформы по Старосельцеву В.С [83].

На фоне субмеридионального моноклиального погружения слоев в южном направлении выделяется несколько зон малоамплитудных нарушений (до 20 м), приуроченных к эрозионным выступам кристаллического фундамента (район скв. № 903). По кровле мотской свиты данные структуры практически уже сnivelированы. Для подсолевых горизонтов характерно соответствие структурных планов.

Отличительным фактором, осложняющим строение усольской свиты и подошвы соленосного комплекса на всей площади Дулисьминского месторождения, является пластовая интрузия долеритов. «Надосинский силл» прослеживается уверенно по данным бурения, ГИС и сейсморазведки, протягивается вдоль длинной оси Непско-Ботуобинской антеклизы более чем на 400 км при ширине 50-100 км и площадью 30 тыс. км². Севернее Дулисьминского участка силл переходит на более высокие стратиграфические уровни [94].

2.4 Условия осадконакопления

На Дулисьминском НГК месторождении нефтегазоносными являются отложения венда (пласты I и II ярактинского горизонта) и венд-нижнекембрийские (усть-кутский горизонт, пласты Б₃ и Б₅).

По ярактинскому горизонту нижнемотской подсвиты ($V_{1-2} mt_1$) произведена палеорекострукция обстановок осадконакопления путем генетической интерпретации условий формирования коллекторов с использованием керновых данных, гранулометрического анализа, структурно-генетического анализа и результатами обработки данных ГИС (по методикам В.С. Муромцева и Л.С. Черновой) [63, 89, 90, 91].

Нижневендские отложения на территории юга Сибирской платформы сформировались 650-680 ± 20 млн. лет назад. В течении 200 млн. лет до формирования отложений был длительный период мощных оледенений, начиная с 750 млн. лет назад, а также значительный перерыв в осадконакоплении.

Согласно исследованиям Коновальцевой Е.С. [47], в северо-восточной – наиболее повышенной - части Непско–Ботуобинской антеклизы в основании осадочного чехла выявлены базальные «пудинговые» конгломераты, структурно-текстурные характеристики которых обозначили признаки существования ледникового генезиса.

На рис. 2.3 представлена обзорная схема расположения максимума ледниковых отложений. В течение вендского времени ледник постепенно отступал в северном направлении, об этом свидетельствует присутствие монарцита в породах фундамента. Так же наблюдается смещение его максимума по данным радиоактивности в северном направлении, что говорит о перемещении ледника в северную часть антеклизы (по материалам Коновальцевой Е. С.) [47] (рис. 2.4).

Наблюдаемые в настоящее время на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы моренные отложения являются реликтами ледникового рельефа.

В процессе смещения в северном направлении ледник производил большую экзарационную, транспортную, а также аккумулятивную работу. В результате таяния ледника по всей территории Непско-Ботуобинской антеклизы формировались области осадконакопления, вследствие этого образовался контрастный постледниковый рельеф.

Гравийные отложения делювия формировались в области таяния ледников на северо-западе Непско-Ботуобинской антеклизы. Делювий обрамлен пролювиальной зоной и сгружался благодаря временным потокам в юго-восточную зону антеклизы.

В районе Даниловского, Дулисьминского, Аянского и Ярактинского месторождений в юго-восточном направлении основная часть осадочного материала переносилась в виде конусов выноса.

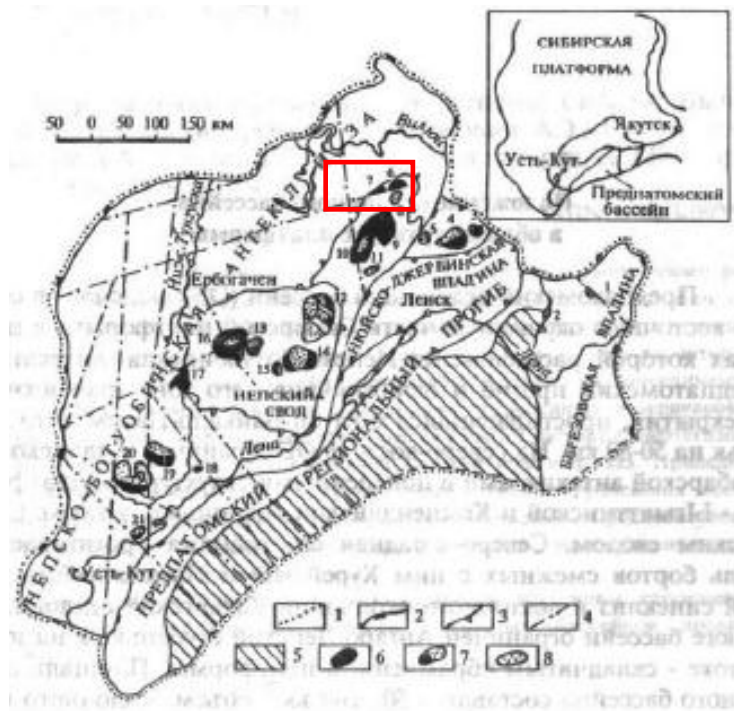


Рис. 2.3 – Обзорная схема Предпатомского осадочного бассейна:

1 – граница осадочного бассейна; 2,3 – контуры пликативных структур платформенного чехла; 4 – основные региональные разломы; 5 – зона шарьяжных перекрытий; 6,7,8 месторождения (Конторович А. Э.) [48];

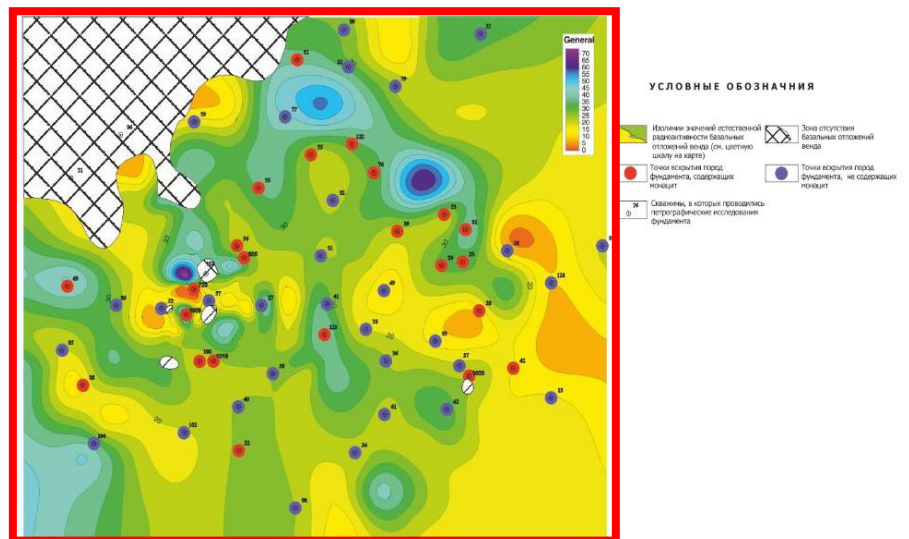


Рис. 2.4 – Схема сопоставления значений естественной радиоактивности базальных отложений раннего венда и наличия монацита в подстилающих породах фундамента северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы (по данным Л.П. Поповой) [95]

Временные водные потоки развивали большие скорости и несли значительные массы воды, а также осуществляли транспортировку продуктов разрушения различных породных ассоциаций. Скорость потоков уменьшалась после уменьшения количества воды, и эрозионные русла заполнялись осадками.

После длительного перерыва, начинающегося с рифейского времени, на всей территории месторождения в хаотичном порядке стали проявляться временные пролювиально-делювиальные потоки. Множество потоков, соединяясь в единые каналы, формировали мощные конусы выноса, разрушающие кору выветривания, до пород фундамента. Потоки устремлялись в зону мелководья и перекрывались нижневендской трансгрессией, наступающей с юго-востока.

Актуалистический пример постледникового ландшафта представлен на рис. 2.5.



Рис. 2.5 – Модель постледникового ландшафта

Тектонические движения плит, трансгрессивно-регрессионная деятельность морского бассейна и пролювиально-делювиальные потоки оказывали большое воздействие на осаждение материала. Длительная трансгрессия пере-

крыла отложения аллювиальных фаций и фаций конусов выноса мощными алевритоглинистыми отложениями с чередованием сульфатных и карбонатных прослоев мелководного шельфа берегового склона с распространенными конусами выноса.

Территория Дулисьминского ЛУ к позднепепскому времени уже была полностью подвергнута трансгрессии (рис. 2.6) [35,36].

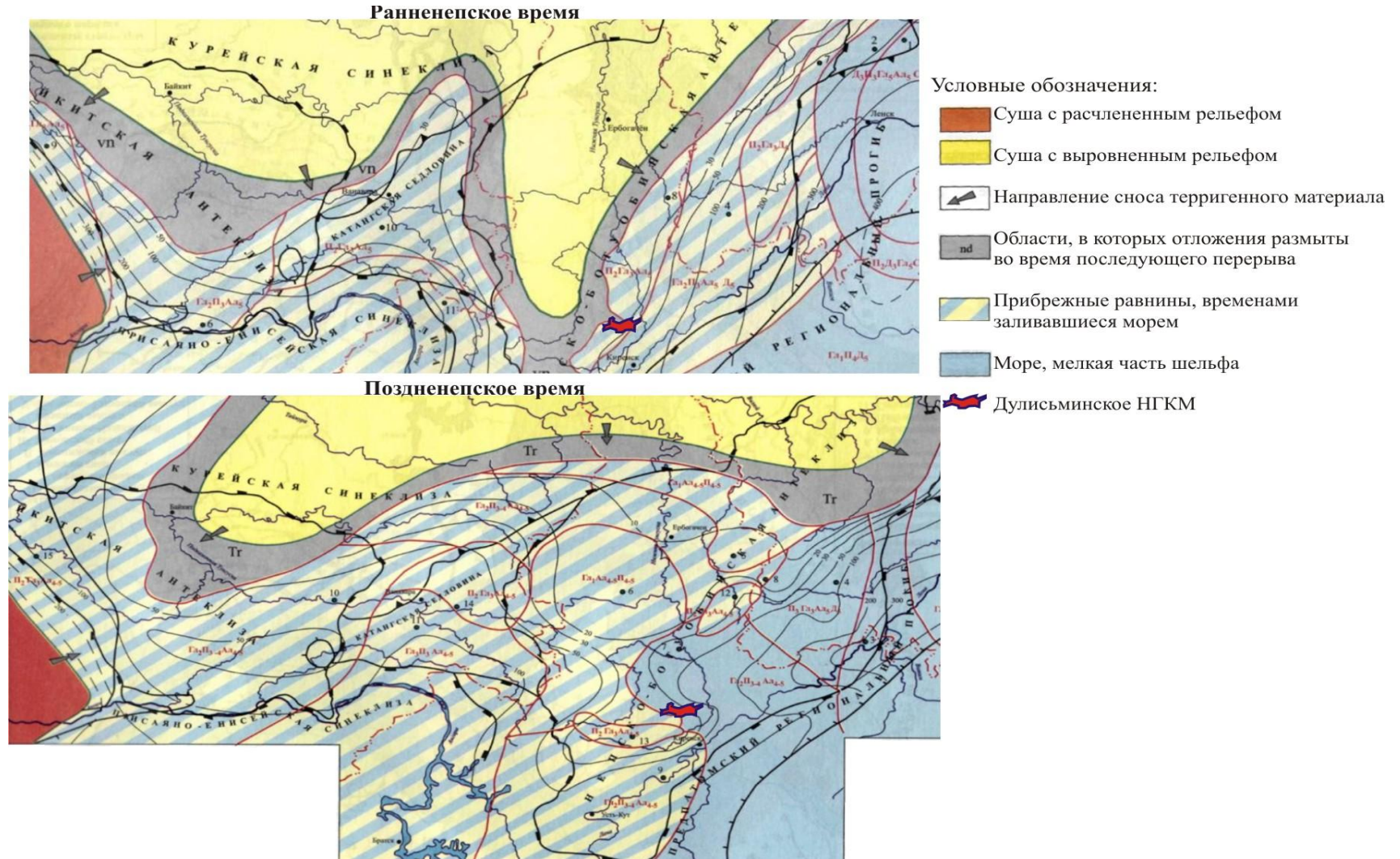


Рис. 2.6 – Литолого-палеогеографическая карта центральных районов Сибирской платформы. Венд. Непское время [94]

Таким образом, во время накопления осадков верхней части ярактинского горизонта на территории изучаемого месторождения преобладала прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем (рис 2.7) [35, 36].

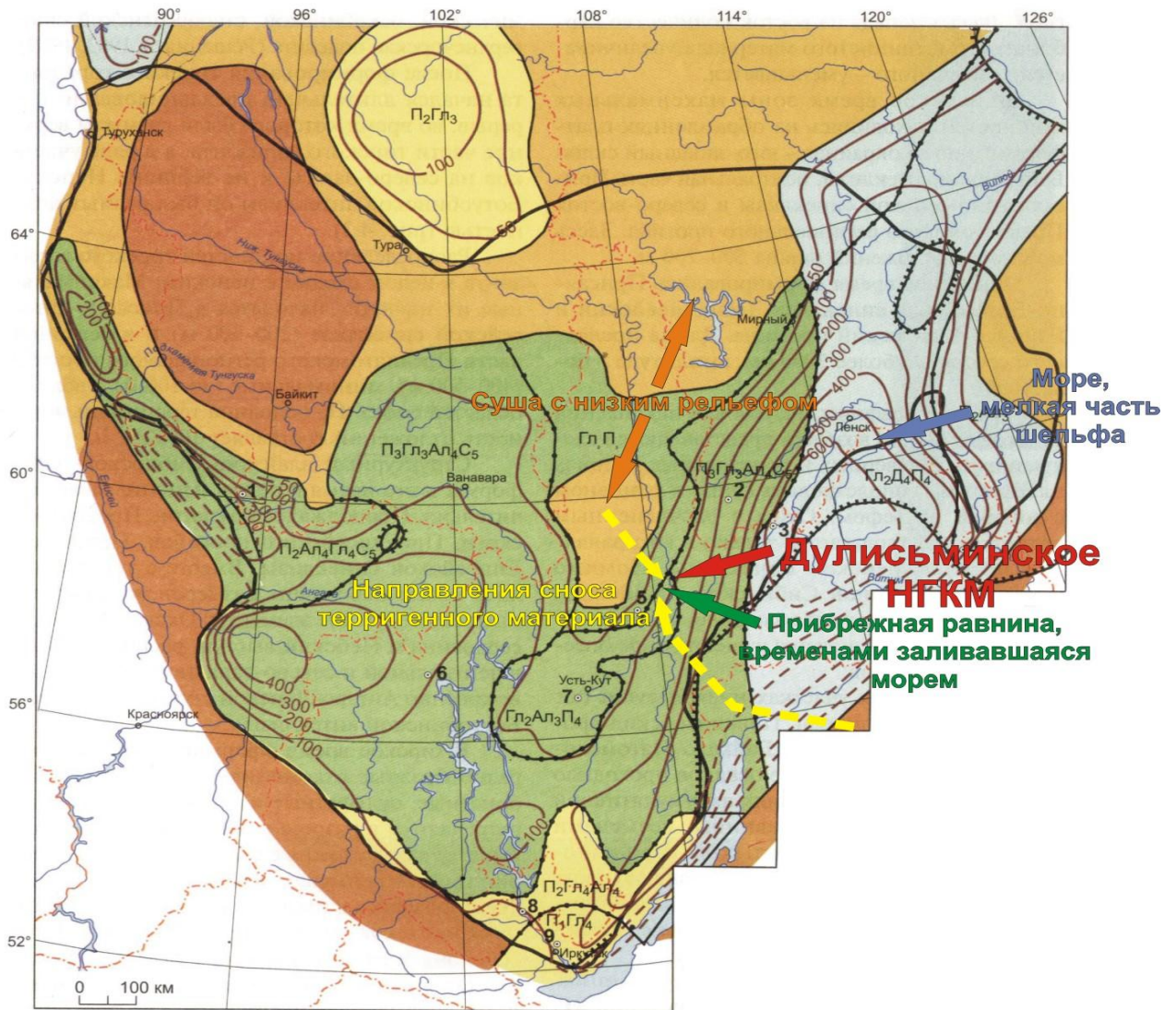


Рис. 2.7 - Литолого-палеогеографическая карта юга Сибирской платформы. Венд. Время формирования терригенной части нижнемотской подсвиты [60]

2.5 Корреляция разрезов скважин ярактинского горизонта

На первом этапе для качественного построения 3D ГМ необходимо выполнение детальной корреляции продуктивных пластов с целью создания структурного каркаса с учетом седиментационной цикличности отложений,

слагающих пласт. Иначе нарезка слоев и распространение свойств в межскважинном пространстве могут быть выполнены некорректно [33].

Для корреляции нижних отложений ярактинского горизонта совместно с Александровым В.М выделены следующие региональные реперы: кровля мотской свиты (M_2), кровля терригенной толщи нижнемотской свиты (M_{2t}), кора выветривания и кровлю фундамента (рис. 2.8).

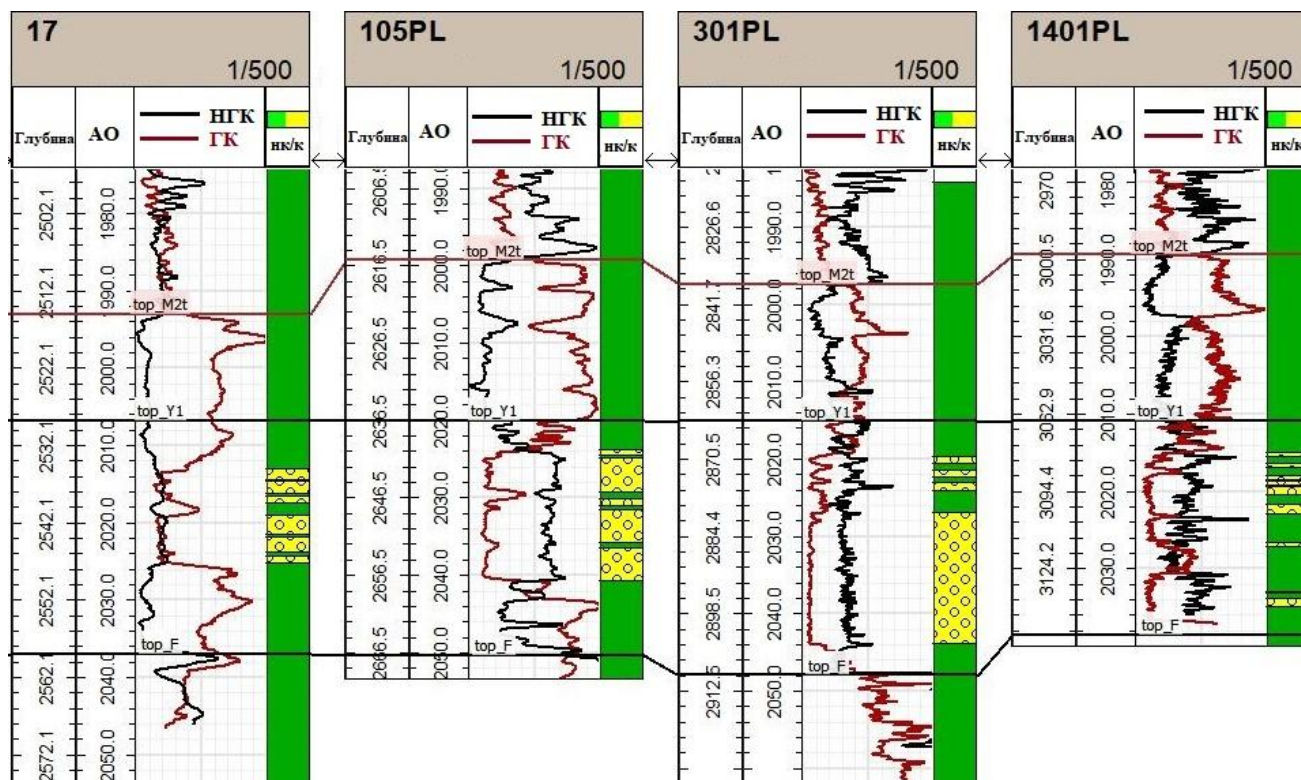


Рис. 2.8 – Схема корреляции скважин. Ярактинский горизонт

Для корреляции пластов I и II ярактинского горизонта в качестве верхнего репера использовалась кровля терригенной толщи M_{2t} , выделяемая по резкому увеличению естественной радиоактивности пород и снижению показателей нейтронных методов. Нижним репером служила кровля фундамента, выделяемая по резкому увеличению всех показателей по разрезу скважины.

Кровля M_{2t} изменяется с глубины от 2406,4 м (а.о. -1956,9 м) в скв. №23 до глубины 3266,8 м (а.о. -1993,5 м) в скв. №903PL2.

Кровля фундамента изменяется с глубины от 2457,3 м (а.о. -1991,0 м) в скв. №25 до глубины 3332,5 м (а.о. -2054,2 м) в скв. №307. В районе скв. №4

фиксируется выступ фундамента, где отложения коры выветривания отсутствуют.

Практически во всех скважинах фиксируется кора выветривания по положительному приращению естественной радиоактивности и уменьшению нейтронных методов, что характерно для метаморфизированных пород – плагиоклазов и гранитоидов. Кровля коры выветривания изменяется с глубины от 2452,2 м (а.о. -1985,9 м) в скв. №25 до глубины 3323,1 м (а.о. -2047,3 м) в скв. №307. Минимальная толщина коры выветривания зафиксирована в скв. №48М (1,3 м), максимальная - в скв. №47М (14,4 м). Средняя толщина коры выветривания составляет 5,3 м.

Кровля I ярактинского пласта изменяется с глубины от 2421,9 м (а.о. -1972,4 м) в скв. №23 до глубины 3300,2 м (а.о. -2008,3 м) в скв. №903PL2.

Отложения II ярактинского пласта отсутствуют в районах выступа фундамента, что обусловлено спецификой обстановки осадконакопления.

В восточной части между I и II ярактинскими пластами четко прослеживается глинистая перемычка, разделяющая их на два самостоятельных объекта. Толщина перемычки варьирует от 5 до 20 м, в центральной части II пласт ярактинского горизонта переходит в неколлектор и глинистая перемычка не фиксируется.

2.6 Нефтегазоносность

Непско-Ботуобинская область является одной из важных территорий по запасам нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Продуктивный разрез Дулисьминского месторождения приурочен к различным возрастным интервалам и известен во всех стратиграфических подразделениях как венд (V) и нижний кембрий (€1). Промышленная нефтеносность установлена в ярактинском продуктивном горизонте (пласты I и II) верхненепского подгоризонта, а также в усть-кутском продуктивном горизонте (пласты Б3 и Б5) тэтэрской свиты даниловского горизонта.

Продуктивные пласты I и II ярактинского горизонта относятся к терригенному комплексу венда и представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов различной степени зернистости, залегают в основном на коре выветривания фундамента за исключением нескольких скважин (1М, 45 и др.), где отложения ярактинского горизонта залегают непосредственно на кристаллическом фундаменте.

В ярактинском горизонте выделено 5 неантиклинальных залежей, ограниченных литологическими и тектоническими экранами (рис.2.9):

- Пласт I, залежь в районе скважины №45М (газонасыщенная линза),
- Пласт I, залежь в районе скважины №30 (нефтегазоконденсатная залежь)
- Пласт II, залежь в районе скважины №30 (газонасыщенная линза)
- Пласты I+II, центральный блок
- Пласты I+II, восточный блок

Пласт I ярактинского горизонта

В настоящей работе в отложениях пласта I автором выявлено две залежи – одна газонасыщенная линза в районе скважины №45М и одна газонефтеконденсатная в районе скважины №30, которая ранее входила в состав основной залежи.

Пласт I. Залежь в районе скв. №45 М.

Залежь полностью газонасыщенная, по типу строения частично литологически экранированная, с восточной стороны - тектонически экранированная.

В предыдущих утвержденных работах залежь была полностью литологически экранированная, газонасыщенная. В настоящей работе выделенные автором дизъюнктивные нарушения позволили уточнить восточную границу.

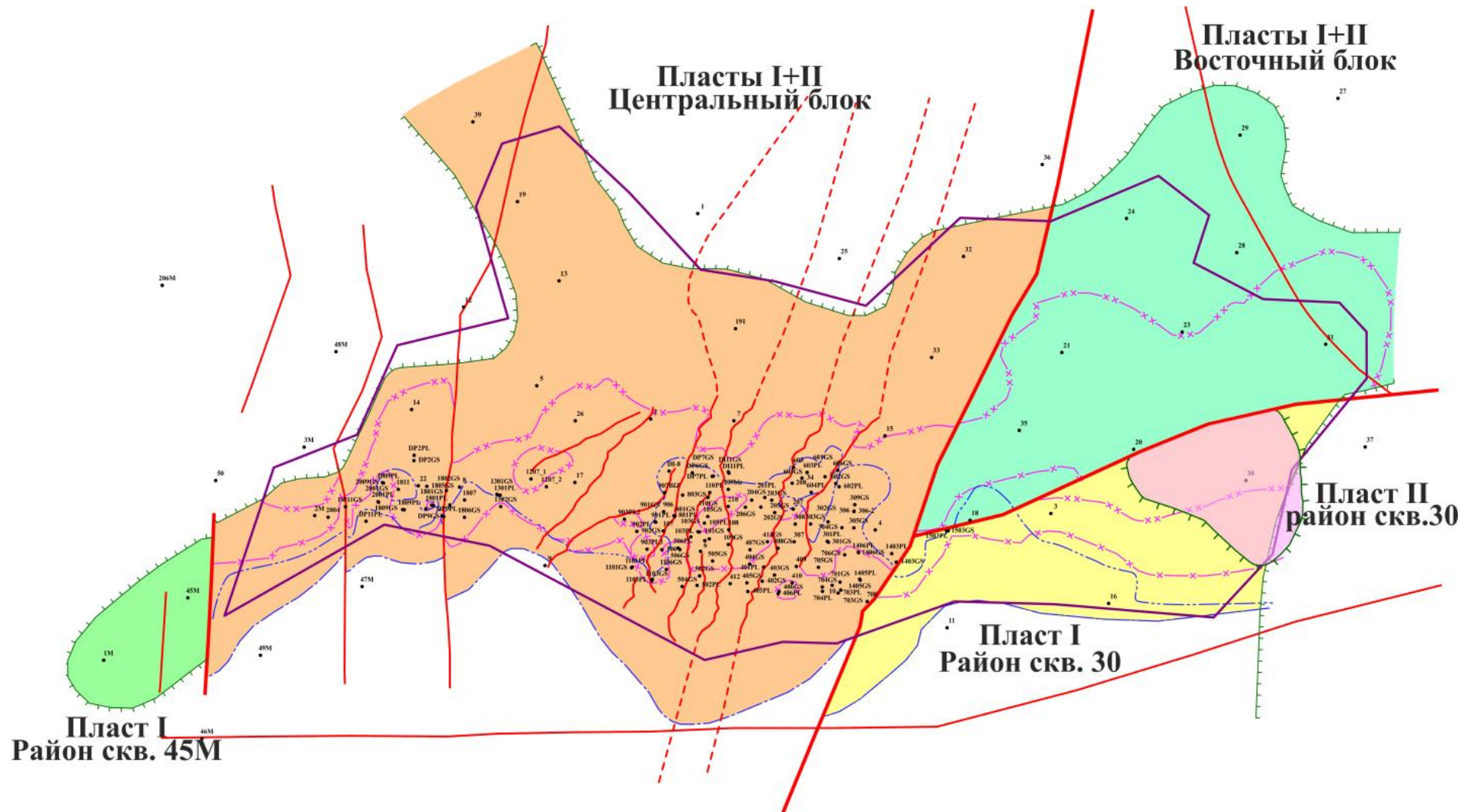


Рис. 2.9 - Схема расположения залежей ярактинского горизонта

В контуре залежи пробурено две скважины: поисковая – №1М и разведочная №45М. Размеры линзы составляют $7,4 \times 4,3$ км. По результатам комплексной интерпретации данных ГИС эффективная газонасыщенная толщина составляет 3 м (скв. №45М). Коэффициент песчанистости пласта составляет 0,2 коэффициент расчлененности – 3 ед.

Пласт I. Залежь в районе скв. №30.

Залежь нефтегазоконденсатная, тектонически экранированная. Вскрыта шестью скважинами (одной горизонтальной скважиной).

Уровень ГНК по залежи принят условно по аналогии с соседней залежью Центрального блока пластов I+II на а.о. 2019 м. Уровень ВНК принят по середине расстояния подошвы нефтенасыщенного коллектора скважины №3 и кровли водонасыщенного коллектора скважины 11 на а.о. 2034 м. Наличие нефтяной оторочки залежи подтверждает работа скважины №1503ГС.

По результатам комплексной интерпретации данных ГИС суммарная эффективная толщина в среднем составляет 7 м. Газонасыщенная толщина по скважинам варьирует от 1,5 м (скв. №3) до 4,7 м (скв. №30), в среднем составляя 3 м. Нефтенасыщенная толщина по скважинам варьирует от 3,7 м (скв. №3) до 16,3 м (скв. №1503PL), в среднем составляя 4,7 м. Среднее значение коэффициента расчлененности составляет 4,5 ед., коэффициента песчанистости 0,19 д.ед.

Пласт II ярактинского горизонта

Ранее по пласту II выделялось две залежи северная – в районе скважины №31 и южная – в районе скважины №30. В настоящей работе автором в районе скважине №31 предполагается наличие гидродинамической связи пластов I и II, и залежь по пласту II отдельно не выделяется.

Таким образом, в отложениях пласта II выявлена одна газонасыщенная линза в районе скважины №30. Залежь полностью газонасыщенная. Представляет собой линзу, тектонически экранированную в северной части.

Размеры линзы составляют $7,8 \times 6,8$ км. По результатам комплексной интерпретации данных ГИС эффективная толщина в скважине составила 5,5 м. Коэффициент песчанистости пласта составляет 0,4, коэффициент расчлененности – 5 ед.

Пласты I+II ярактинского горизонта

Залежи центрального и восточного блока в настоящей работе проиндексированы как пласты I+II. В отложениях пластов I+II автором выявлено две залежи – центральный блок, который ранее входил в состав основной залежи пласта I и восточный блок, который объединил в себе северо-восточную часть основной залежи пласта I и северную залежь пласта II.

Пласты I+II. Центральный блок.

Залежь нефтегазоконденсатная с восточной и западной сторон тектонически экранированная: в северной части залежь ограничена линией замещения, в южной части – ВНК. При этом в районе скважины 39 предполагается распространение залежи за пределы изучаемой площади.

Залежь вскрыта 162 скважинами 69 составляют горизонтальные скважины). Большинство скважин, расположенных на данном участке, пробурено после 2014 года.

Обоснование ГНК и ВНК осуществлялось на основании данных разведочных и поисковых скважин, а также подтверждено вновь пробуренными эксплуатационными скважинами.

В пределах принятого контура нефтеносности размеры залежи составляют $35,3 \times 29,1$ км. По результатам комплексной интерпретации данных ГИС суммарная эффективная толщина пласта изменяется от 0,9 м (скв. №406GS) до 27,8 м (скв. №605) и в среднем составляет 7 м. Нефтенасыщенная толщина по скважинам варьирует от 0,5 м (скв. №305GS) до 17,3 м (скв. №34), в среднем составляя 5,8 м. Газонасыщенная изменяется от 0,3 (скв. №104GS) до 20,8 (скв. №7). Среднее значение коэффициента расчлененности составляет 4,1 ед., коэффициента песчанистости 0,44 д.ед.

Пласты I+II. Восточный блок. Залежь нефтегазоконденсатная с западной и южной сторон тектонически экранированная: в северной части залежь ограничена линией замещения. В восточной части в районе скважин 31, 40 предполагается распространение залежи за пределы изучаемой площади. Залежь вскрыта 11 скважинами.

Размеры залежи составляют $23,8 \times 13,9$ км. По результатам комплексной интерпретации данных ГИС суммарная эффективная толщина пласта по скважинам изменяется от 2 м (скв. №28) до 17,9 м (скв. №31) и в среднем составляет 9 м. Газонасыщенная толщина по скважинам варьирует от 1,8 м (скв. №20) до 11,6 м (скв. №24), в среднем составляя 5 м. Нефтенасыщенная толщина по скважинам варьирует от 2 м (скв. №35) до 11,6 м (скв. №18), в среднем составляя 3,2 м. Среднее значение коэффициента расчлененности составляет 7,1 ед., коэффициента песчаности 0,2 д.ед.

2.7 Литофациальный анализ отложений ярактинского горизонта

По особенностям условий формирования отложений ярактинского горизонта территорию Дулисьминского ЛУ условно можно разделить на три генетические зоны, которые можно идентифицировать географически: западную зоны более континентального генезиса, переходную центральную и более мористую восточную. Накопление осадков в данных районах происходило по разным «природным сценариям» и имело различные последствия.

Палеорекострукция ярактинского горизонта на Дулисьминском месторождении показана на рис. 2.10. На рис. 2.11 представлена зональная карта общих толщин ярактинского горизонта.

Анализ структурной карты по кровле фундамента показывает, что западная часть ЛУ приподнята относительно центральной. Таким образом весь осадочный материал, перенесенный временными потоками, осаждался и накапливался в центральной части месторождения. Активная гидродинамика, постепенно приходившая в результате южной и юго-восточной трансгрессии, пере-

рабатывала накопленный обломочный материал до средне-мелкозернистых фракций.

В центральной части изучаемого района в скважинах №№ 4, 15, 25, 33, 191, наблюдается выраженный выступ фундамента (амплитуда 15-20 м). Образовавшийся выступ послужил препятствием для распределения переносимого с северо-запада обломочного материала в восточную часть месторождения, а также объектом для сноса новых порций осадков. В результате сформировался мощный конус выноса общей толщиной более 32 м (рис. 2.12).

Центральная часть ЛУ является зоной переходной континентально-морской фации. О глубоком врезании песчаников в подстилающие отложения коры выветривания говорит их повсеместный контакт с породами фундамента. Данный факт позволяет установить эрозионные промоины, которые являются руслами временных водоемов.

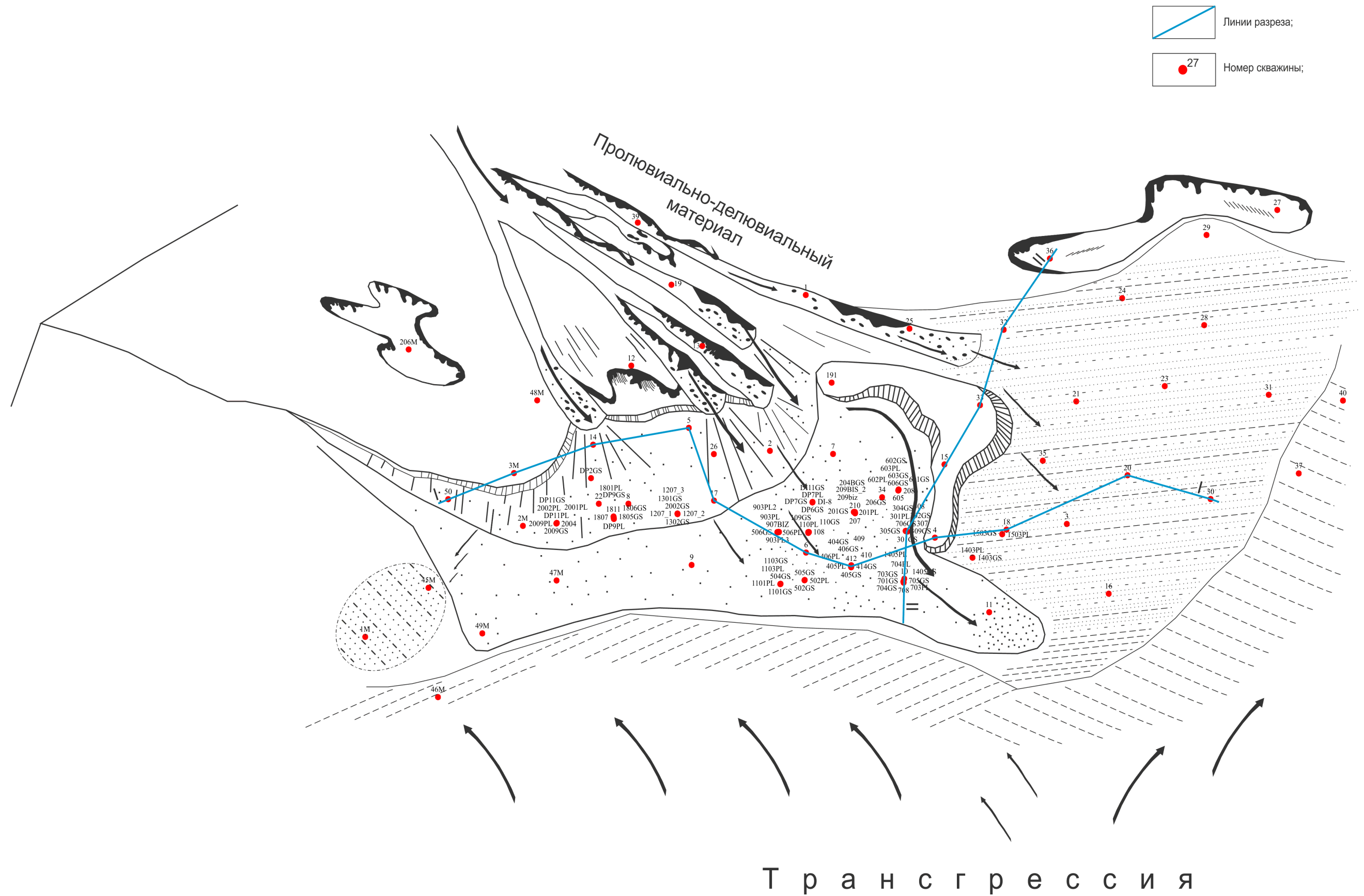


Рис. 2.10 – Палеорекострукция ярактинского горизонта на территории Дулисьминского месторождения

(В.М. Александров, Д.А. Казанская)

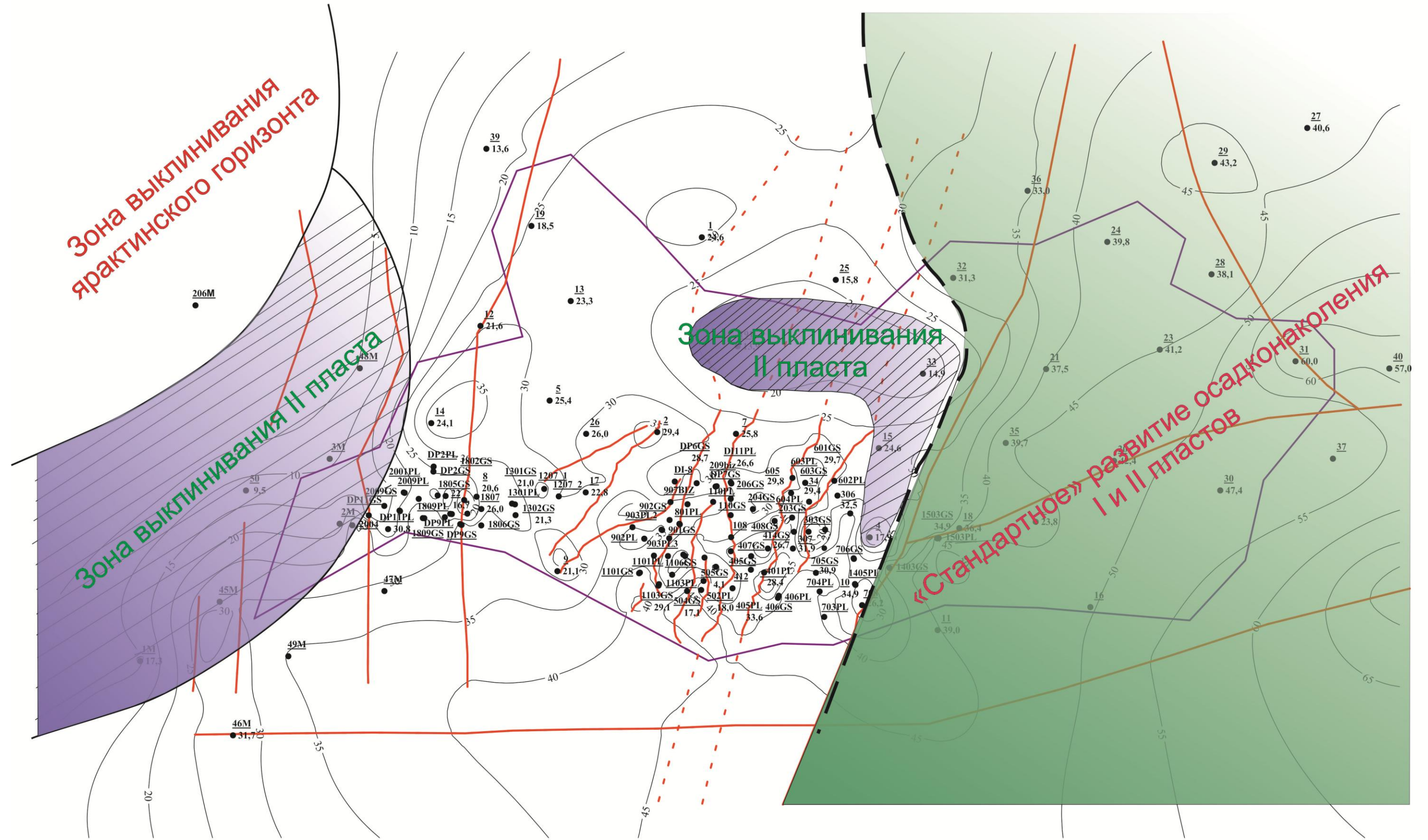


Рис. 2.11 – Зональная карта общих толщин ярактинского горизонта (Казанская Д.А.)

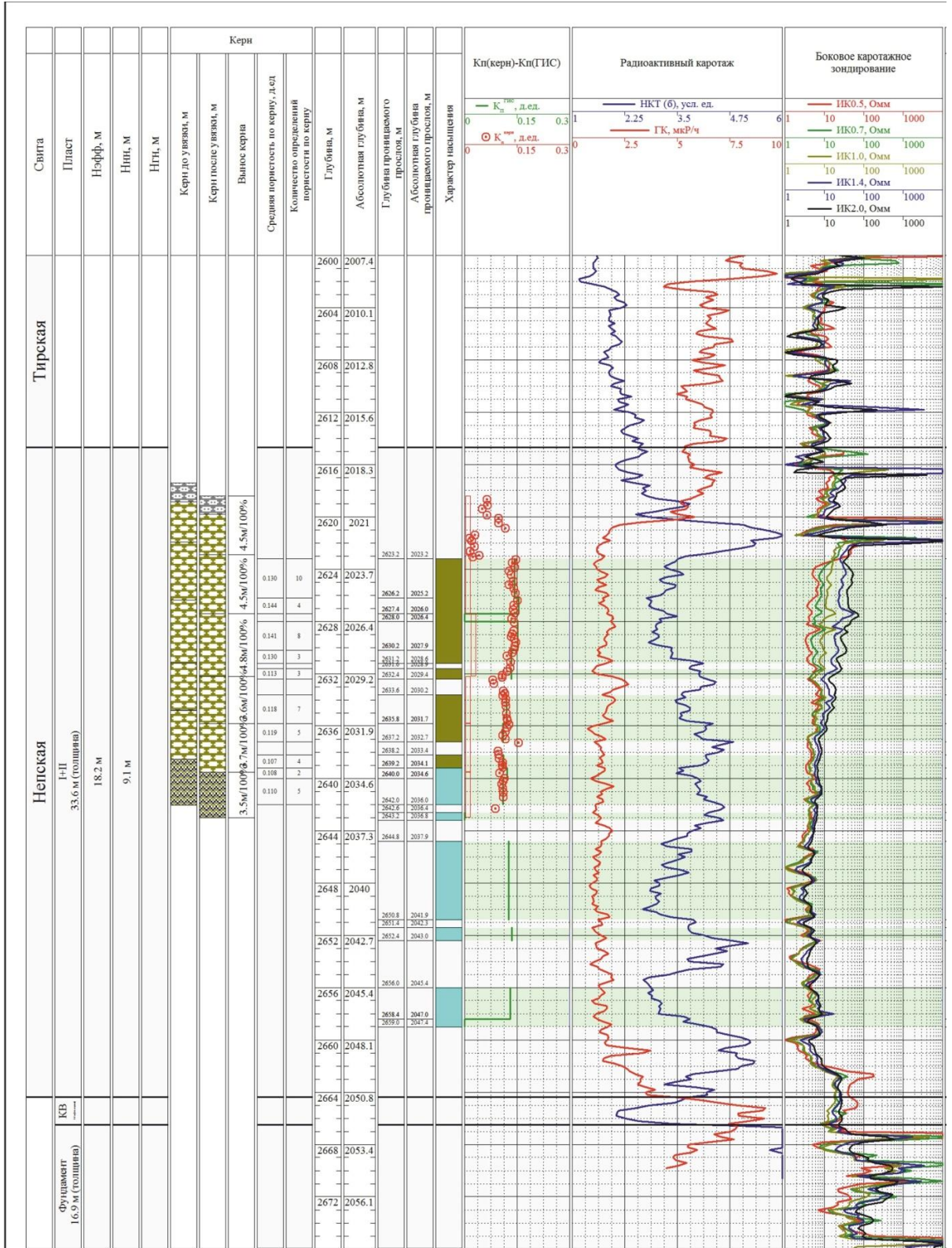


Рис. 2.12 – Геолого-геофизическая характеристика отложений ярактинского горизонта в скважине № 401 Дулисьминской площади

Изучение результатов гранулометрического анализа по 106 образцам керна ярактинского горизонта (скв. №№ 1801PL, 308, 105PL и 201PL, рис. 2.13) а также материалов ГИС по данным скважинам (формы диаграмм ГК и НГК) позволяет ассоциировать центральную область Дулисьминского ЛУ с «осадками пляжевых отмелей, конечной надводной и начальной подводной дельтовой равнины, а также дельтового склона» [52].

По построенной диаграмме К.К. Гостинцева [62], изображенной на рис.2.13, можно сделать вывод, что формирование отложений в районе скв. №201 и №105 происходило в фациальных обстановках широких участков устьев рек, мелководье, речных плесах и в области осадков рек и пойм [35, 36].

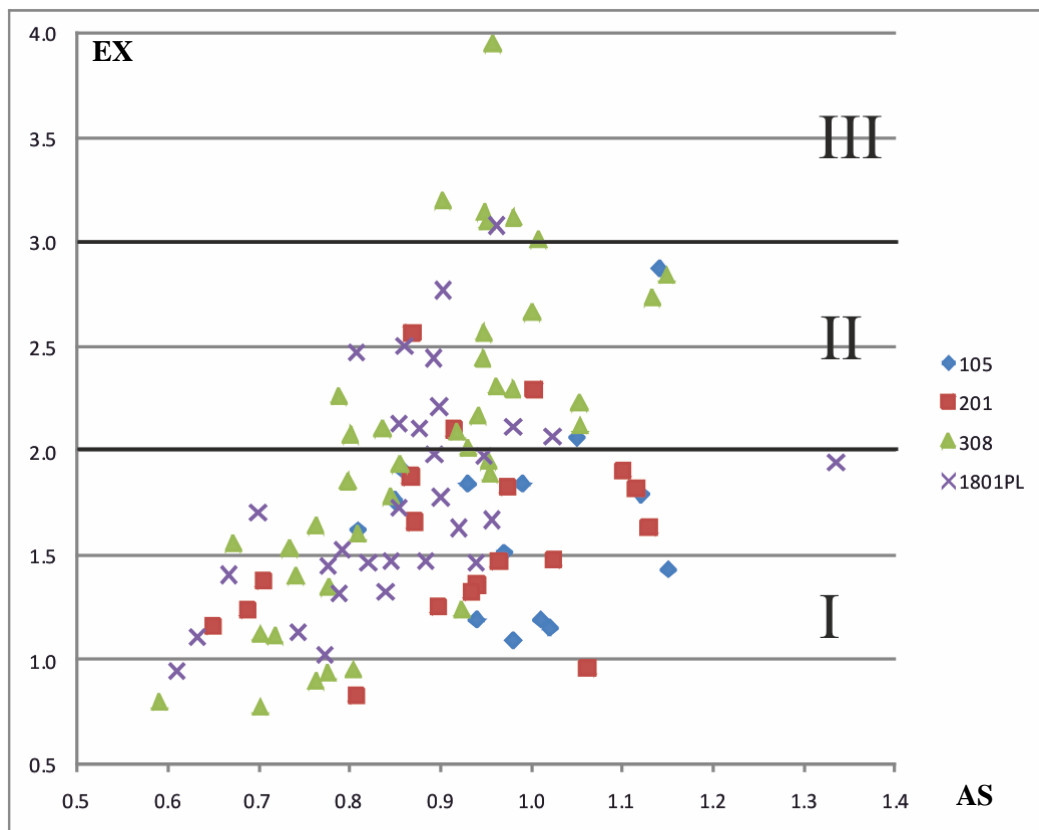


Рис. 2.13 – Обобщенная динамогенетическая диаграмма К.К. Гостинцева по скважинам Дулисьминского месторождения (Казанская Д.А.)
 Фации: I – широкие участки устьев рек, мелководье, речные плесы, II – осадки рек и пойм, III – морские осадки, активное волновое воздействие
 Данные отложения сложены во время постоянной совместной деятельности моря и суши в сложной гидродинамически-активной обстановке. С точки

зрения текстурных особенностей песчаники обладают массивной горизонтально-прерывистой, горизонтально-параллельной, реже косой наклонно-пологой слоистостью. Отложения характеризуются массивной и достаточно выраженной толщиной вплоть до 30 м и хорошо отсортированы (рис. 2.14, 2.15).






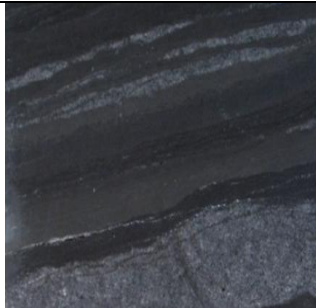
		
<p>Песчаник коричневато-серый, средне-мелкозернистый с косо-волнистой слоистостью, обусловленной углисто-глинистым материалом. 2648,44 м</p>	<p>Линзовидное включение аргиллита зеленовато-серого в песчанике серовато-коричневом, средне-мелкозернистом, с прослоями песчаника крупнозернистого плохо окатанного. 2645,35 м</p>	<p>Граница слоев песчаника средне-мелкозернистого с полой и косо-волнистой слоистостью и песчаника крупно-среднезернистого с гравийной примесью. Вверху тонкий прослой аргиллита зеленовато-серого (резкий контакт). 2643,92 м</p>
		
<p>Пиритизированные прослойки и округлые стяжения пирита в песчанике серовато-коричневом, средне-мелкозернистом, с примесью зерен плохо окатанной мелко-гравийной размерности. 2641,88 м</p>	<p>Тонкие волнисто-линзовидные включения алевролита темно-серого в песчанике коричневато-сером, крупно-среднезернистом. 2641,20 м</p>	<p>Тонкое неравномерное переслаивание аргиллита темно-серого с зеленоватым оттенком и алевролита темно-серого, глинистого, с прослоями песчаника серого, мелкозернистого. Текстура слабо косонаправленная. 2640,69 м</p>

Рис. 2.14 – Данные кернового материала по скважине № 105, расположенной в центральной части Дулисьминского месторождения [14]







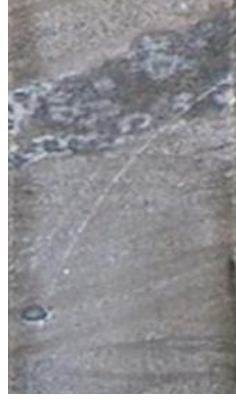

			
<p>Песчаник серовато-коричневый, средне-мелкозернистый. В подошве отмечается присутствие гравийных прослоев с размером обломков до 50 мм, окатанность плохая.</p> <p>2511,6 м</p>	<p>Песчаник серовато-коричневый, средне-мелко зернистый с косою слоистостью, с наличием алевроглинистых интракластов. (активная гидродинамика)</p> <p>2510,59 м</p>	<p>Песчаник серовато-коричневый, разномелкозернистый до гравелитистого с косою однонаправленной слоистостью наблюдаются единичные включения кварца.</p> <p>2509,59 м</p>	<p>Песчаник серовато-коричневый средне-мелкозернистый, с единичными обломками плохо окатанного кварца</p> <p>2504,86 м</p>
			
<p>Песчаник серый мелкозернистый с пологокосо направленной слоистостью, постепенно переходящей в горизонтальную, выполненной глинисто-алевритовым материалом</p> <p>2502,84</p>	<p>Песчаник светло-серый, мелкозернистый, с пологой и косою слоистостью, выполненной тонкими намывами глинистого вещества и растительного детрита.</p> <p>(резкий контакт)</p> <p>2501,85 м</p>	<p>Песчаник серый, мелкозернистый с мелкими стяжениями пирита, с пологоволнистой, косою, однонаправленной слоистостью, выполненной глинисто-органическим веществом. Отмечаются выделения ангидрита.</p> <p>2496,91 м</p>	<p>Песчаник серый, мелкозернистый, пиритизированный с волнистой слоистостью, постепенно переходящей в горизонтальную. Повсеместно прослои зеленовато-серого глинистого вещества.</p> <p>2495,9 м</p>

Рис. 2.15 – Данные кернового материала по скважине № 201, расположенной в центральной части Дулисьминского месторождения [15]

В скважинах, которые расположены в этой зоне, по данным ГИС выделяются мощные песчаные породы-коллекторы (толщиной до 25 м). Геологическое строение данного района схематично представлено на рис. 2.16 [35, 36].

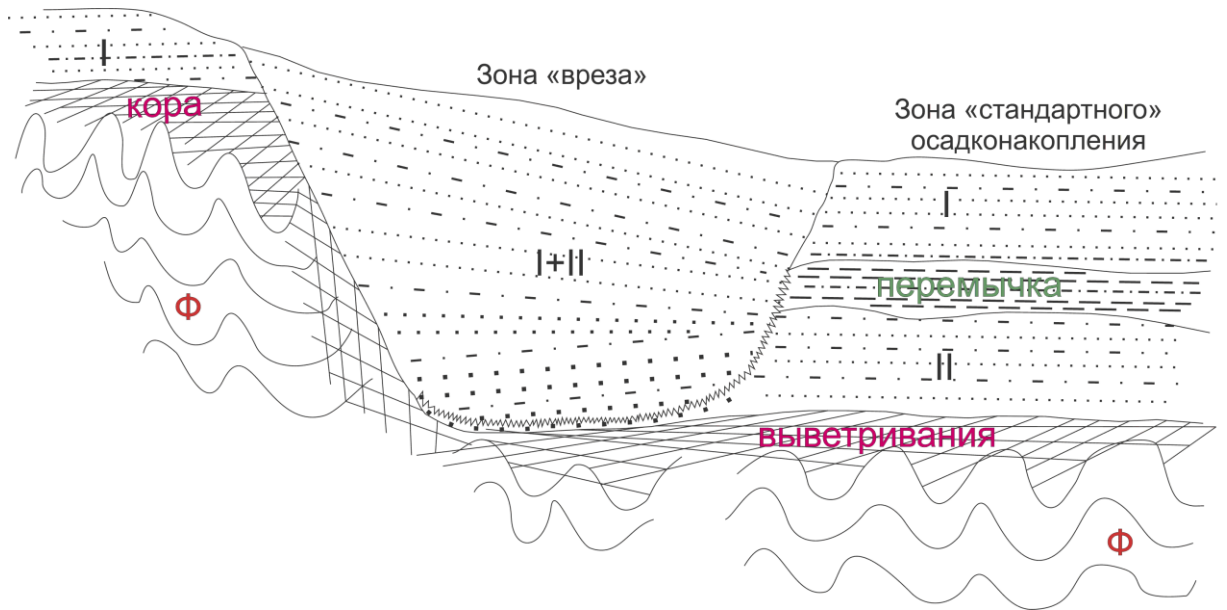


Рис. 2.16 - Принципиальная схема геологического строения ярактинского горизонта (В.М. Александров, Д.А. Казанская)

Западная зона Дулисьминского ЛУ являлась зоной сноса обломочного материала с центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы. Данный участок в большей степени относится к развитию континентальных субфаций отложений (пролювиально-русловые субфации). По данным ГИС и керна прослеживается увеличение толщины прослоев глинисто-алевролитового материала и уменьшение толщин песчано-гравийных и песчаных разностей. Породы-коллекторы формировались в местах, где профильные сечения представляли собой линзовидные тела с выпуклой нижней и пологой верхней границей, заполненной терригенным материалом [30,79].

В зонах образования небольших лагун и в областях, изолированных от водных потоков, формирование продуктивных пластов не происходило (минимальные толщины песчано-алевритовых прослоев в скважинах №№ 3М, 48М и 206М) (рис. 2.17).

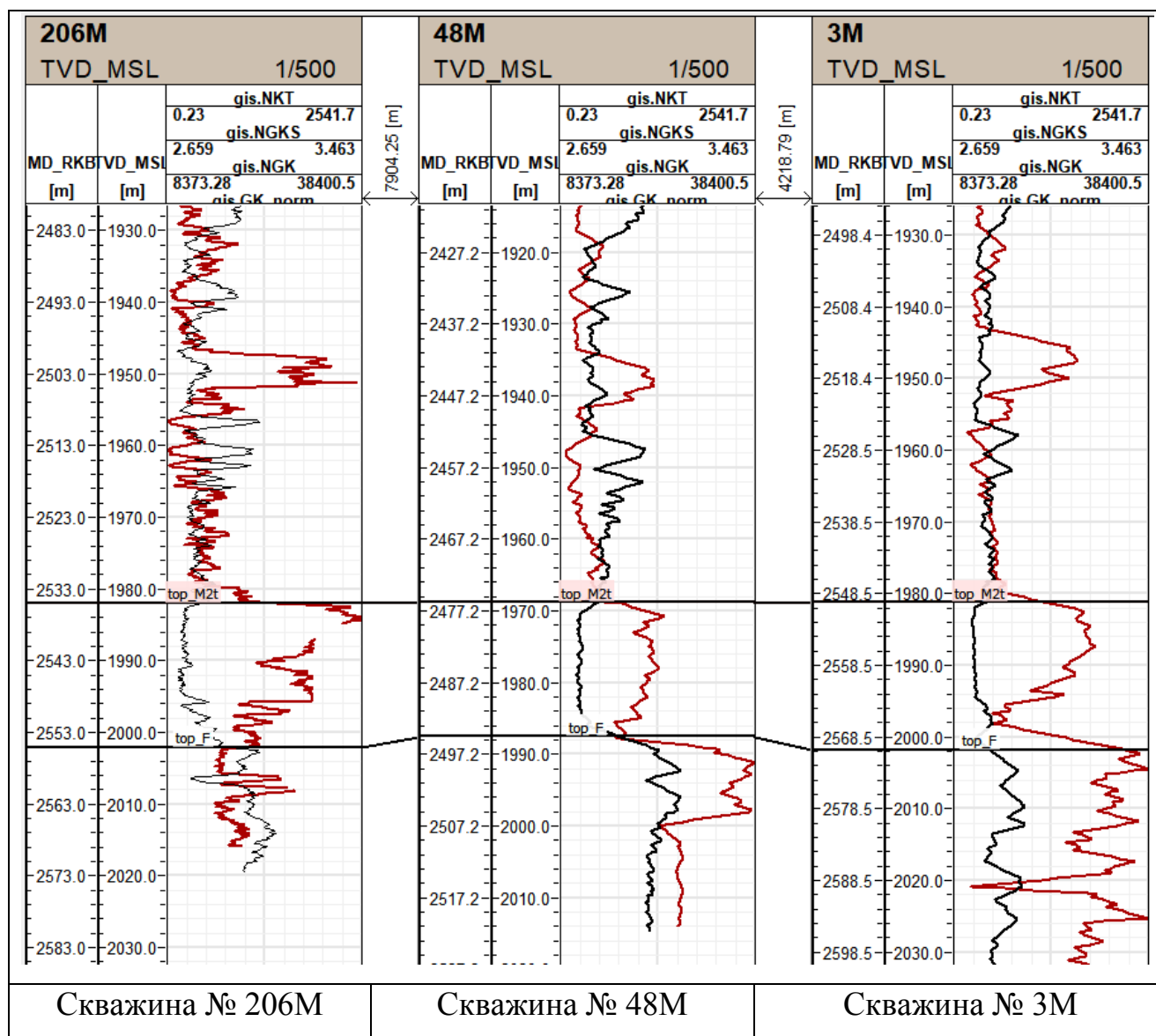


Рис. 2.17 – Схема корреляции скважин в западной части Дулисьминского месторождения (Казанская Д.А.)

Юго-западная часть месторождения составляет исключение. В скважинах №№ 1М и 45М обнаружена одна линзообразная газоконденсатная залежь. Породы-коллекторы представлены неравномерным переслаиванием разнозернистых песчаников (от мелких до средне-крупнозернистых), алевролитов и зеленых и зеленовато-серых аргиллитов. Размеры гранулометрических фракций уменьшаются снизу-вверх по скважинам. Залежь образована в периферийной зоне. Подводные и ослабленные потоки (в виде конусов выноса), несущие обломочный материал, и периодически наступающая с юго-востока морская трансгрессия влияли на условия осадконакопления [35, 36].

Восточная зона изучаемой площади ЛУ по кровле фундамента имеет минимальные а.о. В пределах данного участка основную роль в генезисе отложений играла деятельность морских вод, так как море наступило в эту часть разреза в первую очередь.

Ярактинский продуктивный горизонт в данной области имеет другое строение. По текстурно-структурным признакам пород и условиям и особенностям формирования здесь выделяются два песчаных пласта, разделенных между собой мощной глинисто-аргиллитовой перемычкой толщиной до 15 м. Снизу-вверх пласты проиндексированы, соответственно, как пласт II ярактинский и пласт I ярактинский.

Нижний пласт представлен песчаниками мелко-среднезернистыми, вплоть до гравелитистых грубозернистых кварц-полевошпатовых, реже кварцевых. В подошвенной зоне пласта в большем количестве зафиксирован гравийный материал. Объем глинисто-алевролитовых прослоев увеличивается снизу-вверх. Это говорит о повышении уровня моря и постепенном погружении участка. Глинистая перемычка формировалась в условиях глубоководного шельфа и в основном представлена аргиллитами зеленовато-серыми, до черных, слабо-слиудистых, пиритизированных. Осадки формировались в восстановительных условиях, о чем говорит зеленоватая окраска пород (рис. 2.18).

Во время отступления линии берега в зоне мелководно-морского шельфа формировался верхний пласт. «Снос обломочного материала осуществлялся с северо-западной части территории. Породы-коллекторы представлены песчаниками серыми с преобладанием мелко-среднезернистой фракции. Песчаники плотные, крепкие с горизонтальной, полого-косонаправленной слоистостью, выполненной аргилито-алевролитовыми разностями» [35,36].

Вся территория месторождения представляла собой моноклираль, погружающуюся в южном направлении, согласно структурной карте фундамента. Таким образом в северной части восточной зоны в районе скважин №№ 27 и 36 образовалась территория с застойными условиями близкими к лагунным. Дан-

ный факт подтверждается присутствием в керне мощных зеленовато-серых и черных прослоев пиритизированных аргиллитов с горизонтальной-слабонаклонной слоистостью.



Рис. 2.18 – Глинистые прослои зеленовато-серого цвета (перемычка между пластами I и II ярактинского горизонта)

Автором рассмотрены типы диаграмм РК (ГК, НГК) в интервале продуктивных отложений ярактинского горизонта [35, 36] с целью детального литофациального анализа. При анализе данных ГИС выделены несколько диаграмм характерных для определенных типов осадочных субфаций.

К первому типу субфаций относятся скважины №№ 6, 10, 34, 306, 307, 308, 401PL, 409, 604PL и 605. Диаграммы ГИС в этих скважинах характеризуются минимальными значениями ГК с небольшими отклонениями от вертикальной боковой линии. Это соответствует в основном песчаным отложениям с низким содержанием глинистых примесей (рис. 2.19).

Область развития первого типа субфаций в морфологическом плане относится к палеовпадине фундамента в восточной части части месторождения (толщины ярактинского горизонта более 20 м). Временные потоки, сносимые с западной палеосуши в период формирования ярактинских отложений, перенесли значительное количество продуктов разрушения горных пород. В первую

очередь они заполняли песчано-алевролитистым материалом пониженные части рельефа и прилегающие территории, формируя конусы выноса.

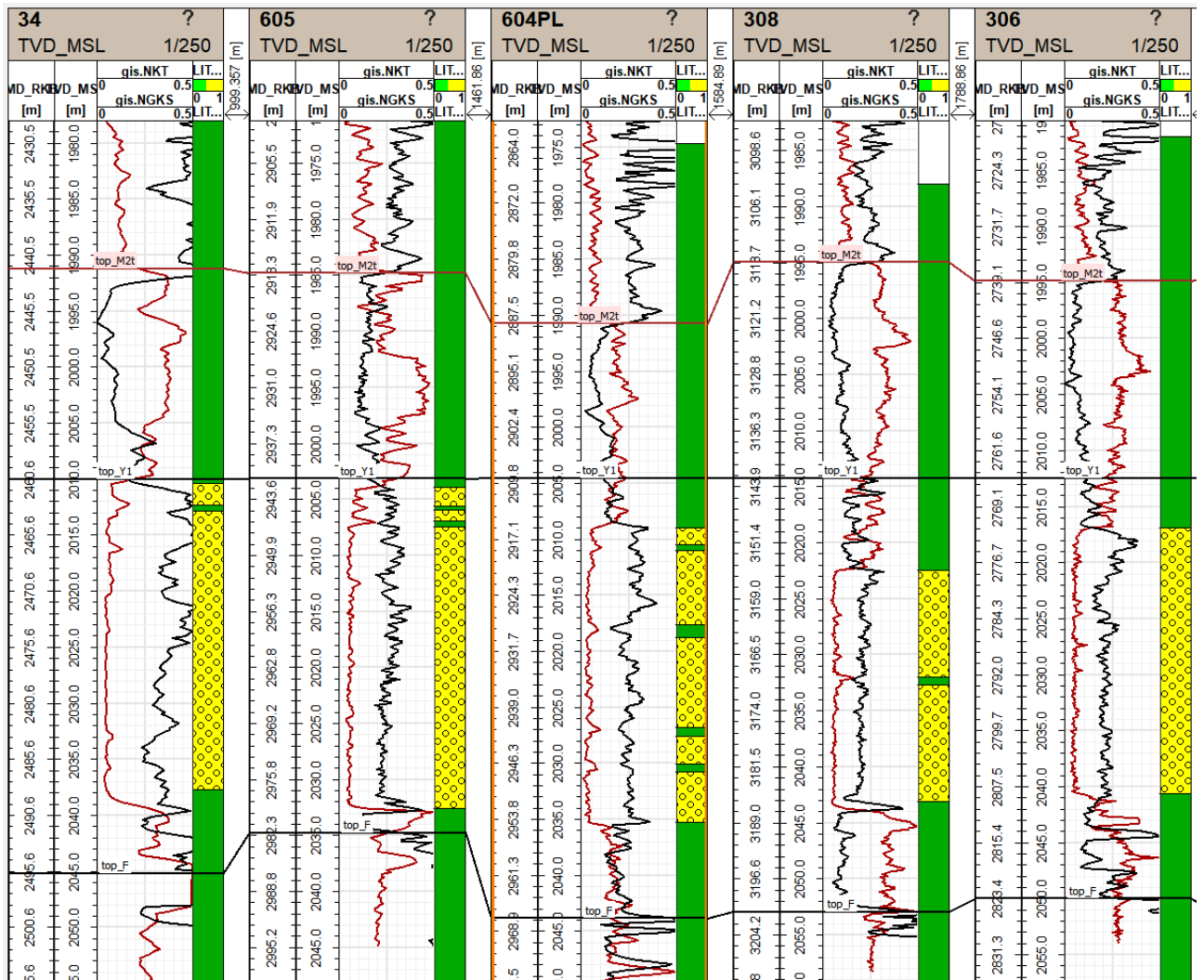


Рис. 2.19 – Схема корреляции по скважинам 34-605-604PL-308-309

В образцах керна рассматриваемого интервала скважин №№ 6 и 34 встречаются гравийные зерна и галька средней окатанности, что говорит о пологих склонах и небольшой удаленности области питания. По склонам происходило движение временных потоков. По результатам исследований В.С. Муромцева [63] отложения данного типа субфаций накапливаются в краевых зонах медленно развивающихся древних платформ и охарактеризованы повышенными значениями эффективных толщин в ярактинском горизонте (> 20 м), высокими значениями коэффициентов песчаности (> 0.8 д.ед.), а также значениями средневзвешенного коэффициента пористости от 0,13 до 0,19 д.ед.

Разрезы скважин №№4 и 903PL2 можно отнести к первому типу. Они характеризуются повышенными значениями коэффициента песчаности и пробурены на склонах палеовозвышенностей.

Скважины №№ 2,7, 17, 26, 105PL, 107, 110PL, 201PL, 207, 208, 209бис, 210, 301PL и 405PL относятся ко второму типу субфаций. Разрез данных скважин охарактеризован преимущественно низкими значениями диаграммы ГК, а также ее изрезанной формой в верхней части разреза. Данный факт говорит о наличии песчаных отложений с небольшим количеством прослоев алевролитов и глин толщиной от 1 до 3 м (рис. 2.20).

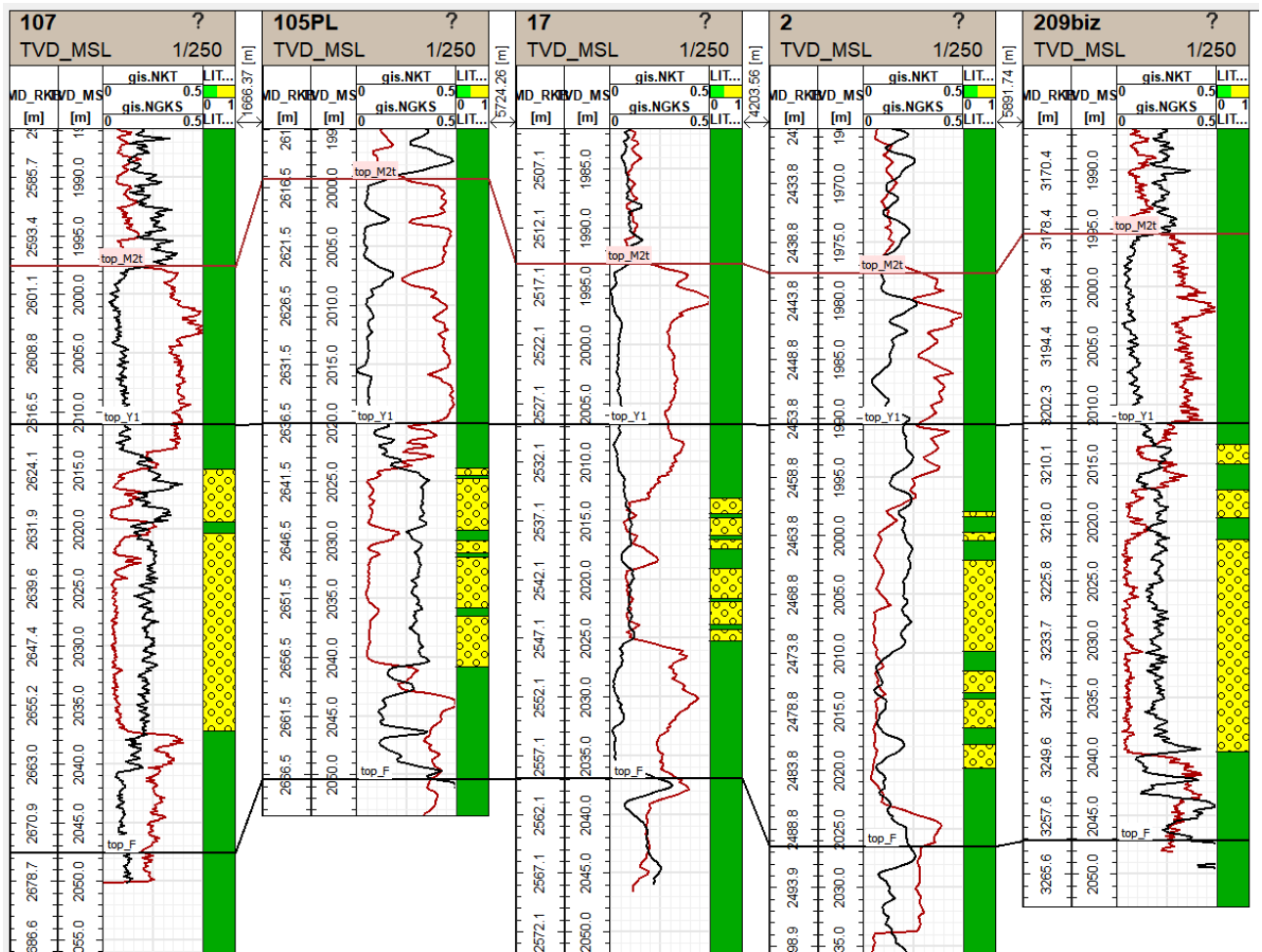


Рис. 2.20 – Схема корреляции по линии скважин 107-105PL-17-2-209бис

Центральная и северная области исследуемой территории месторождения занимают промежуточное положение между впадиной и возвышенными участками фундамента. Данные зоны относятся ко второму типу литофаций.

Временные потоки обильно приносили осадочный материал и песчано-алевролитистые осадки откладывались на большей части ЛУ. Повышение уровня моря и увеличение расстояния до области питания привело к накоплению крупнозернистых фракций в пониженных частях рельефа. Более тонкодисперсные осадки же накапливались в пологих бортах впадин. К окончанию формирования ярактинского горизонта территория испытывала нехватку в источнике осадконакопления. Изрезанная форма диаграммы ГК в верхней части разреза связана с присутствием пропластков глины и алевролита.

Территория развития второго типа субфаций в ярактинском горизонте характеризуется эффективными толщинами 12-19 м и значениями коэффициентов песчаности около 0,6-0,8 д.ед.

К третьему типу относятся скважины №№ 106, 801PL, 901PL, 906, 907бис, 903PL1 и 903PL3, характеризующиеся сильно изрезанной формой диаграммы ГК в интервале ярактинского горизонта, характерной для отложений, представленных переслаиванием песчаных пропластков толщиной 2-6 м и глинисто-алевролитистых пропластков толщиной 1-3 м (рис. 2.21).

Третий тип субфаций в геоморфологическом плане приурочен к северо-восточной переклинали палеоподнятия в юго-западной части площади месторождения. Данный участок в период накопления отложений разреза ярактинского горизонта занимал наиболее высокое гипсометрическое положение и переносимый временными потоками обломочный материал накапливался в его пределах в меньшем количестве, чем в пониженных участках рельефа. При повышении уровня моря в зоне седиментации образовался локальный выступ фундамента, где происходило накопление преимущественно глинистых осадков [35, 36].

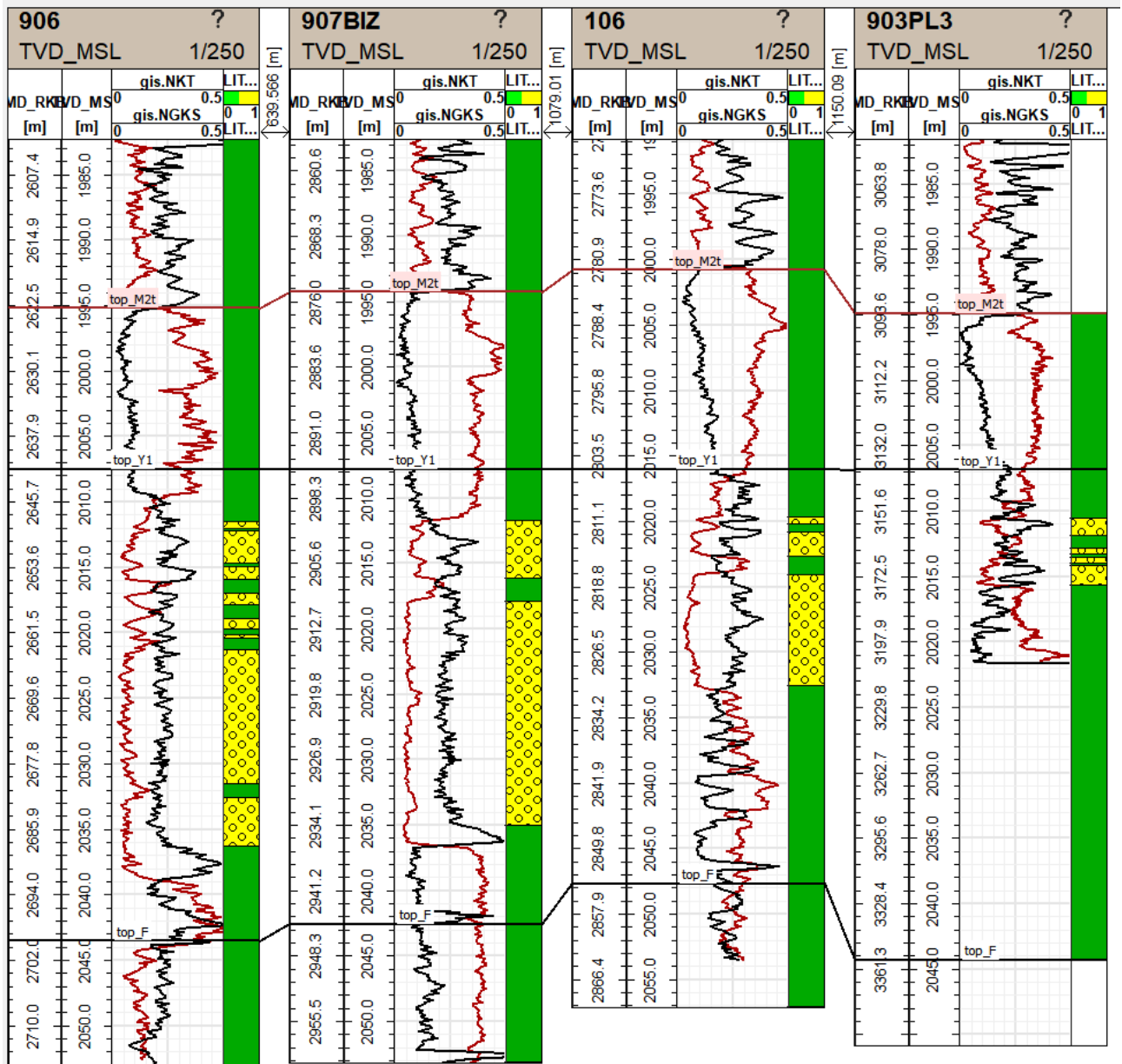


Рис. 2.21 – Схема корреляции по линии скважин 906-907бис-106-903PL3

Отложениям третьего типа субфаций свойственны низкие значения коэффициента песчаности от 0,16 до 0,60 д.ед. и уменьшенные толщины пород-коллекторов ярактинского горизонта - менее 10 м [35, 36].

Выводы:

1. Посредством интерпретации условий формирования пород-коллекторов с использованием результатов макро- и микроскопических исследований кернового материала, гранулометрического анализа, структурно-генетического анализа и обработки данных ГИС по ярактинскому горизонту

Дулисьминского ЛУ выполнена палеореконструкция обстановок осадконакопления.

2. Впервые создана концептуальная геологическая модель отложений ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения.

3. По особенностям условий формирования отложений ярактинского горизонта территорию Дулисьминского ЛУ можно разделить на три генетические зоны. В данных зонах развитие процессов осадконакопления происходило по различным «природным сценариям» с разными последствиями. Центральная часть исследуемого участка представляет собой область развития отложений переходных субфаций. О чем свидетельствует повсеместный контакт песчаников с породами фундамента. С центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы происходил постоянный снос обломочного материала в западную часть ЛУ. Данная территория относится к развитию континентальных (пролювиально-русловых) субфаций отложений. В восточной части ЛУ наблюдаются минимальные абсолютные отметки по кровле фундамента.

4. Сложное, гетерогенное геологическое строение изучаемой территории определяет нефтегазоносность Дулисьминского ЛУ. Выявленные особенности геологического строения отложений должны быть в полной мере учтены при их трехмерном геологическом моделировании с целью детализации геологического строения изучаемого месторождения.

3. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ТЕМПЕСТИТОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ ВИКУЛОВСКОЙ СВИТЫ

Викуловская свита впервые выделена Н.Н. Ростовцевым в 1954г. по скважине в пос. Викулово Тюменской области [75, 76].

Отложения викуловской свиты Красноленинского свода характеризуются высокой продуктивностью и сложным геологическим строением. При этом большее число залежей разбурены редкой и неравномерной сеткой скважин. Таким образом, имеется недостаток эмпирической информации для построения адекватной трехмерной геологической модели.

«Сложное и неравномерное геологическое строение отложений пластов викуловской свиты, различные взгляды на механизмы их формирования в определенных тектонических зонах Красноленинского свода (рис. 3.1), а также противоречия, возникшие в результате проведения ряда исследований (детальное изучение керн, использование литолого-петрографических, палеогеоморфологических и палеофациальных подходов и специализированных методик), обуславливают актуальность изучения условий осадконакопления продуктивных пластов викуловской свиты» [39, 40].

Изучение процесса осадконакопления прежде всего необходимо для детального прогнозирования размеров и форм продуктивных залежей УВ, корректного распространения свойств улучшенных и ухудшенных коллекторов и построения адекватной 3D ГМ с высоким прогнозным потенциалом.

В 1994 г. Чистякова Н.Ф., Малых А.Г. и Третьяков В.К. отметили, что «отложения викуловской свиты пласта ВК₁ Каменного месторождения накапливались в пределах прибрежных отмелей в зонах действия приливно-отливных волн. В результате воздействия волн песчаный осадочный материал сносился на пологие склоны поднятий дна палеобассейна» [93].

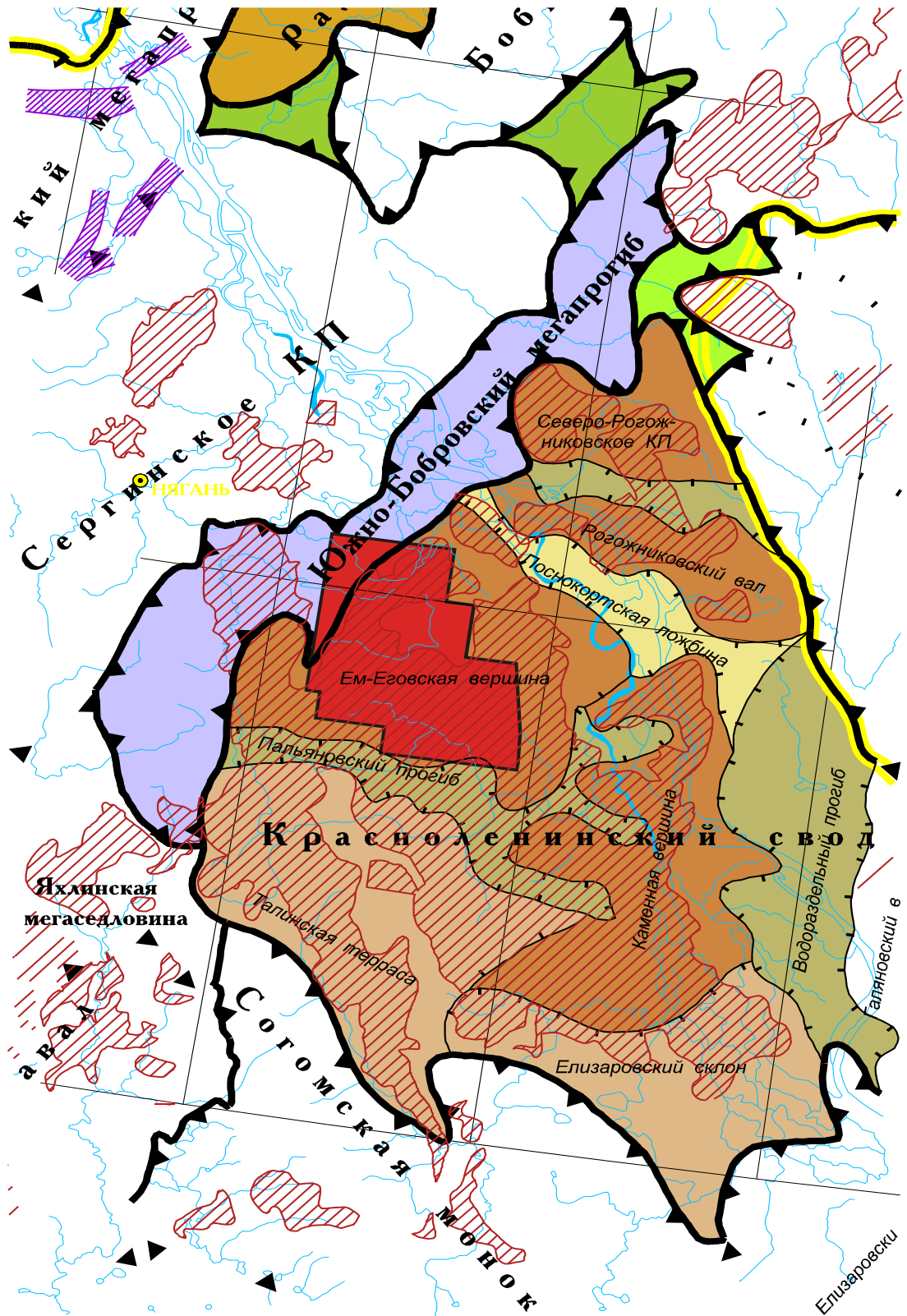


Рис. 3.1 - Структурные элементы Красноленинского свода (Выкопировка из «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты». 1998 г.

Под ред. В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой)

Мощные прослои коллектора с улучшенными свойствами на Ем-Еговской и Пальяновской площадях относятся к современным сводам положительных структур. На Каменном месторождении же толщина пород-коллекторов увеличивается от вершин к крыльям поднятий. Пласт ВК₁ Ем-Еговского ЛУ представляет собой однородное монолитное тело с высокими значениями ФЕС [39, 40, 41].

Вероятно, в пределах Каменной площади дно седиментационного бассейна было несколько глубже, чем в Ем-Еговско-Пальяновской зоне, и в распределении грубообломочного материала большую роль играли подводные вдольбереговые течения. Формирование песчаных тел на Ем-Еговском и Пальяновском погребенных поднятиях сопровождалось устойчивым «ростом» баров под воздействием приливно-отливных волн.

Хуснуллина Г.Р., Алексеев В.П. и др. в 2009 - 2014 гг. во время изучения отложений викуловской свиты в пределах восточной области Каменного ЛУ отметили, типичные штормовые отложения в отдельных прослоях осадочных пород [57]. В 2009 г. коллектив авторов пришел к выводу, что большой вклад в возникновение песчаных тел пластов ВК₁₋₃ Каменной площади внесли штормовые явления [58].

А.Л. Медведев отложения западной части Каменной площади, которые были накоплены при глубине воды от 10 до 30 м, в 2010 г. отнес к осадкам дельт с признаками штормов [58, 59].

Е.Ю. Барабошкин в 2010 г. создал седиментационную модель меловых отложений по скважинам Красноленинского месторождения (№№ 203Р, 30109, 31627, 9301 и 93123). Во время работы над моделью он отметил «подводно-дельтовый генезис части песчаных пород» [8]. Например, разрез скважины №93123 он отнес к дистрибутивному каналу дельты низкого стояния, а не к долине, а разрез скважины №31627 он описал отложениями устьевых баров с разделенными незначительными по мощности отложениями продельты.

Песчаный осадочный материал он диагностировал как «отложения активных русел с незначительными слоями паводков».

По его мнению, предложенная С.Р. Handford [102] и др. сиквенс-стратиграфическая «интерпретация для соседнего участка, не соответствует действительности, поскольку на данной территории не встречено фаций песчаного барьера, ограничивающего эстуарий, как и фаций мигрирующего русла эстуария».

В 2011 г. Федорцов И.В. и Костеневич К.А. пришли к заключению о том, что «в пределах Рогожниковско-Ляминской зоны отложения пласта ВК₁ викуловской свиты накапливались в условиях штормового шельфа (дистальной части фронта дельты, подвергшейся штормовому воздействию)» [50]. «Прослой штормовых отложений представлены преимущественно алевритами с преобладанием крупноалевритовой фракции, по мнению авторов. Толщины отдельных песчано-алевритовых прослоев изменяются от 2 до 40 см. Для пород штормового шельфа характерна текстурная глинистость, связанная с неустойчивым гидродинамическим режимом. Содержание глинистого цемента в породах-коллекторах штормового генезиса составляет 4 - 5%, а содержание хлорита в составе глинистого материала достигает 35 - 45%. Хлорит в составе цемента представлен железисто-магнезиальным пленочным и более магнезиальным минеральным типом, образующим комплекс с гидрослюдами и расположенным в порах, мелких глинистых линзах и прослоях».

В 2013 г. Грицюк Б.П., Дмитриев С.А. и Задорожная И.А. [26] отметили в восточной области Каменного ЛУ отложения викуловской свиты параллельно-слоистого «стандартного разреза» (использовано название Е.Ю. Барабошкина). Данные отложения относятся к отложениям штормового шельфа и мелководно-морской дельты.

«Осадки на различных гипсометрических уровнях нарушаются зонами развития с аномальным строением - отложениями заполнения палеоврезов и распределительных каналов. Данный факт отражается на литологии, характере

и масштабе слоистости, ФЕС, типе и минералогическом составе цементирующего вещества, и других характеристиках аккумулярованных осадков, изученных по данным исследований керна». Коллектора, образованные в мелководных и прибрежно-морских условиях достаточно хорошо прослеживаются по латерали, но обладают невысокой продуктивностью.

Согласно сложному геологическому строению и различные точки зрения формирования продуктивных пластов викуловской свиты, изучение условий осадконакопления данных отложений остается актуальным и в других перспективных нефтеносных зонах Красноленинского свода в настоящее время.

3.1 Генетическая классификация темпеститов

«В настоящее время отложения штормов получили название «темпеститы» («tempest» с английского – шторм, буря). Они являются проявлением сильных волн, цунами, ураганов, а также рода причин, которые имеют катастрофическую природу. Hobday D.K. и Reading H.G. [103,105] впервые применили концепцию влияния штормов к древним отложениям, которые образуются в результате метеорологически индуцированных процессов – например, ветровых и волновых течений и штормового прибоя. Сам термин «темпеститы», впервые предложенный Ager D.V. в 1974 г. [99], в 1982 г. получил развитие в сборнике статей [88] для событийных отложений, в значительной мере аperiodических, нередко катастрофических» [88,99,103,105].

Эти процессы проявляются с достаточно частой периодичностью в разных географических зонах. Например, в Северо-Атлантической зоне Гольфстрима ежегодно отмечается возникновение до шести ураганов или штормов. Данные процессы играют значительную роль в осадконакоплении. Во время единичного урагана зачастую накапливается до 4 м осадков. Т.Дж.М. Шопф (Т.Дж.М. Schopf) [95] отметил, что после урагана в 1972 г. из р. Саскуэханна в Чесапикский залив было вынесено осадочного материала больше, чем за несколько десятилетий [39, 40,41].

«Присутствие темпеститов зафиксировано в разных стратиграфических уровнях в осадочных бассейнах фанерозоя и протерозоя. Наиболее полный разрез с участием темпеститов изучен в окрестностях села Березняки, в 100 км к северу от г. Саратова» [82]. В разрезе среди терригенных пород залегают пласты толщиной 4 м, сложенные остатками раковин двустворчатых и брюхоногих моллюсков. Возраст данных отложений доказывається результатами макро- и микрофаунических исследований, пласты приурочены к верхам ерусланской свиты нижнего акчагыла.

В результате метеорологических течений образуются штормовые отложения. В проксимальных зонах шельфа характеризуются скульптурированной эрозионной поверхностью в подошве согласно результатам исследований. Они достаточно часто встречаются в изучаемом разрезе, в них отражены кратковременные и эпизодические условия высокой энергии («штормы»), чередующиеся с длительными периодами «спокойной погоды».

В разрезе викуловских отложений встречаются признаки влияния «штормов». Песчаники имеют косую бугорчатую слоистость, резкий эрозионный нижний контакт и градационный верхний. Эти признаки позволяют отнести осадки к темпеститам и соответствуют концепции штормовых отложений. Штормовые осадки образуются за короткие периоды времени (в течении нескольких часов, дней или месяцев) под влиянием волн. Прослой алевролитов насыщены следами донных организмов. Тонкозернистые же осадки накапливались во время длительных периодов спокойной погоды и создавали условия для жизнедеятельности [39, 40, 41].

Пласты викуловской свиты $ВК_1$, $ВК_2$ и $ВК_3$ на данной территории образовались в зоне действия штормовых волн в условиях фронта дельты (продельты) и получили широкое площадное распространение благодаря штормовой активности. Аградационная вертикальная последовательность осадков и их стратифицированность обоснованы компенсированием

поступления терригенного материала эпизодов повышения относительного уровня моря [39, 40, 41].

Осадконакопление алевролитов происходило в условиях продельты, алевролитовые перемычки между пластами $ВК_1$, $ВК_2$ и $ВК_3$ достаточно хорошо выдержаны и прослеживаются. «Внутри однородных слоев встречаются текстуры деформации неконсолидированного осадка, реликты стратифицированных отложений и алевролитовые роллы. Перекрывающие черные аргиллиты содержат остатки морской фауны и относятся к осадкам открытого шельфа» [39, 40,41].

В таблице 3.1 приведена классификация отложений викуловской свиты «стандартного разреза» по результатам изучения данных исследований керна. Типы отложений (глинистый иловый темпестит, темпестит и опесчаненный темпестит) выделены на основании комплекса литологических признаков, эффективной толщины пласта и признаков собственной поляризации [39, 40, 41].

Каждый тип отложений сформирован в своей фациальной обстановке. С точки зрения нефтегазовой геологии наиболее высокий потенциал имеет опесчаненный темпестит, сформированный при участии гребней штормовых волн и приливных течений.

Разработанные методики интерпретации данных ГИС в основном ориентированы на определение параметров неизменной части и зоны проникновения однородных изотропных продуктивных пластов неограниченной толщины, либо пластов ограниченной толщины, которые заключены в однородных вмещающих породах. Таким образом, изучение темпеститов с целью построения 3D ГМ является актуальной задачей [39,40,41].

Таблица 3.1 - Генетическая классификация продуктивных викуловских отложений

Генерализованные литотипы осадочных пород	Литотип пород	$\alpha_{пс, д. ед.}$	Эффективная толщина, м	Фаии штормового побережья	Тип породы-коллектора
Глинистые породы (пелиты)	Аргиллит	$\leq 0,30$	~ 0	Фация открытого шельфа	неколлектор
Темпеститы	Глинистый (ило-вый) темпестит	0,30 – 0,35	$\sum h_{эф} < 1 \text{ м}$	Фация штормовых отложений дистального (внешнего) фронта дельты	слоистый коллектор
	Собственно темпестит	0,35 - 0,50	$\sum h_{эф} > 1 \text{ м}$	Фация штормовых отложений переходного типа между проксимальным и дистальным фронтами дельты	
	Опесчаненный темпестит	0,50 – 0,65	$\sum h_{эф} < 2 \text{ м}$	Фация штормовых отложений проксимального фронта дельты	существенно слоистый коллектор
			$\sum h_{эф} > 2 \text{ м}$	Фация гребней штормовых волн и приливных течений	
Песчаные породы (псаммиты)	Глинистый песчаник и песчанистый алевролит	0,65 – 0,80	$\sum h_{эф} > 3 \text{ м}$	Фация головных частей разрывных течений	С тонкой полого-волнистой слоистостью (слабо слоистый коллектор)
	Песчаник	$\geq 0,80$	$\sum h_{эф} \gg 3 \text{ м}$	Фация промоин разрывных течений (приливо-отливные каналы) распределительных каналов	с массивной текстурой (практически неслоистый однородный коллектор)

Определение геологических характеристик продуктивных отложений производится с недостаточной точностью, так как сложность изучаемых разрезов растёт и приходится переходить к разработке малодебитных объектов с осложнённым геологическим строением в условиях ограниченности применяемого комплекса ГИС. В ряде случаев определить геологические параметры не представляется возможным, таким образом, необходимо переходить к модели слоистого анизотропного коллектора с вертикальной и латеральной неоднородностями.

3.2 Общие сведения о Ем-Еговском ЛУ

«Ем-Еговский ЛУ, который входит в состав Красноленинского месторождения нефти, в административном отношении находится в Октябрьском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области» [20].

«Красноленинский нефтегазоносный район расположен в западной части Западно-Сибирской низменности, на левом берегу реки Оби и представляет собой холмисто-увалистую равнину с глубоким долинно-балочным эрозионным расчленением» [20]. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах 27-155 м, на большей части площади – 30-45 м, так как район работ относится к южному окончанию тектонически приподнятого участка, протягивающегося от р. Хугот до верховьев р. Нягань (на 110-120 км).

3.3 Литолого-стратиграфическая характеристика

В геологическом строении месторождения принимают участие породы докембрийского, палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов. Стратиграфическое расчленение отложений приводится в соответствии с принятыми региональными унифицированными корреляционными схемами 1991 и 2003 гг. и Красноленинским типовым разрезом [27,66].

В представленной работе приведена краткая характеристика только отложений викуловской свиты меловой системы, так как продуктивные пласты группы ВК являются объектом исследования.

Меловая система (К)

«В составе меловых отложений Красноленинского нефтеносного района выделяются фроловская, кошайская, викуловская, ханты-мансийская, уватская, кузнецовская, березовская, ганькинская свит» [67].

Викуловская свита (K_1vk) залегает на кошайской, перекрывается ханты-мансийской свитой и условно подразделяется на 2 подсвиты. Нижняя подсвита сложена морскими глинисто-алевритовыми породами с подчиненными прослоями глинистых известняков. Вверх по разрезу количество алевритового материала увеличивается. Содержит включения обугленных растительных остатков, желваки сидерита. Ее возраст по положению в разрезе и спорово-пыльцевым комплексам принят в объеме верхов позднего апта. Верхняя подсвита имеет преимущественно алеврито-песчаный состав с линзами и прослоями глин. Глины серые и темно-серые обогащены алевритовым материалом.

Песчаные и алевритовые пласты часто имеют микрослоистое линзовидное строение. Во многих случаях трудно проследить песчано-алевритовые пласты по площади. Линзы связаны друг с другом взаимопереходами, придающими коллектору пластово-массивное строение. С отложениями викуловской свиты на Красноленинском своде связаны залежи нефти (пласт ВК₁₋₃).

Толщина викуловской свиты составляет 120-130 м.

3.4 Тектоническое строение

«Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского осадочного чехла (рис. 3.2) Красноленинский свод располагается в западной части Западно-Сибирской платформы и граничит с отрицательными структурами I порядка: Южно-Бобровским мегапрогибом на северо-западе, Елизаровским и Южно-Елизаровским прогибами на востоке и юго-востоке, Согомской моноклиналью

на юге» [82]. На юго-западе посредством Яхлинской мегаседловины Красноленинский свод соединятся с Шаимским мегавалом.

В свою очередь фундамент и платформенный чехол расчленяются на структурные ярусы. Для фундамента это будут: комплекс основания (гранито-гнейсовый цоколь), ортогеосинклинальный ярус (нижний-средний палеозой) и орогенный ярус (верхний палеозой). Платформенный чехол имеет субгоризонтальное залегание и с региональным перерывом перекрывает размытые складки фундамента. В составе чехла обычно выделяется три структурных яруса: тафрогенный (триасовый), ортоплатформенный (юрско-палеогеновый) и неоплатформенный или неотектонический (неоген-антропогеновый).

Рассматриваемая территория принадлежит эпигерцинской части Западно-Сибирской молодой платформы. Эта платформа в разрезе расчленяется на два структурных этажа: фундамент и чехол.



Рис. 3.2 - Выкопировка из тектонической карты центральных районов Западной Сибири (В.И. Шпильман и др., 1998 г.) [96]

3.5 Выделение, корреляция и строение продуктивных пластов

На Ем-Еговском ЛУ Красноленинского месторождения рассматриваются продуктивные пласты викуловской свиты, которая относится к терригенному комплексу меловой системы и сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, сильно обогащенных алевролитовым материалом. На сегодняшний

день выделено три продуктивных пласта $ВК_1$, $ВК_2$ и $ВК_3$, объединенные в один подсчетный объект $ВК_{1-3}$.

Пласт $ВК_1$ расположен в кровельной части викуловской свиты. Кровля пласта $ВК_1$ в разрезе однозначно определяется по комплексу методов ПС, ИК, ГК, БК. Вмещающие породы (глины и песчаники) уверенно прослеживаются по всей площади ЛУ, расчлененность равномерная.

Пласт $ВК_1$ разделен на 3 седиментационных цикла, для которых характерна довольно хорошая выдержанность по площади. В кровле 3-его цикла практически во всех скважинах «прослеживается» уплотненный известковый пропласток. Строение пластов $ВК_2$, $ВК_3$ аналогично пласту $ВК_1$ – это ритмичное переслаивание мелкозернистых песчаников и алевролитов, чередующееся с прослоями и линзами глинистых алевролитов и глин. Внутри пластов выделено по 2 цикла. Выделенные пласты являются устойчивыми единицами разреза, хорошо выделяются на диаграммах ПС, ГК, ИК, БК; довольно легко поддаются типизации, уверенно прослеживаются и сопоставляются по площади.

На рисунке 3.3 приведена схема детальной корреляции продуктивных пластов викуловской толщи. В целом месторождение представлено двумя залежами нефти: Сосново-Мысской, расположенной на северо-западе Емговской площади, и основной, протягивающейся с северо-запада на юго-восток.

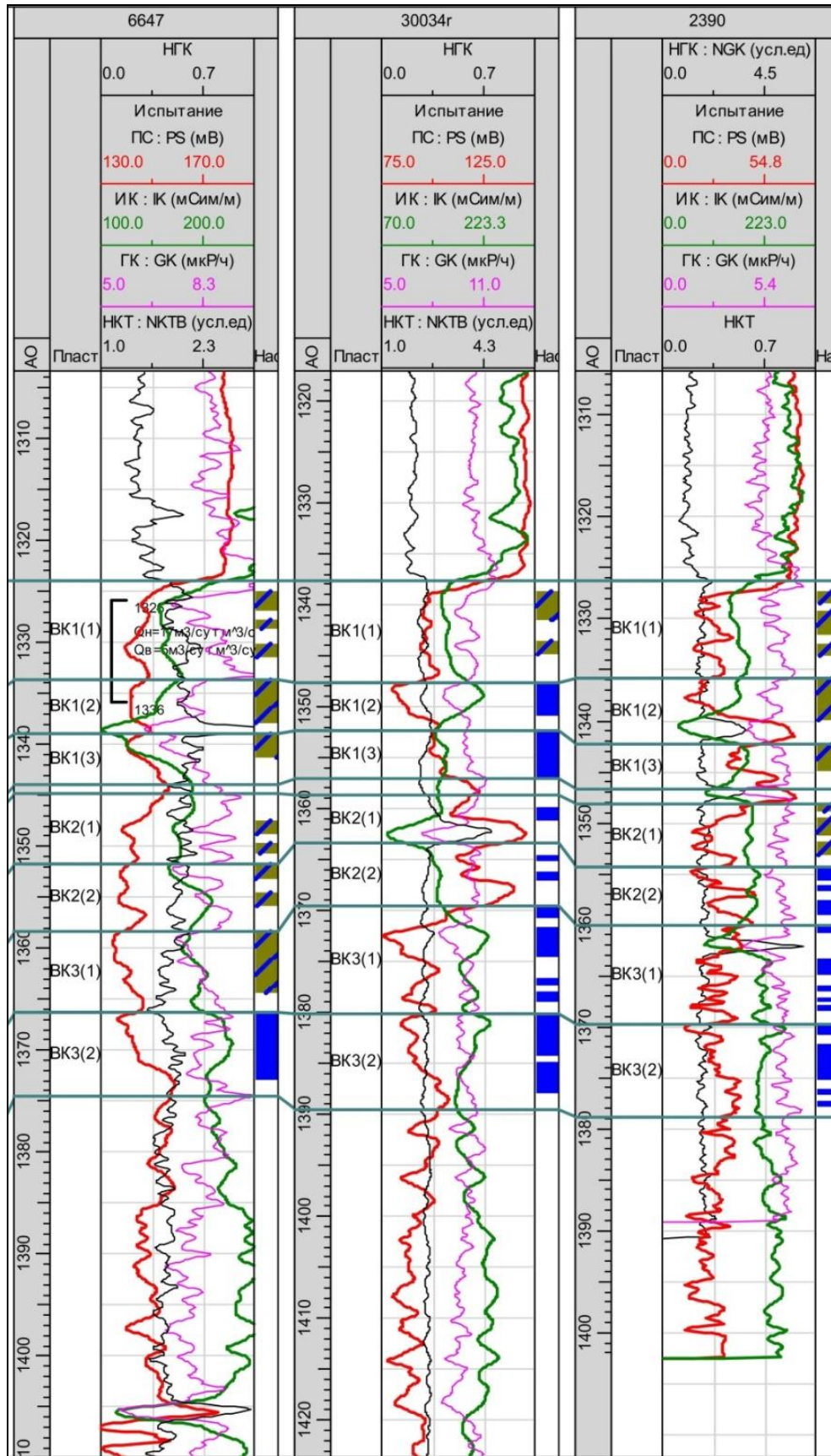


Рис. 3.3. - Схема детальной корреляции продуктивных пластов викуловской свиты (Казанская Д.А.)

3.6 Нефтеносность

В целом, месторождение представлено двумя залежами нефти: Сосново-Мысской, расположенной на северо-западе Ем-Еговской площади, и основной, протягивающейся с северо-запада на юго-восток. Основная по площади и запасам зона приурочена к западному и центральному куполам, соединенных между собой через структурный прогиб и область пониженных эффективных нефтенасыщенных толщин. Восточная оконечность – третья зона залежи. Контур площади раскрывается на восток за пределы ЛУ (рис. 3.4).

При анализе залежей месторождения ВНК в виде горизонтальной поверхности не удастся представить, а в ряде случаев данный уровень нельзя провести даже в виде ровной наклонной поверхности. В природной поровой среде, состоящей из множества капиллярных каналов разного размера, существует постепенный переход от части пласта, в которой происходит фильтрация безводной нефти, к породе, где подвижной фазой является только вода. Однородность размеров фильтрационных каналов и проницаемость поровой среды контролируют величину переходной зоны. Для оценки запасов в работе ВНК проводится в виде условной поверхности внутри переходной зоны. Обоснование такой границы в скважинах осуществляется с использованием данных ГИС и результатов испытания.

Неотектонические подвижки, в результате которых структура наклонилась в юго-восточном направлении и превратилась в структурную террасу с блоками, разделенными тектоническими нарушениями, являются наиболее вероятной причиной изменения гипсометрии ВНК. Поскольку наклоны структуры и уровня ВНК подобны, можно предположить, что отмеченное произошло в период неотектонических движений.

На основной залежи в центральной части ВНК расположен заметно выше, чем на периферии. Такое явление наблюдается у залежей, приуроченных к антиклинальным ловушкам, которые имеют унаследованное развитие и испытали активные неотектонические преобразования.

Сосново-Мысская залежь

Относительно предыдущей работы, водонефтяной контакт по залежи уточнен автором после переинтерпретации ГИС и принят наклонным с погружением с севера на юг с а.о. –1344 до а.о. -1353 м.

Залежь массивного типа, наивысшая отметка кровли коллектора по результатам построений составляет –1330 м, размеры залежи – 10,5 х 9,1 км, высота залежи около 14 метров.

Основная залежь

Всего в пределах залежи выделено 6 блоков на трех поднятиях. Четко фиксируется снижение ВНК по блокам с северо-запада на юго-восток от -1348 м (I блок) до -1420 м (VI блок). I блок включает в себя западный и центральный купола.

Западный купол

ВНК принят наклонным с погружением с северо-запада на юго-восток на а.о. -1346-1359 м. Залежь массивного типа, наивысшая отметка кровли коллектора по результатам построений составляет –1310 м, размеры залежи – 18,4 х 14 км, высота залежи около 38 метров.

Центральный купол

Наибольший по площади и по запасам. ВНК в районе центрального купола принят наклонным с погружением в северном и юго-восточном направлении до 20 м и составляет -1350-1370 м.

Залежь массивного типа, тектонически экранированная наивысшая отметка кровли коллектора по результатам построений составляет –1310 м, размеры залежи – 21,9 х 16,5 км, высота залежи около 50 метров.

Восточная зона

В настоящей работе положение разломов уточнено автором согласно новым сейсмическим данным, выделено пять блоков с разными отметками ВНК.

II блок находится в районе скважины №562р.

ВНК в блоке принят на а.о. -1382 ± 1 м. Залежь тектонически экранированная, массивного типа. Наивысшая отметка кровли коллектора составляет -1350 м, размеры залежи $-9,4 \times 4,2$ км, высота залежи около 32 метров.

III блок находится в районе скважины №3р. Водонефтяной контакт в блоке принят на а.о. -1394 ± 2 м. Залежь массивного типа, тектонически экранированная наивысшая отметка кровли коллектора по результатам построений составляет -1380 м, размеры залежи $-7,6 \times 4,6$ км, высота залежи около 14 метров.

IV блок находится в районе скважины №541р. ВНК в этом блоке определен по ГИС на а.о. $-1411,5$ м. Залежь массивного типа, тектонически экранированная наивысшая отметка кровли коллектора по результатам построений составляет -1400 м, размеры залежи $-1,8 \times 0,8$ км, высота залежи около 11,5 метров.

V блок находится в районе скважины №548р. Отметка ВНК в этой скважине определяется на а.о. -1400 м. Залежь неправильной формы, массивного типа, тектонически экранированная наивысшая отметка кровли коллектора по результатам построений составляет -1370 м, размеры залежи $-5,8 \times 4,2$ км, высота залежи около 30 метров.

VI блок находится в районе скважины №582р. Блок расположен на границе лицензионного участка Ем-Еговской площади в районе скважины №582р. Отметка ВНК в блоке определяется уровне на а.о. -1420 м.

В пределах Ем-Еговского лицензионного участка залежь имеет длину около 13,5 км с севера на юг и 19,5 км в ширину. Залежь массивного типа, тектонически экранированная раскрывается на восток за пределы границы подсчета запасов, наивысшая отметка кровли коллектора по результатам построений составляет -1380 м, высота залежи около 40 метров.

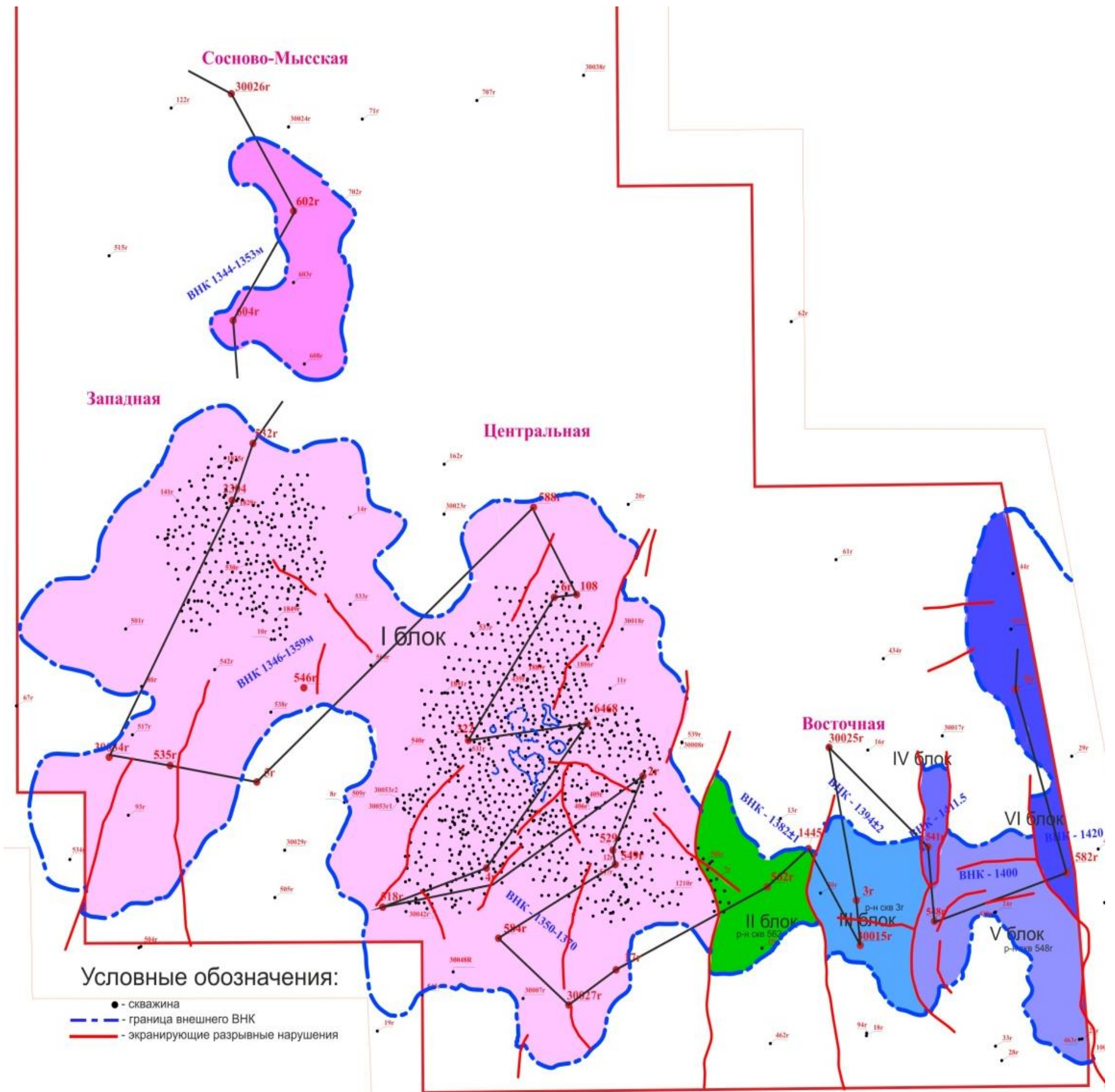


Рис. 3.4 - Схема расположения залежей с принятыми ВНК (Казанская Д.А.)

3.7 Литофациальный анализ отложений викуловской свиты

С целью изучения генезиса отложений викуловской свиты, рассмотрен керновый материал по восьми скважинам, расположенным в различных участках Ем-Еговского ЛУ (№№ 1891, 1895, 1917, 2548, 3665, 3682, 6647 и 30034р). Основу составили материалы, собранные за период с 2010-2015 гг., а также работы, опубликованные по тематике и проблемам, рассматриваемым в диссертации.

«Возраст верхневикуловской подсвиты, с верхней частью, которой связаны продуктивные пласты $ВК_{1-3}$, датируется как позднеаптский» [73]. «Верхневикуловская подсвита, представлена, в основном тонко-мелкозернистыми песчаниками, крупнозернистыми алевролитами, с часто встречающимися прослоями и линзами мелкозернистых алевролитов и аргиллитов. Согласно региональным палеогеографическим исследованиям накопление верхневикуловских отложений происходило в мелководном внутреннем бассейне с пониженной соленостью, периодически соединявшемся с открытым океаном на севере» [4]. В данном районе бассейн седиментации охарактеризован относительно узкими подводными склонами с сильно расчлененным рельефом (рис. 3.5).

«Анализ имеющегося изученного кернового материала показывает, что изучаемые отложения относятся к группе морских фаций и накапливались преимущественно в мелководно-морских условиях. Состав пород и характер их переслаивания позволяют палеофациальную обстановку в пределах изучаемой территории диагностировать как морское барьерное побережье с терригенной средой осадконакопления с преимущественно активной динамикой. О резких изменениях условий седиментации свидетельствует частая смена литотипов в разрезе. Привнос материалов связан не только с дельтовой палеосистемой, но и со сносом с берега и вдольбереговым разносом. Турбулентные движения водной массы, вызванные штормовыми процессами различной силы и продолжительности, играли существенную роль в отдельные моменты седиментации» [39, 40, 41].

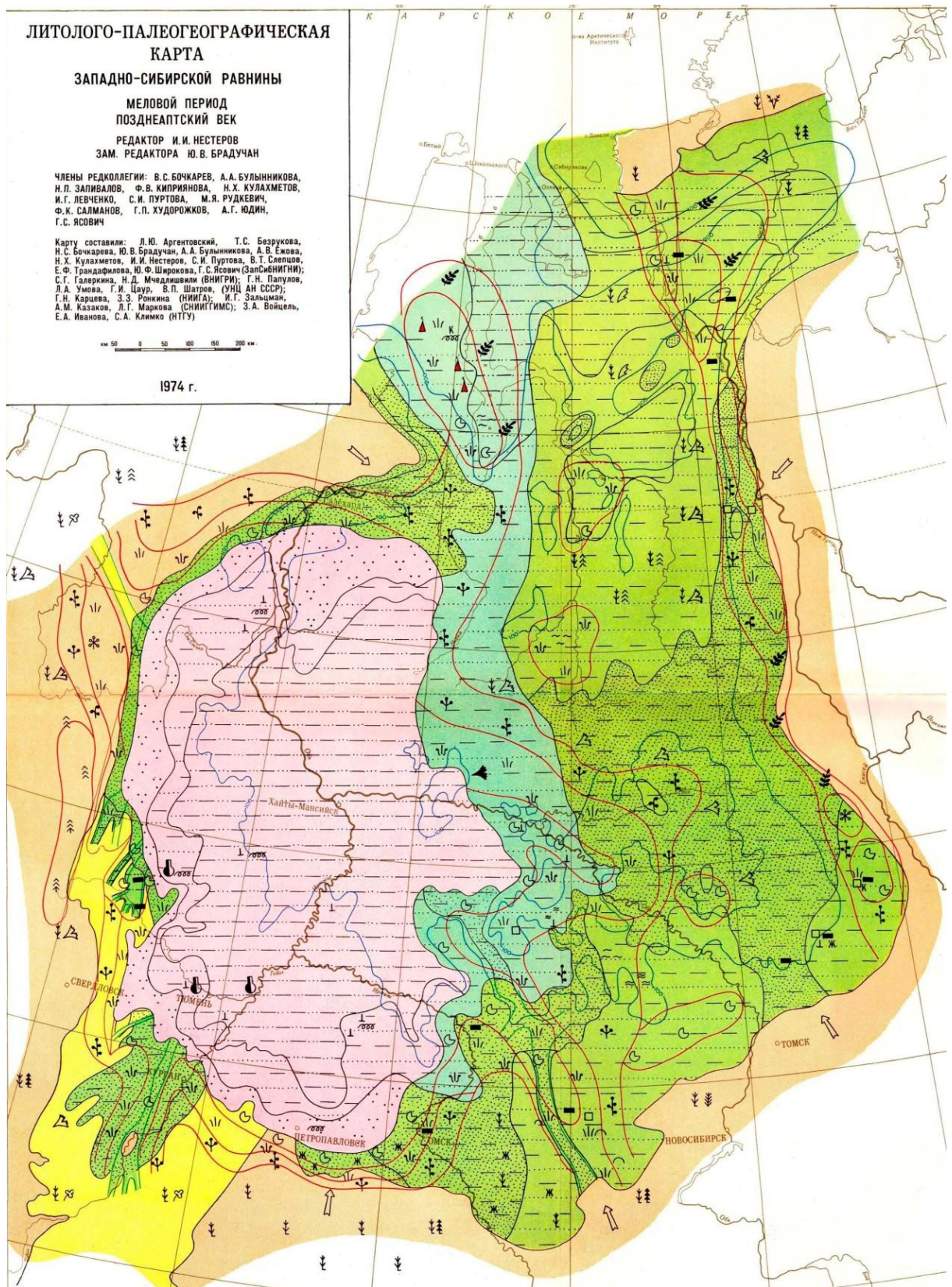


Рис. 3.5 - Литолого-палеогеографическая карта Западно-Сибирской равнины в позднеаптский век [4].

Основанная на положении базисов штормовых и спокойных волн и средних уровней высокой и низкой воды, схема мелководно-морских обстановок, заимствована из работ Л.Н. Ботвинкиной, M.R. Lider, H.G. Reading, H.E. Reineck, I.B. Singh и R.C. Selley (рис. 3.6) [22, 65, 71, 81]. Согласно с этой схемой, «среди мелководно-морских обстановок выделяются фации дальней, переходной и предфронтальной зон пляжа и пляж (нижний и верхний). Отложения, связанные с волновой деятельностью ураганных штормов, тяготеют к мелководно-морским. Главным условием их образования было событийное осадконакопление (быстрое осаждение алевро-песчаного материала из взвеси без дальнейшего перемещения его по дну)».

«Волнение является основным агентом переноса при штормах. На песчаном берегу во время шторма во взвеси переносится до 60% материалов. Волнение переносит взвешенный и растворенный материал по всей площади и охватывает практически всю территорию бассейна седиментации. Оно распространяется не на всю глубину бассейна, а только на верхнюю небольшую зону. Глубина, на которую оно распространяется, считается базисом действия волн или волновой базой. Она располагается от дневной поверхности на расстояние, равное длине возникающей волны, определяющейся размером водоема. В океанах длина волны практически не бывает больше 400 м (только при самых сильных и постоянных ветрах). Максимальная высота волн составляет 13 - 16 м. Эти волны проникают на глубину до 400 м, где частицы колеблются с амплитудой всего 25 мм. Взмучиванию осадков подвержен лишь шельф, и то только в сильные шторма и ураганы. Во внутренних морях размеры волн в 2 - 4 раза меньше. Например, в Северном море высота волн достигает до 8 - 9 м, длина - до 125 м, в Черном и Каспийском морях высота волн до 6 - 7 м и длина - до 80 - 100 м, в Балтийском - соответственно 5 и 70 м, Азовском - 1,0 - 1,3 и 10 - 14 м, на Балхаше - 1,9 - 20,0 м. Теоретически Азовское море, средняя глубина которого составляет 14 м, должно взмучиваться до самого дна. Но на

практике это случается только при очень сильных штормах. Обычные волны не доходят до дна» [39, 40, 41, 85].

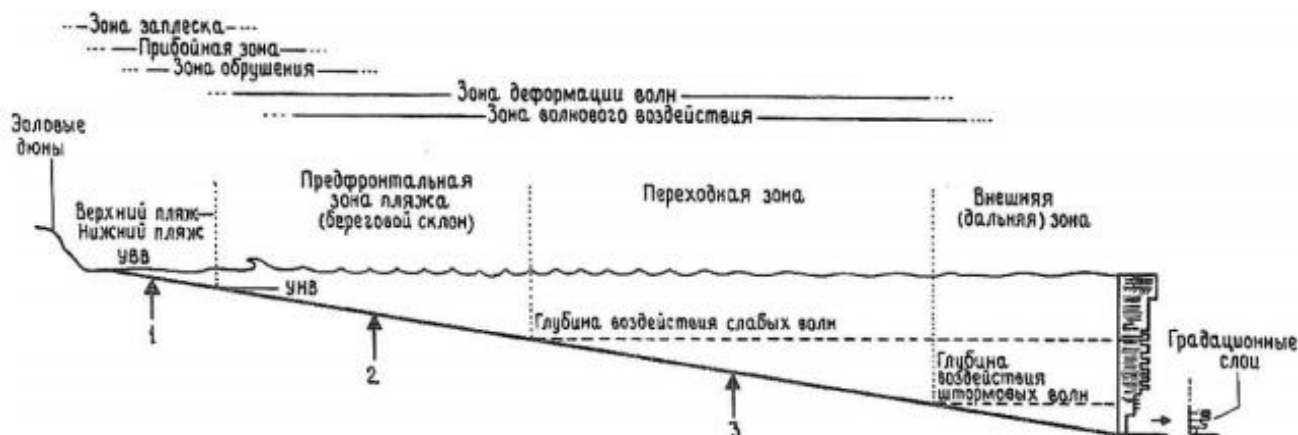


Рис. 3.6 - Мелководно-морские субобстановки, процессы и фации затопляемого пляжа: 1 - параллельная слоистость и одиночные косослоистые серии; 2 - эфемерные поля симметричных и асимметричных знаков ряби; дюн, часто смываемых во время штормов и замещаемых штормовыми фациями, такими, как «тонкослоистые и биотурбированные фации; 3 - если не преобладает шельфовый режим, то распространено преимущественно штормовое осадконакопление - песчаные слои с преобладанием тонкослоистых (бугорчатая косая слоистость) и биотурбированных фаций, возможно с глинисто-алевритовыми прослоями, образовавшимися в течение затишных периодов. УВВ - средний уровень высокой воды, УНВ - средний уровень низкой воды [22, 65, 71, 81].

«Ниже базиса воздействия средних штормов в средней и внешней частях шельфа образуются дистальные темпеститы. Они имеют толщину до 5 см» [17]. Образование темпеститов связано с катастрофическими событиями - сильными штормами, землетрясениями и волнами цунами. Катастрофические длиннопериодные штормовые волны имеют длину до 150 - 400 м и высоту до 25 м. Глубина их воздействия на дно составляет около 200 м и равна примерно половине длины волны. Н.-Е. Reineck и I.B. Singh отметили, что приливные течения в сочетании с эпизодическими волнениями могут воздействовать на осадки до глубины равной 100 фатомам (1 фатом = 18,3 м).

Методом электрометрической методики Муромцева В.С. и результатами исследования кернового материала по данным ГИС в пределах изучаемого месторождения по обоснованным признакам выделены следующие группы фаций пласта ВК₁ викуловской свиты: *дальняя зона пляжа, переходная зона пляжа и предфронтальная зона пляжа*. Линия предфронтальной зоны пляжа проведена условно и не использовалась при трехмерном геологическом моделировании в виду малого объема исходной информации. Анализ форм диаграммы ПС позволил создать диаграммы электрофаций и провести классификацию фаций по характерным формам каротажных диаграмм.

«Рассмотрим более подробно седиментационные обстановки, в которых формировались продуктивные отложения викуловской свиты в пределах Ем-Еговской площади» [39, 40, 41].

Дальняя зона пляжа (внешний шельф)

Отложения дальней зоны пляжа сформированы ниже уровня штормовых волн и представлены градационно-слоистым переслаиванием пород от аргиллитов до алевролитов и тонкозернистых песчаников. Прямая градационная слоистость возникает при выпадении в осадок материала, поднятого во взвесь при штормах в приближенных к берегу зонах пляжа (рис. 3.7-3.8). Для данных отложений характерны частые пиритовые конкреции и следы жизнедеятельности ихнофации, что свидетельствует о спокойной обстановке. Зерна кварца формируют невыдержанные тонкие линзовидные скопления проявления штормовых явлений (темпеститы) в связи с поступлением терригенного материала с расположенных южнее отмелей и взмучивание его из ранее накопившихся осадков [39, 40, 41].

По-видимому, встречающиеся в разрезе глинисто-алевритовые пропластки толщиной до 1,0 - 2,5 м можно интерпретировать как результат кратковременных повышений уровня моря и формирования осадков субфации дальнего пляжа.



Рис. 3.7 - Переслаивание градационно аргиллита и песчаника тонкозернистого алевритового. Фиксируется текстура нарушения слоистости - «песчаные роллы». Фация дальней зоны пляжа. Ем-Еговская площадь, скв. № 3682, пласт ВК₁, инт. 1471,10 - 1471,25 м.



Рис. 3.8 - Аргиллит алевритовый градационно слоистый. Развита тонкие линзы песчаника. Фация дальней зоны пляжа (альтернативная обстановка - центральная часть крупной изолированной лагуны). Ем-Еговская площадь, скв. № 3665, пласт ВК₂, инт. 1462,23 - 1462,27 м.

«Модель фации дальней зоны пляжа в формализованном виде представляет собой аномалию ПС в форме треугольника, расположенную в зоне отрицательных отклонений диаграммы. Кровельная линия ПС наклонная, чаще всего зубчатая или рассеченная, но может быть и прямой. Подошвенная линия также наклонная зубчатая, рассеченная или прямая. Значение $\alpha_{ПС}$ достигает 1,0—0,6 д. ед. Кровельная линия ИК наклонная волнистая, боковая и подошвенная – наклонные, волнистые. Кровельная линия ГК зубчатая наклонная, боковая – зубчатая или рассеченная, подошвенная линия также наклонная зубчатая или рассеченная» [39, 40, 41]. Типовая электрометрическая модель этой субфации представлена на рис. 3.9.

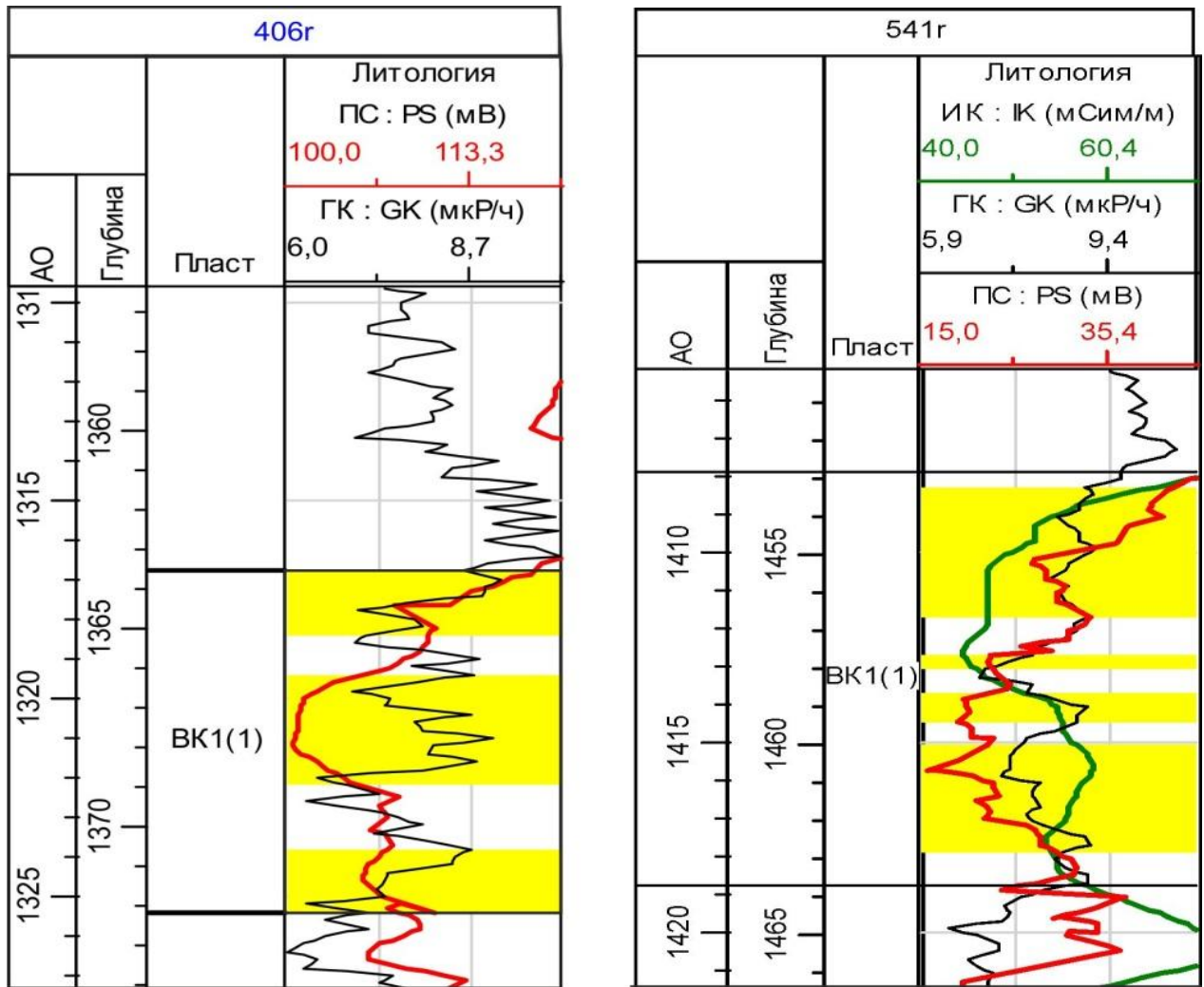


Рис. 3.9 – Типовая электрометрическая модель дальней зоны пляжа
(скв. №№ 406r, 541r)

Отложения переходной зоны пляжа (внутренний шельф)

Переходная зона располагается между средними базисами штормовых и спокойных волн и, следовательно, характеризуется чередованием условий высокой и низкой энергии волн. Текстуры взмучивания продуцируются чаще всего штормами (рис. 3.10 – 3.11).

Отложения переходной зоны пляжа обычно представлены чередованием глинисто-алевритовых и песчаных прослоев, отлагавшихся между базисом слабых и штормовых волн, т.е. в периоды спокойной погоды и в периоды штормов и волнений соответственно. Слой штормового песка характеризуется либо плохой сортировкой, либо имеет облик градационных ритмов. Для

песчаных отложений характерна бугорчатая слоистость ряби волнения. Тонкая слоистость сильно изменчива по площади и углу наклона, а также форме слоев.

Отложения могут быть сильно биотурбированы. Интенсивная биотурбация нарушает первичную слоистость и другие текстуры в суловиях спокойных вод.

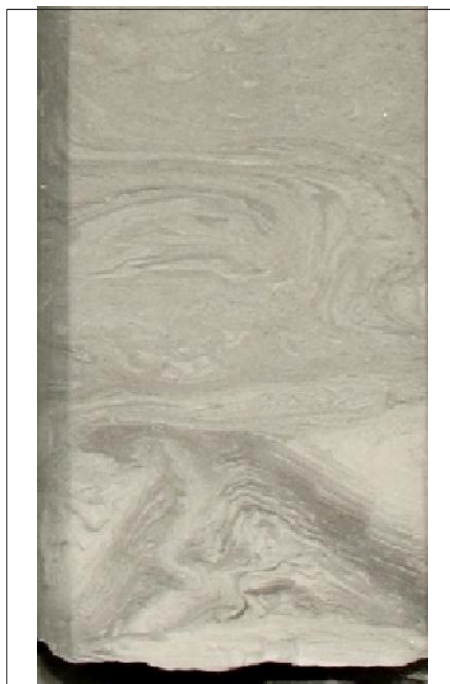


Рис. 3.10 - Текстура конседиментационной деформации, развитая во время отложения алевритопесчаного осадка (конволютная слоистость, возможно оползание). Ем-Еговская площадь, скв. № 30034р, пласт ВК₁, инт. 1496,65 - 1496,80 м.

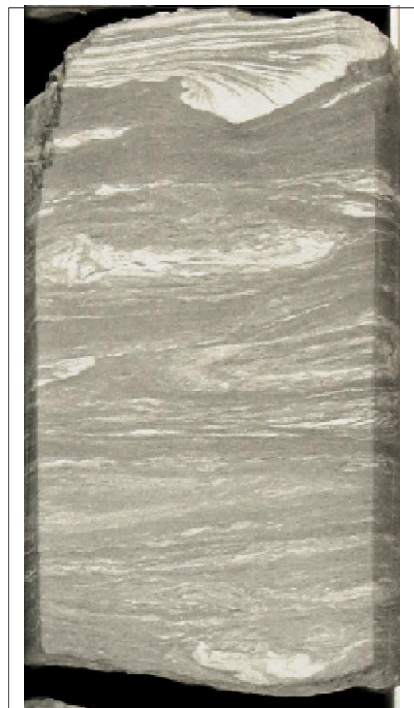


Рис. 3.11 - Текстура оплывания, образованная в результате перемещения пластичного слоистого песчано-глинистого осадка. В средней и нижней частях образца - песчаные «роллы» (от англ. «roll» - заворот), плавающие в глинистом осадке. В песчаных прослоях видна тончайшая прерывистая косая слоистость, обусловленная глинистым материалом и углистым детритом. Ем-Еговская площадь, скв. № 30034р, пласт ВК₂, инт. 1510,40-1510,55 м.

Электрометрическая модель фации переходной зоны представляет собой неравнобедренную трапецию, расположенную в зоне положительных отклонений диаграммы ПС (α ПС - 0,4 д. ед.). Кровельные линии моделей ГК и ИК наклонные прямые, боковые - зубчатые, подошвенные - наклонные волнистые. Ширина, аномалии достигает единиц, иногда десятков метров. Типовая электрометрическая модель этой субфации представлена на рис. 3.12.

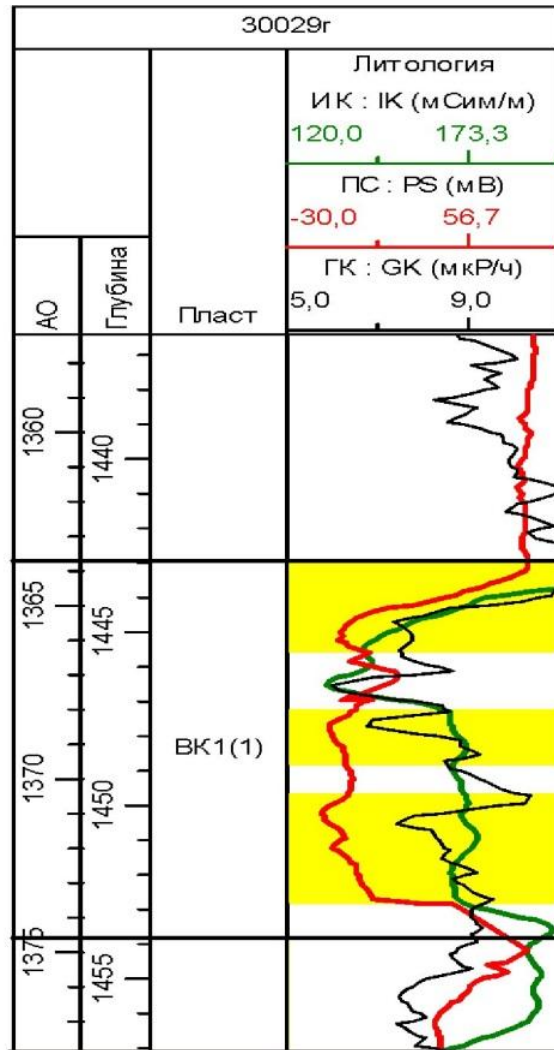


Рис. 3.12 – Типовая электрометрическая модель переходной зоны пляжа
(скв. № 30029r)

Отложения предфронтальной зоны пляжа

Предфронтальная зона пляжа (береговой склон) располагается между базисом спокойных волн и средним уровнем низкой воды. Отложения данной зоны представлены почти полностью мелкозернистыми песчаниками. Для них

характерна косая разнонаправленная слойчатость ряби волнения и волнистая, косоволнистая и горизонтальная слойчатость (рис. 3.13).

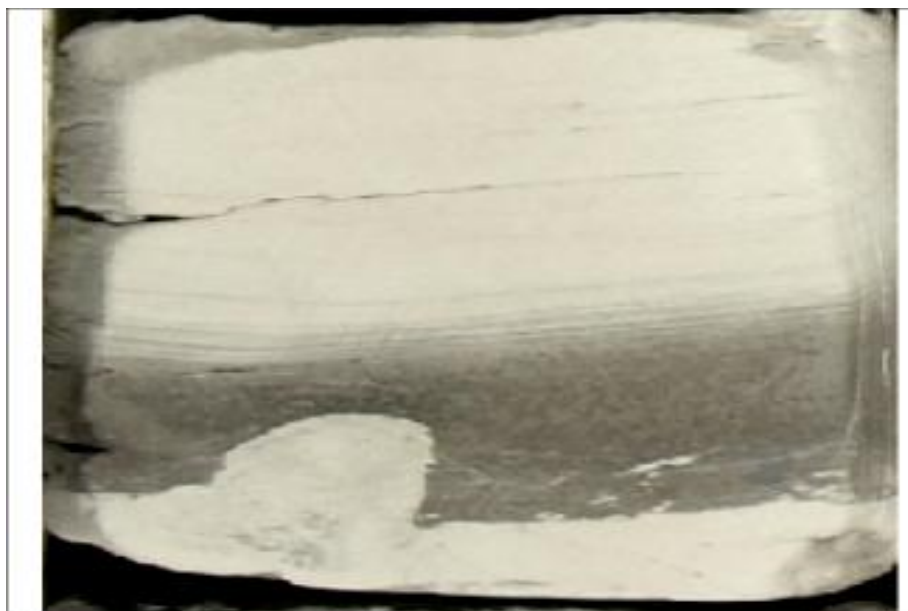


Рис. 3.13 - Переслаивание песчаника тонко-мелкозернистого косослойчатого и аргиллита алевролитистого со следами биотурбации (на глубине 1494,63 м отмечается ход илоеда). Субфация предфронтальной зоны пляжа. Ем-Еговский ЛУ, скв. № 30034р, пласт ВК₁, инт. 1494,57 - 1494,65 м.

«Для создания более точных моделей сложнопостроенных залежей геологические объекты целесообразно рассматривать не как единое целое, а выделять в них составные части» [80]. По результатам анализа ГИС и кернового материала по скважинам в пределах изучаемого месторождения по вышеизложенным признакам выделены следующие группы фаций пласта ВК₁ викуловской свиты: дальняя зона пляжа, переходная зона пляжа и предфронтальная зона пляжа (рис. 3.14). Линия предфронтальной зоны пляжа проведена условно и не использовалась при трехмерном геологическом моделировании в виду малого объема исходной информации.

На карту седиментационных обстановок нанесены начальные дебиты (добыча за первый месяц эксплуатации скважины) по скважинам. Из анализа карты видно, что переходная зона пляжа в целом характеризуется большими дебитами относительно дальней зоны (рис. 3.14, таблица 3.2).

Таким образом, внешняя проверка подтверждает адекватность построенной седиментационной модели викуловских отложений.

Таблица 3.2 – Распределения начальных дебитов скважин по зонам седиментации

Статистическая характеристика	Начальный дебит нефти, м ³ /сут	
	Дальняя зона пляжа	Переходная зона пляжа
Наименьшее	2.7	28.1
Наибольшее	35.3	62.9
Среднее значение	18.0	49.4
Дисперсия/стандартное отклонение	54,2/7,4	57,5/7,6
Коэффициент вариации	0,5	0,2
Объем выборки	405	179

Из данных табл. 3.2 следует, что, как и ожидалось, значимо более продуктивной является фация переходной зоны пляжа, и, как показывает коэффициент вариации, заметно более выдержана.

Геологические и фильтрационно-емкостные характеристики викуловской свиты в пределах Ем-Еговского ЛУ приведены в табл. 3.3. В данной таблице через $H_{эф}$ обозначена эффективная толщина, $K_{пес}$ – коэффициент песчаности, $K_{п}$ – коэффициент открытой пористости, $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, $K_{нн}$ – коэффициент начальной нефтенасыщенности. Из анализа данных таблицы видно, что породы пласта наиболее значимо изменчивы по $K_{пр}$ и $K_{п}$.

Сравнение геологических и фильтрационно-емкостных характеристик обоснованных фаций дают данные табл. 3.3, которые показывают, что переходная зона пляжа характеризуется заметно большими значениями $H_{эф.нн}$ и $K_{пр}$, причем изменчивость эффективных нефтенасыщенных толщин заметно меньше.

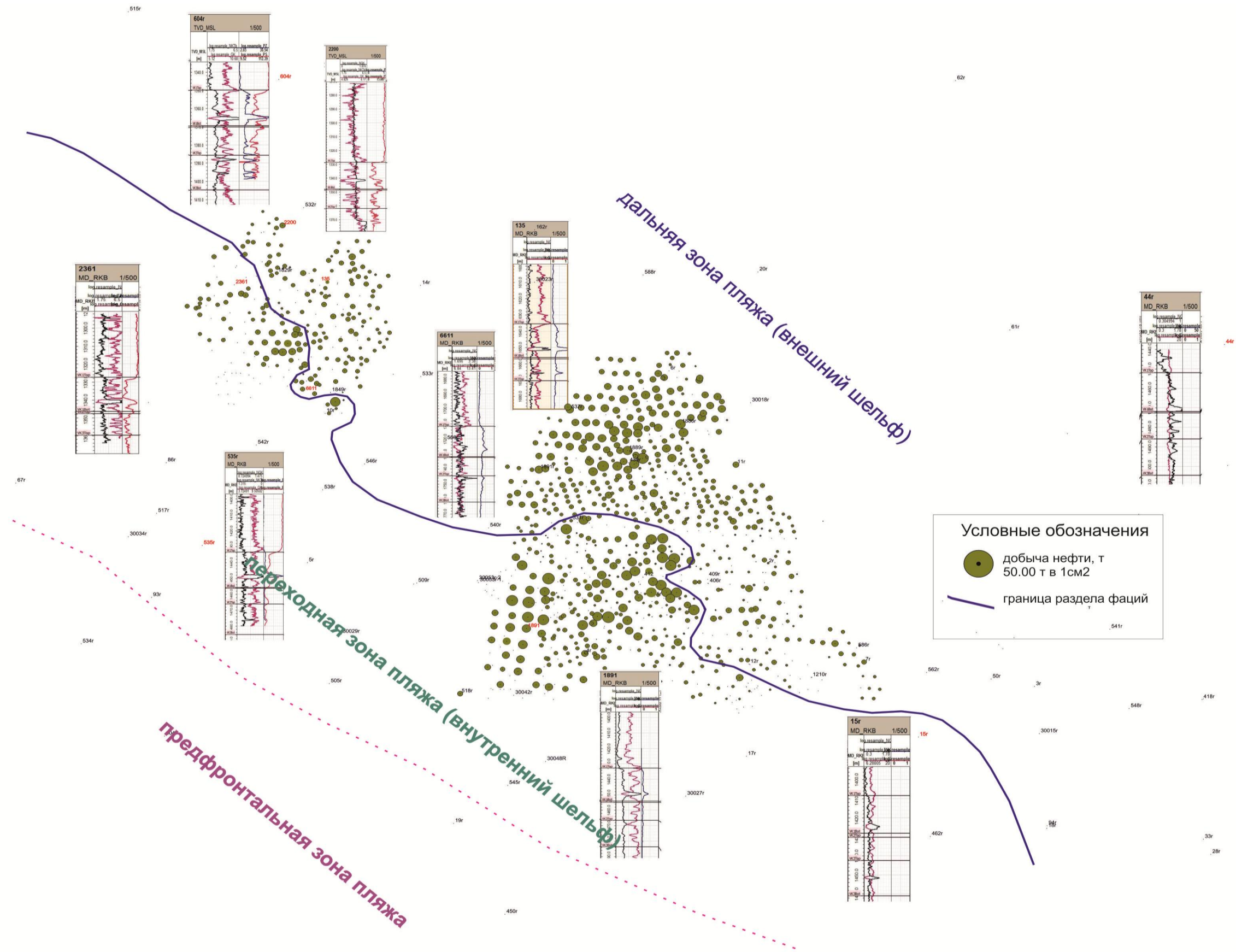


Рис. 3.14. Седиментационные обстановки пласта VK_1 викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ

Выводы:

1. Породы изучаемых пластов $ВК_{1-3}$ викуловской свиты в пределах Ем-Еговского ЛУ представлены тонко-мелкозернистыми песчаниками, крупнозернистыми алевролитами, с часто встречающимися прослоями и линзами мелкозернистых алевролитов. На основе литолого-минералогических и палеофациальных исследований установлено, что они накапливались в диапазоне обстановок открытого подвижного мелководья.

2. Кратковременные события высокой энергии - штормы, чередующиеся с более длительными условиями малой энергии при спокойной погоде, получают текстурное выражение в темпеститах. Породы-коллекторы такого образования имеют наиболее неблагоприятные для разработки ФЕС и высокую расчлененность. Они хорошо выдержаны по латерали, что позволяет разрабатывать данный тип отложений системами горизонтальных скважин [64]

3. Уточненное строение викуловской свиты позволяет снизить риски, связанных с недостаточной изученностью данных геологических объектов, влияющих как на систему поисково-разведочного процесса, так и на схему разработки выявленных углеводородных сложнопостроенных залежей, а также повысить эффективность разработки.

4. Впервые создана концептуальная геологическая модель отложений викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ. По особенностям условий формирования отложений викуловской свиты пласт $ВК_1$ можно разделить на три основные генетические зоны: дальняя зона пляжа, переходная зона пляжа и предфронтальная зона пляжа.

5. Особенности геологического строения изучаемых отложений должны быть в полной мере учтены при их трехмерном геолого-геофизическом моделировании с целью создания адекватной ГМ изучаемого объекта.

4. МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХМЕРНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ОБЪЕКТОВ С УЧЕТОМ КОНЦЕПТУАЛЬНЫХ СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

В рамках данной работы созданы трехмерные геологические модели продуктивных отложений пластов ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения и Викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ. Создание 3D ГМ осуществлено с помощью программного комплекса «Irap RMS 2013.1.2» компании «Rohar» [57,70].

В качестве исходной информации для геологического моделирования подготовлена единая база геолого-геофизических данных, включающая в себя:

- структурные карты поверхностей отражающих горизонтов (ОГ);
- линии разломов;
- координаты устьев скважин и альтитуды ствола ротора, данные инклинометрии, стратиграфические разбивки изучаемых пластов;
- исходные диаграммы ГИС;
- результаты геолого-геофизической интерпретации разрезов скважин по определению литологии разреза, выделению коллекторов, характера их насыщенности, ФЕС;
- данные перфорации, испытаний;
- полигоны лицензии, ВНК, зон замещения и выклинивания.

4.1 Построение структурных поверхностей

«Начальным этапом построения 3D ГМ является построение структурного каркаса месторождения. Основные части структурного каркаса модели - стратиграфические разбивки (маркеры) пластов в скважинах, стратиграфические поверхности пластов» [9].

Размер полигона для структурного моделирования выбран с учетом предполагаемых контуров нефтеносности, ЛУ и расположения краевых скважин [10].

4.1.1 Дулисьминского месторождения

В качестве исходной информации для создания структурного каркаса использовались абсолютные отметки (а.о.) стратиграфической кровли и подошвы пластов, полученные в результате корреляции пластов по данным 236 скважин в соответствии с принятой концептуальной моделью месторождения. В качестве косвенной информации использованы поверхности отражающих горизонтов (ОГ) «M2t» и «F», полученные в результате комплексной переинтерпретации данных сейсморазведки МОГТ-3D в объеме 164 км² и МОГТ-2D в объеме 952,4 пог. км. Размер ячеек при построении структурных поверхностей моделей выбран 50×50м.

Структурный каркас пластов I+II, I и II построен между ОГ «M2t» и «F» с учетом выделенных в пределах площади построения разрывных нарушений сбросового типа - разломов (рис. 4.1). Залежи характеризуются сложным геологическим строением с многочисленными разрушениями. Разломы имеют в основном субмеридианальное простирание, реже встречаются разрывные нарушения широтного направления. Амплитуда разломов меняется от 2 до 15 м. Все разрывные нарушения условно разделены на экранирующие, наличие которых выражается в изменении уровней ГНК и ВНК, и неэкранирующие.

В построении структурного каркаса участвовали все скважины, вскрывающие разрез, так как при увеличении угла ниже поверхности ОГ «M2t» траектории скважин отходят на допустимое расстояние, позволяющее корректно их учесть. При возникновении случаев, в которых точки входа в пласт располагались в соседних ячейках структурного каркаса, более высокий приоритет имели и учитывались наклонно-направленные скважины, поскольку горизонтальные стволы не участвовали в интерполяции литологии и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (ФЕС).

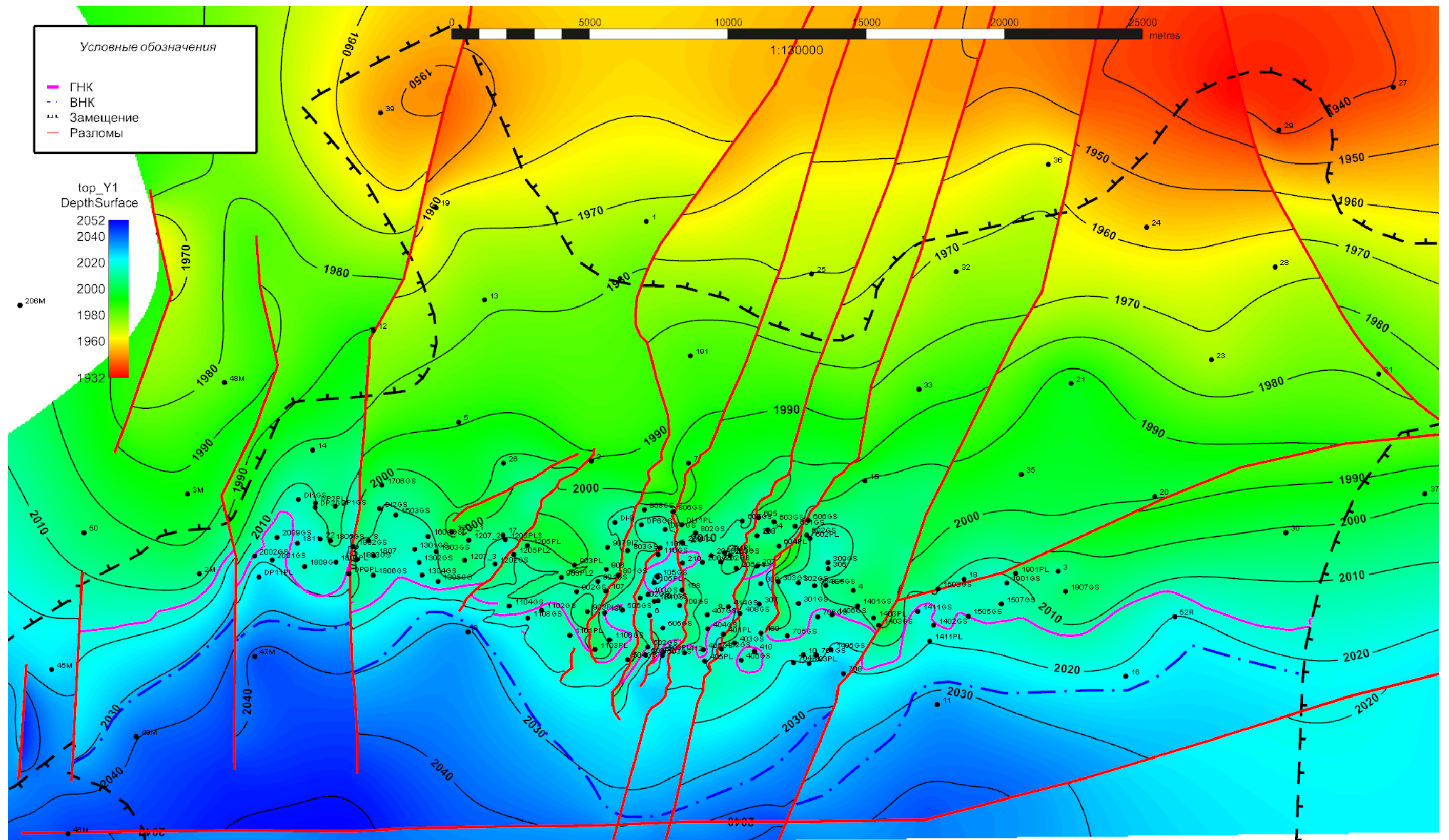


Рис. 4.1 – Структурная карта кровли пласта I Ярактинского горизонта (Казанская Д.А.)

Траектории горизонтальных стволов проанализированы на соответствие интервалов фильтрации и особенностей изменения ФЕС в данном районе трехмерной сетки каркаса. После построений проведен контроль качества структурных поверхностей относительно стратиграфических отметок. Невязки значений а.о. стратиграфических границ пластов не превышают ± 0.2 м, что является допустимым.

Построенный стратиграфический каркас в рамках данной работы значительно отличается от использованного ранее в двумерной модели (Подсчет запасов 2004 г.). Изменение объясняется уточнением структурной основы по новым сейсмическим данным, а также использованием авторской концептуальной модели. Ранее по пласту I выделялось две залежи (основная и юго-западная в районе скв. №45М). По пласту II выделялось две залежи: северная – в районе скв. №31 и южная – в районе скв. №30.

В настоящей работе в ярактинском горизонте автором выделено 5 неантиклинальных литологически и тектонически экранированных залежей. В связи с данными изменениями суммарное увеличение нефтеносной площади составило 20%, площадь газоносности списана на 6%, что обусловлено повышением уровня ГНК (сокращением площади газовой шапки).

4.1.2 Ем-Еговского ЛУ

Границы геологического моделирования лежат в пределах Ем-Еговского ЛУ с расширением границ на 2 км. Размер участка моделирования составляет около 49 x 45 км, общая толщина отложений достигает порядка 95 м.

В трехмерном моделировании участвовали 1322 скважины, в том числе: 116 разведочных и 1206 эксплуатационных. В период с 2008-2014 гг. пробурены 5 разведочных, 15 горизонтальных, 25 боковых ствола и 147 эксплуатационных. Данные по новым скважинам в полной мере учтены при построении 3D ГМ.

Для построения структурного каркаса в качестве тренда принята структурная (стратиграфическая) поверхность отражающего горизонта M_1 (являющегося одновременно и кровлей викуловской свиты, и кровлей песчаного пласта BK_1), полученная по данным 3D сейсморазведки, не использованная в предыдущих работах [67]. Этот горизонт хорошо выдержан и коррелируется по всей площади и является кровлей пласта BK_1 .

Внутри пласта BK_1 согласно авторской концептуальной модели выделено 3 седиментационных цикла, для которых характерна довольно хорошая выдержанность по площади. В кровле 3-его цикла практически во всех скважинах уверенно выделяется уплотненный известковый пропласток. Строение пластов BK_2 , BK_3 аналогично пласту BK_1 – это ритмичное переслаивание мелкозернистых песчаников и алевролитов, чередующееся с прослоями и линзами глинистых алевролитов и глин. Внутри пластов выделено по 2 цикла. Выделенные пласты являются устойчивыми единицами разреза, хорошо выделяются на диаграммах ПС, ГК, ИК, БК; довольно легко поддаются типизации, уверенно прослеживаются и сопоставляются по площади.

Геологические характеристики выделенных седиментационных циклов приведены в табл. 4.1. Из приведенных данных следует, что пласт BK_1 характеризуется наибольшими значениями эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин и коэффициента начальной нефтенасыщенности, а пласт BK_2 , как показывают коэффициенты вариации, - наибольшей латеральной неоднородностью по параметрам $K_{пр}$, $N_{эф}$, $N_{эф.нн}$ и $K_{пес}$.

Таблица 4.1 – Геологические характеристики викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ по седиментационным циклам ВК₁, ВК₂, ВК₃

Статистическая характеристика	Н _{эф} , м			К _{пес} , д. ед.			К _п , д. ед.			К _{пр} , *10 ⁻³ мкм ²			К _{ин} , д. ед.		
	ВК ₁	ВК ₂	ВК ₃	ВК ₁	ВК ₂	ВК ₃	ВК ₁	ВК ₂	ВК ₃	ВК ₁	ВК ₂	ВК ₃	ВК ₁	ВК ₂	ВК ₃
Наименьшее	4,7	2,0	2,1	0,29	0,14	0,25	0,235	0,235	0,236	6,93	4,4	6,4	0,205	0,054	0,015
Наибольшее	36,6	13,3	13,0	0,9	0,93	0,71	0,301	0,301	0,305	56,11	69,4	69,4	0,747	0,781	0,762
Среднее значение	14,2	6,1	9,3	0,52	0,49	0,54	0,280	0,277	0,278	25,84	24,24	25,5	0,61	0,411	0,331
Дисперсия/стандартное отклонение	2,6/ 1,62	1,7/ 1,3	2,7/ 1,6	0,006/ 0,077	0,009/ 0,095	0,007 /0,082	0,00005/ 0,008	0,000006/ 0,008	0,00007/ 0,082	68,3/ 8,3	70,6/ 8,4	63,8/ 7,99	0,002/ 0,05	0,01/ 0,11	0,01/ 0,1
Коэффициент вариации, %	11,4	21,3	17,2	14,9	19,4	15,2	2,7	2,9	29,5	29,3	34,7	31,3	7,5	26,7	30,2
Объем выборки	1250	1027	223	1250	1250	223	1250	1250	223	1250	1250	223	1250	1250	214

Структурные карты по кровлям пластов строились методом схождения от кровли пласта $ВК_1$ (рис. 4.2). Структурная модель включает 5 структурных поверхностей (4 зоны) и 21 поверхность тектонических нарушений. Каждый пласт моделировался как самостоятельная зона для достижения детальности модели и отображения стратифицированности викуловских отложений.

Использование концептуальной седименталогической модели (расчленение пласта $ВК_1$ на 3 цикла), интерпретация сейсмического материала данные бурения позволили уточнить геологическое строение данного участка (структурный план, модель тектонических нарушений). Уточнилась площадь залежи – на западе залежи наблюдается незначительный прирост, в то время как на севере, северо-востоке и юго-востоке залежи происходит списание нефтенасыщенной части.

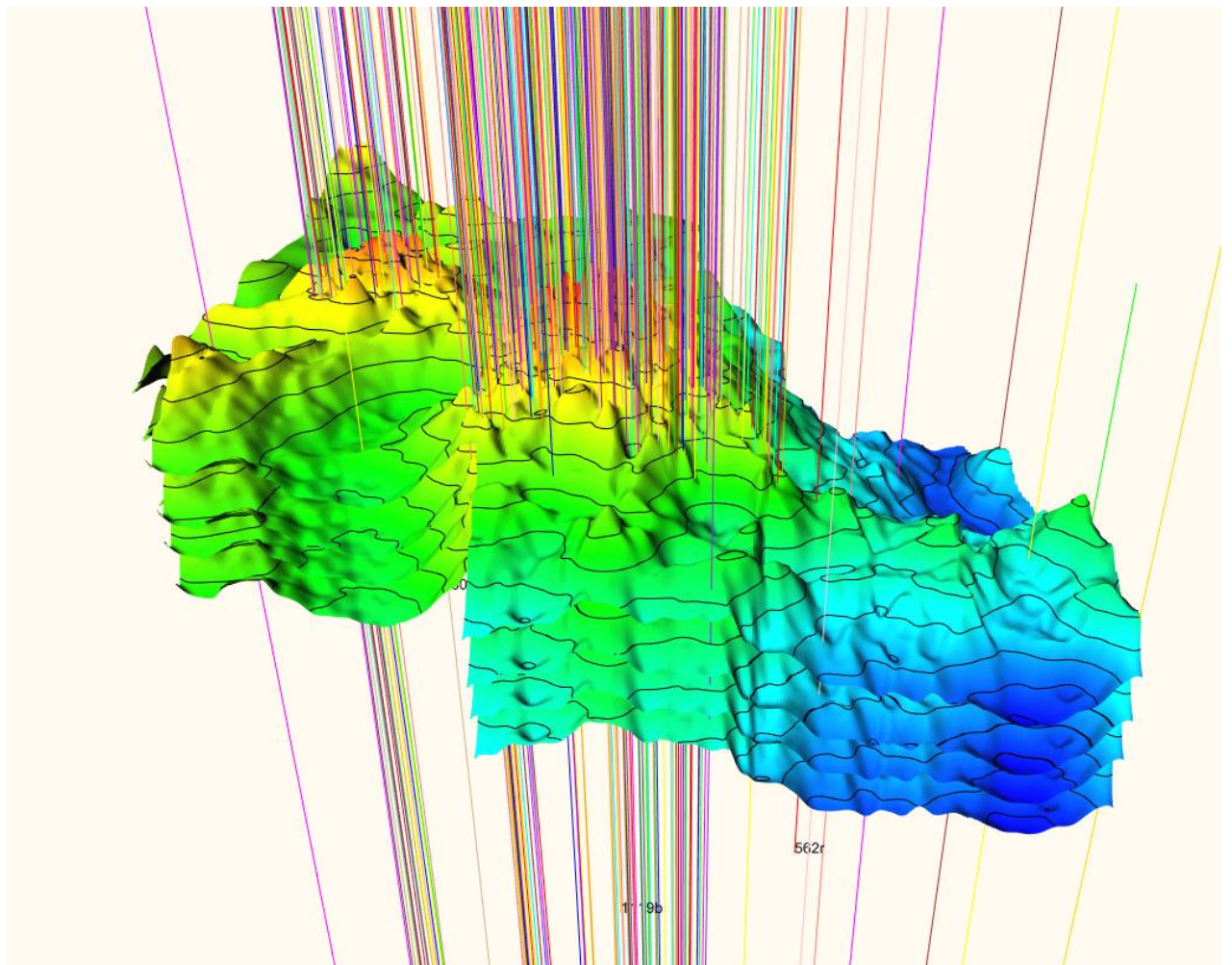


Рис. 4.2 Структурный каркас продуктивных пластов викуловских отложений (Ем-Еговская площадь) (Казанская Д.А.)

Проведен контроль качества построенных структурных поверхностей относительно стратиграфических отметок пластов [77] - невязки значений абсолютных отметок стратиграфических границ в точках скважин не превышают ± 0.2 м.

4.2 Обоснование объемных сеток параметров моделей

Трехмерная сетка построена в стратиграфических границах структурного каркаса. Шаг сетки по горизонтали принят исходя из расстояния между скважинами. Параметры трехмерной сетки приведены в таблицах 4.2-4.3.

Таблица 4.2 - Геометрические характеристики трехмерной сетки модели Ярактинского горизонта

Пласт	Количество слоев	Размер ячеек, м			Количество ячеек
		x	y	z	
I+II, I и II	246	50	50	0,30	22369286

Таблица 4.3 - Геометрические характеристики трехмерной сетки модели Викуловской свиты

Пласт	Количество слоев	Толщина слоя, м			Количество ячеек
		x	y	среднее	
ВК ₁	67	50	50	0,3	46 627 176
ВК ₂	46	50	50	0,3	32 012 688
ВК ₃	61	50	50	0,3	42 451 608

4.3 Построение трехмерной литологической модели с учетом концептуальной модели

Построение куба литологии реализовано поэтапно:

1 этап: построение двумерного тренда - карты $k_{\text{пес}}$ (рис. 4.3) по скважинным данным. Для ярактинского горизонта строились трендовые карты $k_{\text{пес}}$ по каждому из пластов отдельно.

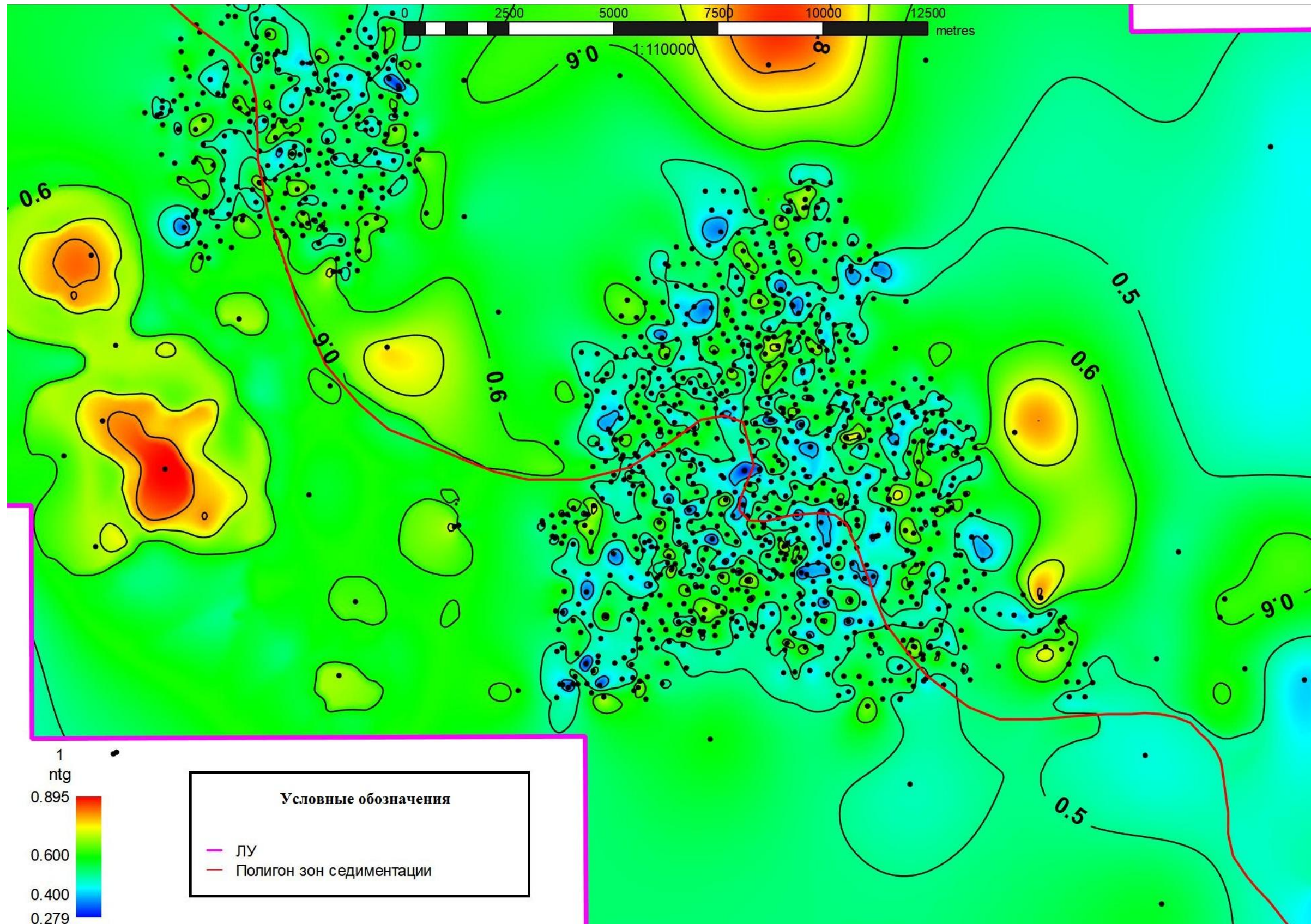


Рис. 4.3. Трендовая карта $k_{\text{пес}}$ пласта ВК₁ (Казанская Д.А.)

Карта $k_{\text{пес}}$ для пласта ВК₁ (рис. 4.3) строилась для каждой зоны седиментации (рис. 3.14) внутри заданного полигона, затем «сшивалась» с целью ликвидации разрывов со сглаживанием в зонах границ фаций. Из рис. 4.3 видно, что 2D модель песчаности является гладкой функцией не только в зонах выделенных фаций, но и на их границе. Переходная зона пляжа характеризуется локальными изменениями песчаности по скважинам в отличие от предфронтальной зоны пляжа.

2 этап: построение одномерного тренда - ГСР параметра литологии (коллектор/неколлектор) по разрезу отдельно по зонам седиментации.

Для ярактинского горизонта - западная+центральная и восточная зоны (рис. 4.4). Отдельный тренд для западной зоны не создавался ввиду малого количества скважинных данных и наличия зоны выклинивания пласта в данной части моделируемой территории [37, 38].

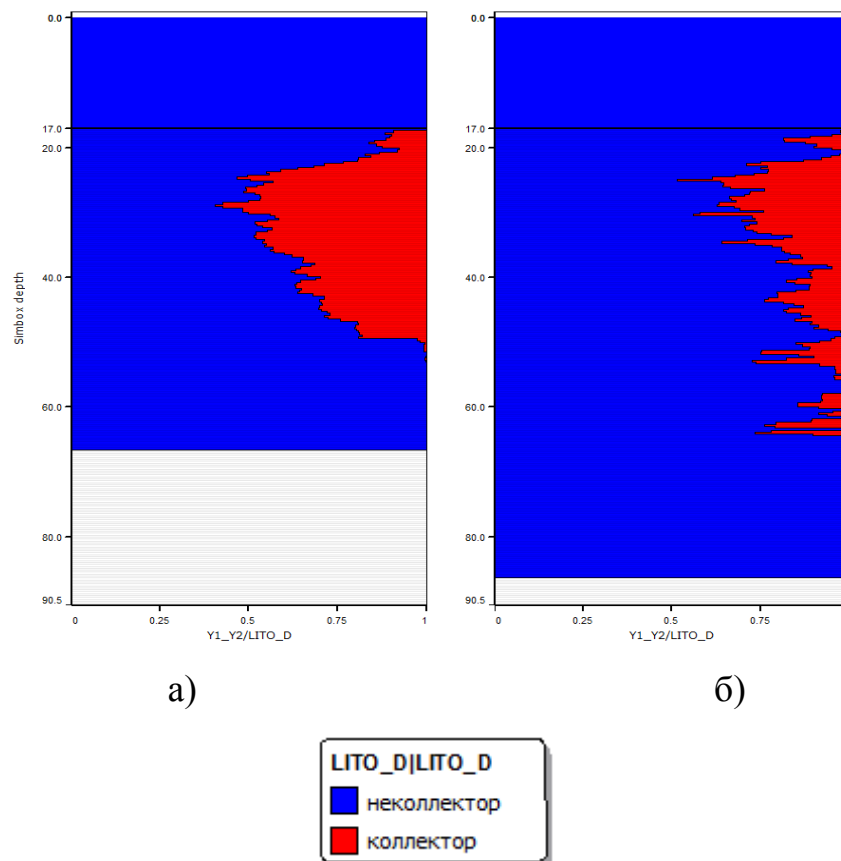


Рис. 4.4 – ГСР параметра литологии по зонам седиментации.
а – центральная и западная зоны, б – восточная. (Казанская Д.А.)

Для викуловской свиты - это дальняя зона пляжа (внешний шельф), переходная зона пляжа (внутренний шельф) для пласта ВК₁ (рис. 4.5) и ГСР для пластов ВК₂ и ВК₃ отдельно (рис. 4.6). Предфронтальная зона пляжа проведена условно и не использовалась при построении 3D ГМ, так как проходит на границе ЛУ и полнота информации данного участка не позволяет корректно построить выделенную зону (рис. 3.14) [37, 38].

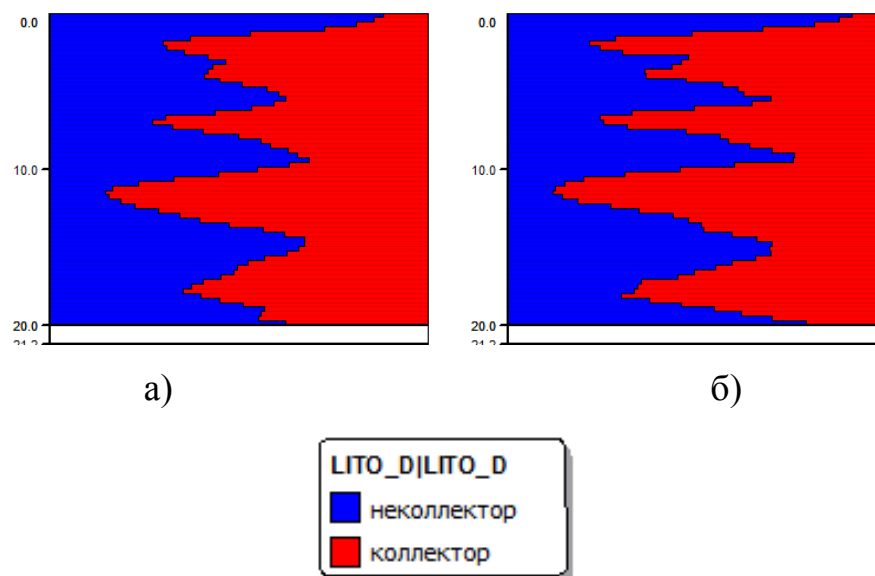


Рис. 4.5 – ГСР параметра литологии по зонам седиментации. Пласт ВК₁.

а) – дальняя зона пляжа, б) – переходная зона пляжа (Казанская Д.А.)

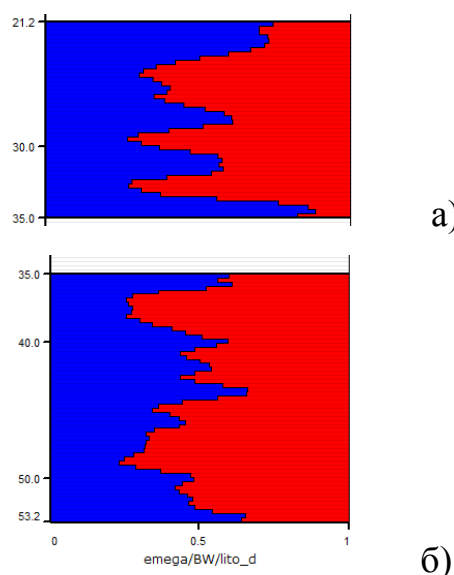


Рис 4.6. - ГСР параметра литологии по зонам седиментации.

а) – пласт ВК₂, б) – пласт ВК₃ (Казанская Д.А.)

Необходимость построения нескольких трендов обусловлена концептуальной геологической моделью.

3 этап: построение совместного трендового куба литологии (K_{lito}) по данным ГСР и $k_{\text{пес}}$;

4 этап: интерполяция параметра песчаности с использованием трехмерного тренда K_{lito} . Весовой коэффициент трендового куба (ярактинский горизонт – 0,69; викуловская свита - 0.65) при построении куба песчаности задавался таким образом, чтобы на границе выделенных седиментационных зон не было видно грубой «сшивки». Параметры радиусов вариограммы выбирались эмпирически реализацией ряда итераций с целью охвата всей площади моделирования [37, 38].

5 этап: дискретизация непрерывной 3D модели песчаности. Для ярактинского горизонта дискретизация осуществлялась с использованием алгоритма М.Б. Дышлевского, который учитывает карту эффективных толщин пласта ($h_{\text{эф}}$), полученную перемножением карт песчаности и общих толщин. «Учет карты $h_{\text{эф}}$ осуществляется использованием изменяющегося граничного значения при дискретизации куба песчаности» [37, 38].

Дискретизация для викуловской свиты проводилась по граничному значению - 0,5 д. ед., результатом чего явилась 3D модель литологии (K_{lito}).

Корректность построенной литологической модели проверена использованием статистического анализа, сопоставления двумерных карт, построенных на основе исходных данных (2D) и результирующих по модели (3D) карт эффективных толщин и песчаности пластов. На рис 4.7-4.8 приведены ГСР по геологической модели и по данным интерпретации ГИС. Графики различаются незначительно, что свидетельствует об адекватном отражении неоднородности разреза и о внутренней сходимости всех разнородных и разноточных данных, использованных при построении трехмерной геологической модели [37, 38].

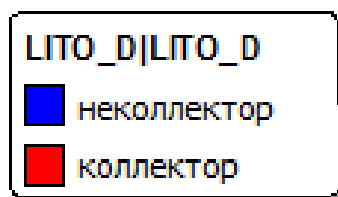
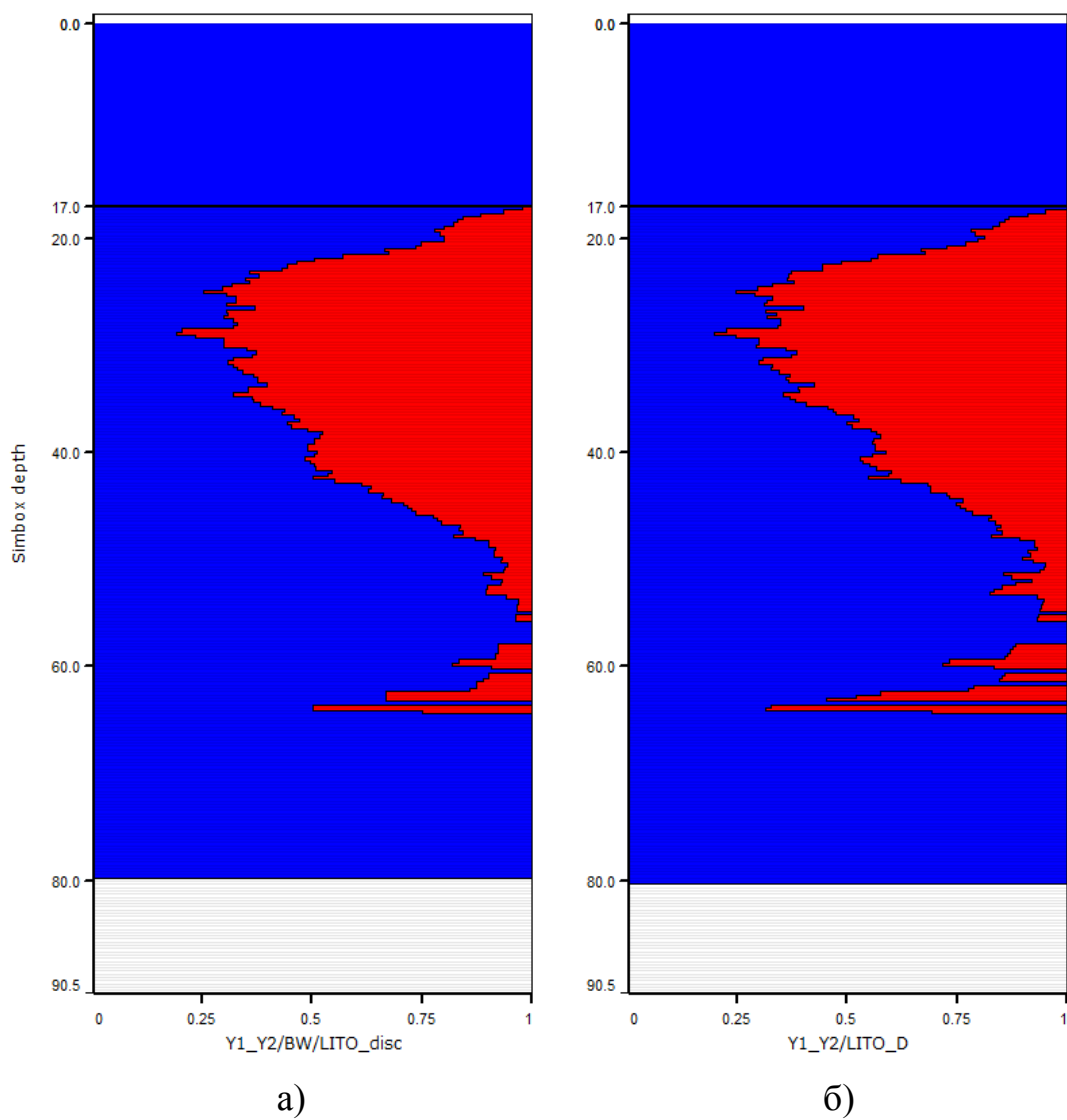


Рис. 4.7 - Сопоставление ГСР по кубу (а) и осредненные скважинные данные (б). Пласты I+II, I и II (Казанская Д.А.)

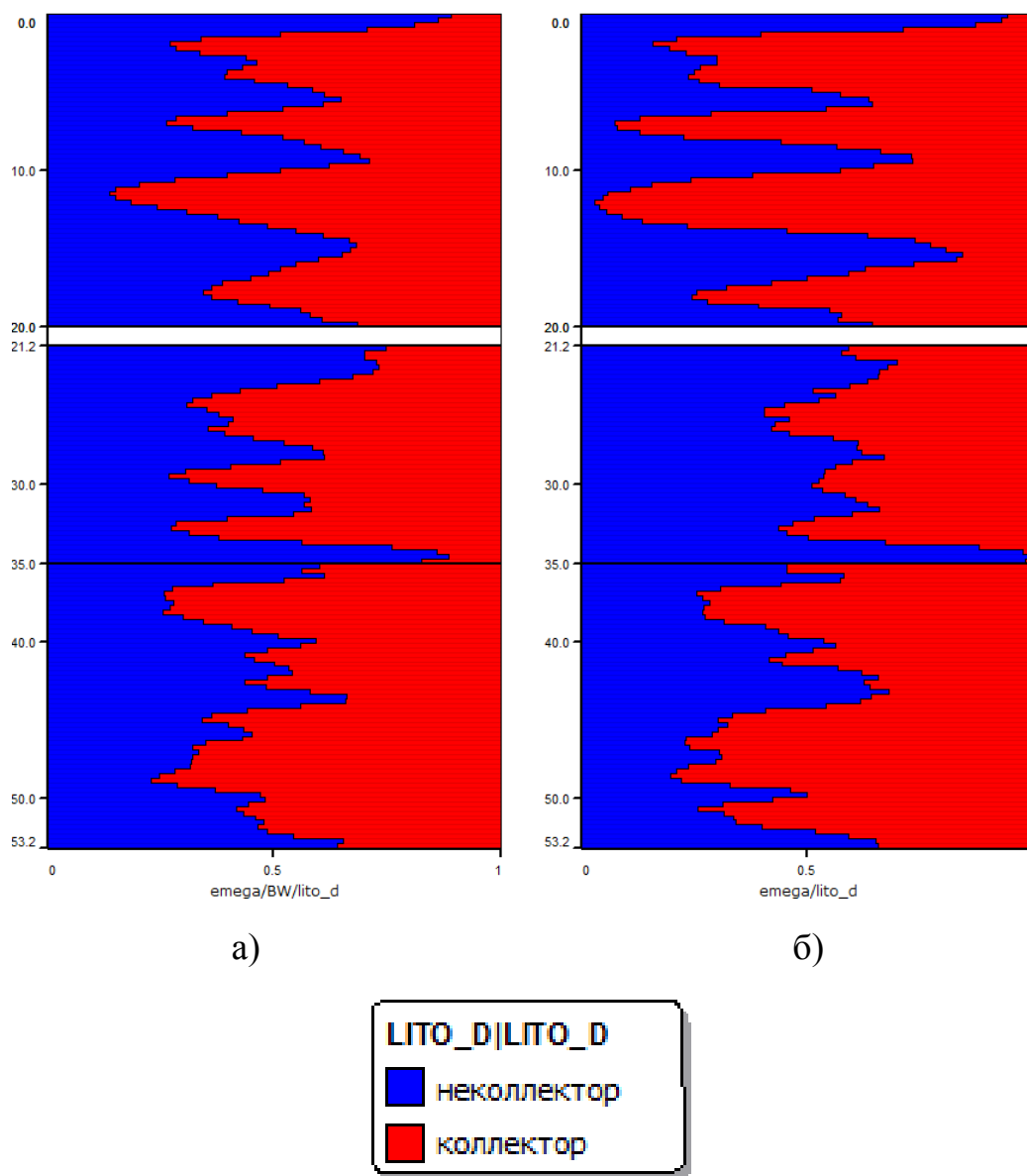


Рис. 4.8 - Сопоставление ГСР по кубу и BW. Викуловская свита (пласты ВК₁, ВК₂, ВК₃) а) – осредненные скважинные данные, б) – куб литологии

(Казанская Д.А.) [42]

4.4. Построение трехмерных моделей ФЕС

Интерполяция коэффициента открытой пористости ($K_{п}$) на трехмерную сетку осуществлена алгоритмом «Kriging» в модуле «Petrophysical Modelling» с использованием двумерных трендов – карт коэффициента открытой пористости по каждому пласту. Значения рангов вариограммы при построении карты $K_{п}$ подобраны эмпирически.

Карты K_n по пластам I и II, построенные по скважинным данным, использованы в качестве двумерных трендов. Интерполяция в двумерной сетке осуществлялась с выходом на граничное значение к зоне замещения коллектора: пласт I+II и I – 0,064 д.ед., пласт II – 0,091 д.ед. Карты K_n строились для каждой зоны седиментации внутри заданного полигона, затем «сшивались» со сглаживанием в зоне границ фаций. Для каждой зоны (центральная и западная, восточная) при построении куба K_n задавались свои граничные значения пористости.

Анализ итогового куба пористости показал, что ярактинский горизонт характеризуется невыдержанными ФЕС по площади и по разрезу, что говорит о высокой сложности строения представляемых пластов (рис. 4.7) [61]. K_n изменяется от 0,064 д.ед. до 0,207 д.ед. В разбуренной зоне пласта прослеживается резкое изменение K_n в соседних скважинах.

Сопоставление карты открытой пористости по скважинным данным и карты открытой пористости, полученной из трехмерной модели, показано на рис. 4.9. Из анализа видна хорошая сходимость карт в центральной и восточной частях ЛУ и несколько хуже – в западной. Это связано с выходом на граничное значение открытой пористости к зоне замещения и малым количеством скважинных данных ($n=4$) с широким диапазоном значений от 0,09 д.ед. до 0,14 д.ед. Карты K_n для группы пластов ВК строились для каждой зоны седиментации внутри заданного полигона, затем «сшивались» со сглаживанием в зоне границ фаций. Для каждой зоны (дальняя зона пляжа и переходная зона пляжа) при построении 3D куба K_n задавались свои граничные значения пористости. На рис. 4.10 изображена карта коэффициента открытой пористости группы пластов ВК, полученная по результатам 3D моделирования. По данной карте можно сделать вывод о том, что переходная зона пляжа характеризуется более высокими значениями пористости по скважинам в отличие от предфронтальной зоны пляжа.

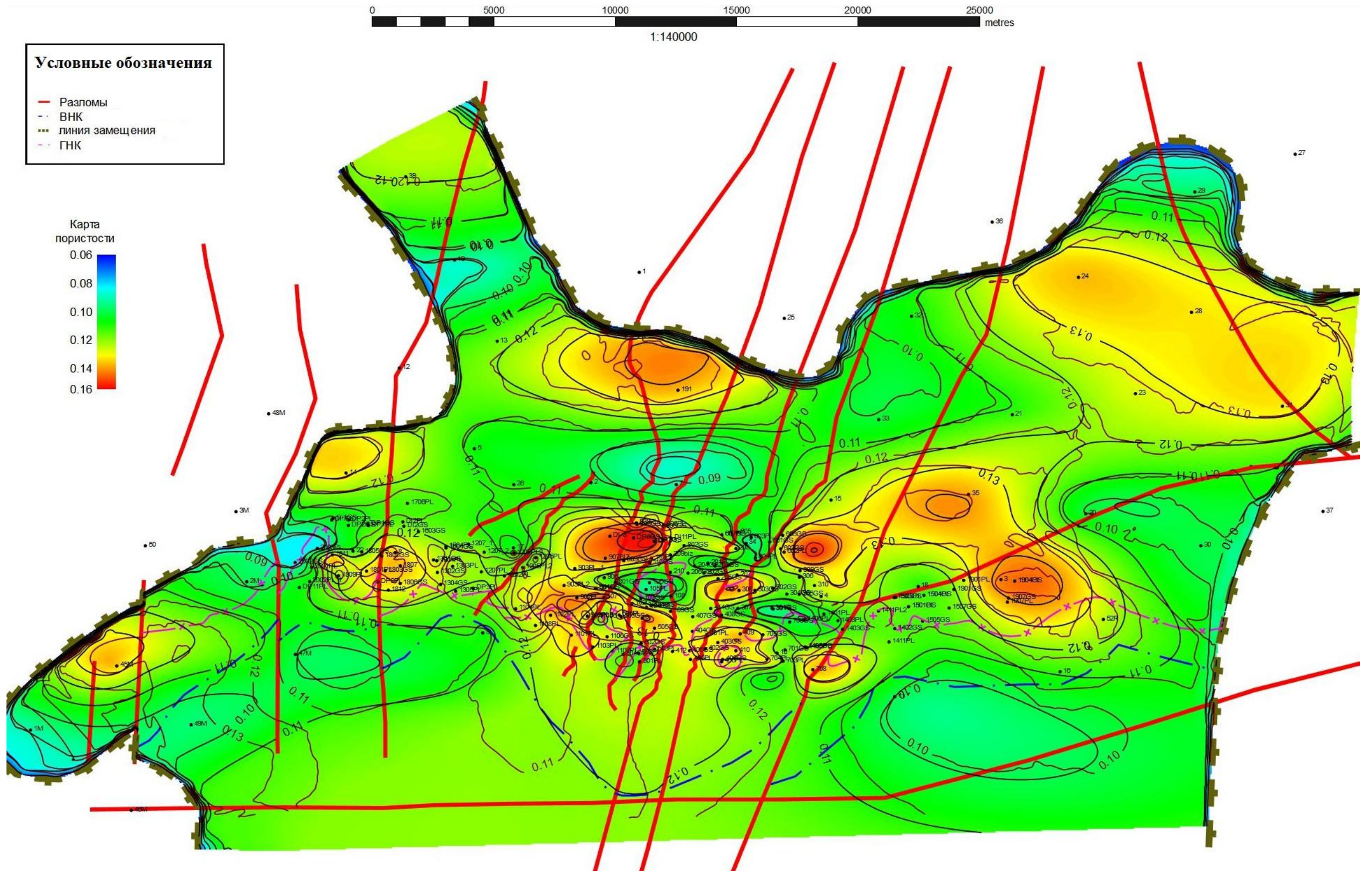


Рис. 4.9 - Сопоставление карт открытой пористости по скважинным данным (черный) и трехмерной модели (бордовый). Пласт I+II и I (Казанская Д.А.)

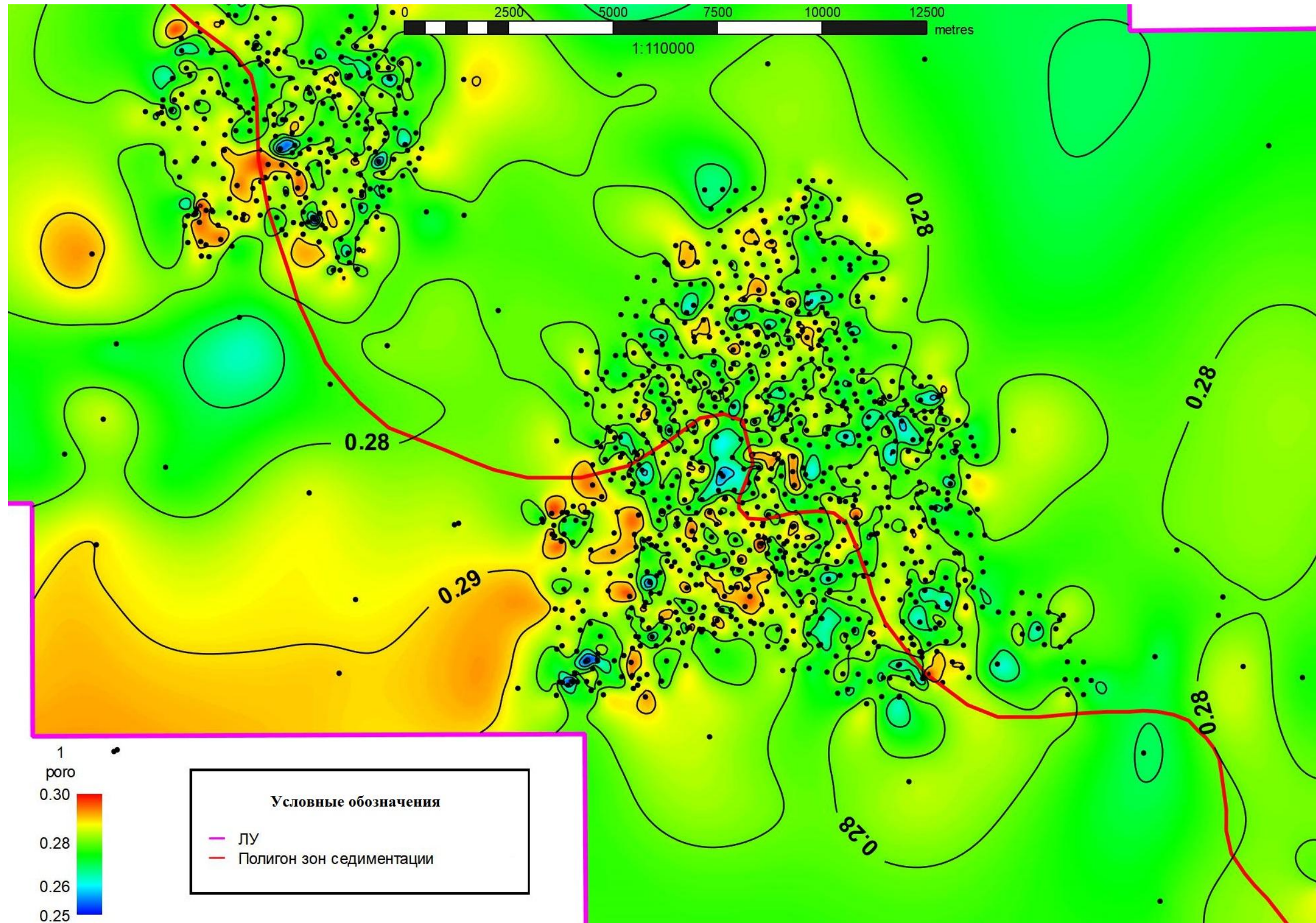


Рис. 4.10 - Карта коэффициента пористости пласта ВК₁ по трехмерной геологической модели (Казанская Д.А.)

Куб проницаемости ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения $K_{пр}$ рассчитан по петрофизической зависимости от куба пористости, полученной по керновым данным (рис. 4.11-4.12).

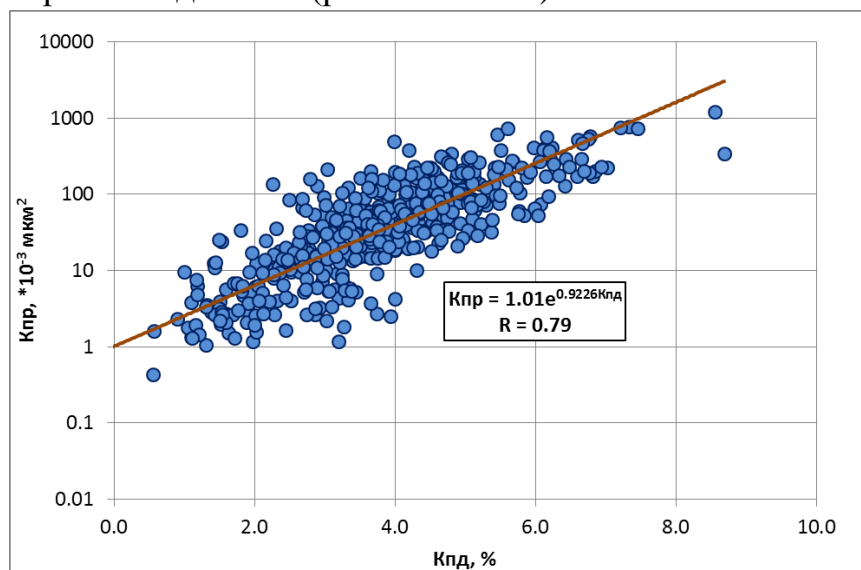


Рис. 4.11 - Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости по пласту I

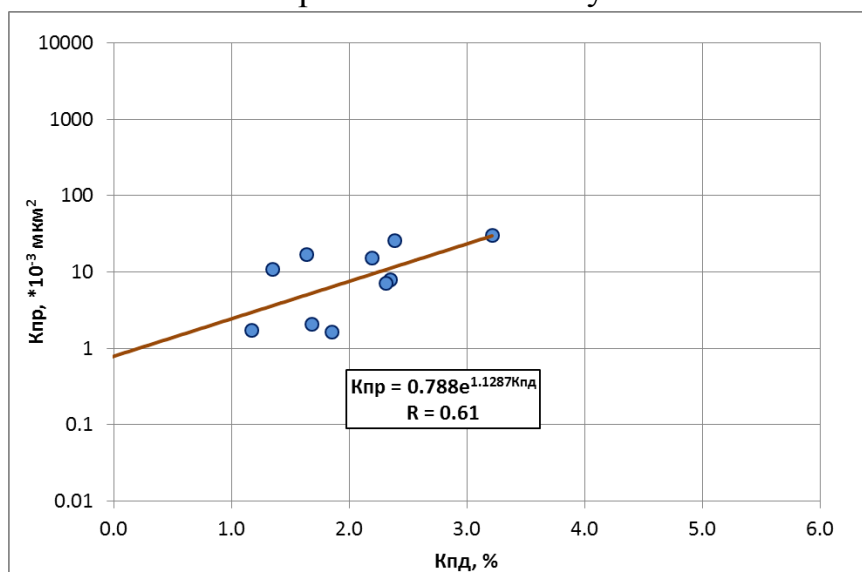


Рис 4.12 - Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости по пласту II

Точность прогноза $K_{пр}$ по пласту I выше, чем по пласту II. Это следует из объемов выборок и значений коэффициентов детерминации. Значимое различие также обусловлено различным и сложным строением этих пластов.

Куб проницаемости викуловской свиты $K_{пр}$ рассчитан по петрофизической зависимости от куба пористости, полученной по керновым данным: $LgK_{пр}=0,1937*K_{п}-4,0677$.

4.5 Построение трехмерной модели насыщения

Интерполяция коэффициента начальной газо-нефтенасыщенности на трехмерную сетку осуществлена алгоритмом «Kriging» для ячеек-коллекторов выше поверхности ВНК.

Минимальное значение по газоводонасыщенной зоне Дулисьминского месторождения задавалось 0,612 д.ед. согласно скважинным данным (РИГИС), максимальное 0,960 д.ед., по нефтенасыщенной части минимальное значение – 0,533 д.ед., максимальное – 0,952 д.ед. Анализ итоговых кубов начальной нефтенасыщенности и газонасыщенности, а также полученных 2D карт (рис. 4.13-4.15) показал, что ярактинский горизонт характеризуется невыдержанными значениями начальной газонасыщенности по площади. Несмотря на то, что в краевых частях залежи $K_{нн}$ и $K_{нг}$ значительно ниже, чем в центральной части, наблюдается сильное изменение насыщения в соседних скважинах.

Распределение начальной нефтенасыщенности викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ осуществлялось для всей модели сразу, т.к. пласт $ВК_{1-3}$ имеет общий ВНК. Для дальней зоны пляжа и переходной зоны пляжа при построении 3D куба $K_{нн}$ аналогично построению куба пористости задавались свои граничные значения начальной нефтенасыщенности.

Значения рангов вариограммы параметра начальной нефтенасыщенности подобраны эмпирически. Проведена оценка сходимости исходных данных и данных, полученных при трехмерном моделировании.

Карты начальной газо-нефтенасыщенности, полученные из трехмерной модели приведены на рис. 4.13-4.15. Карта начальной нефтенасыщенности не имеет необоснованных значений в межскважинном пространстве.

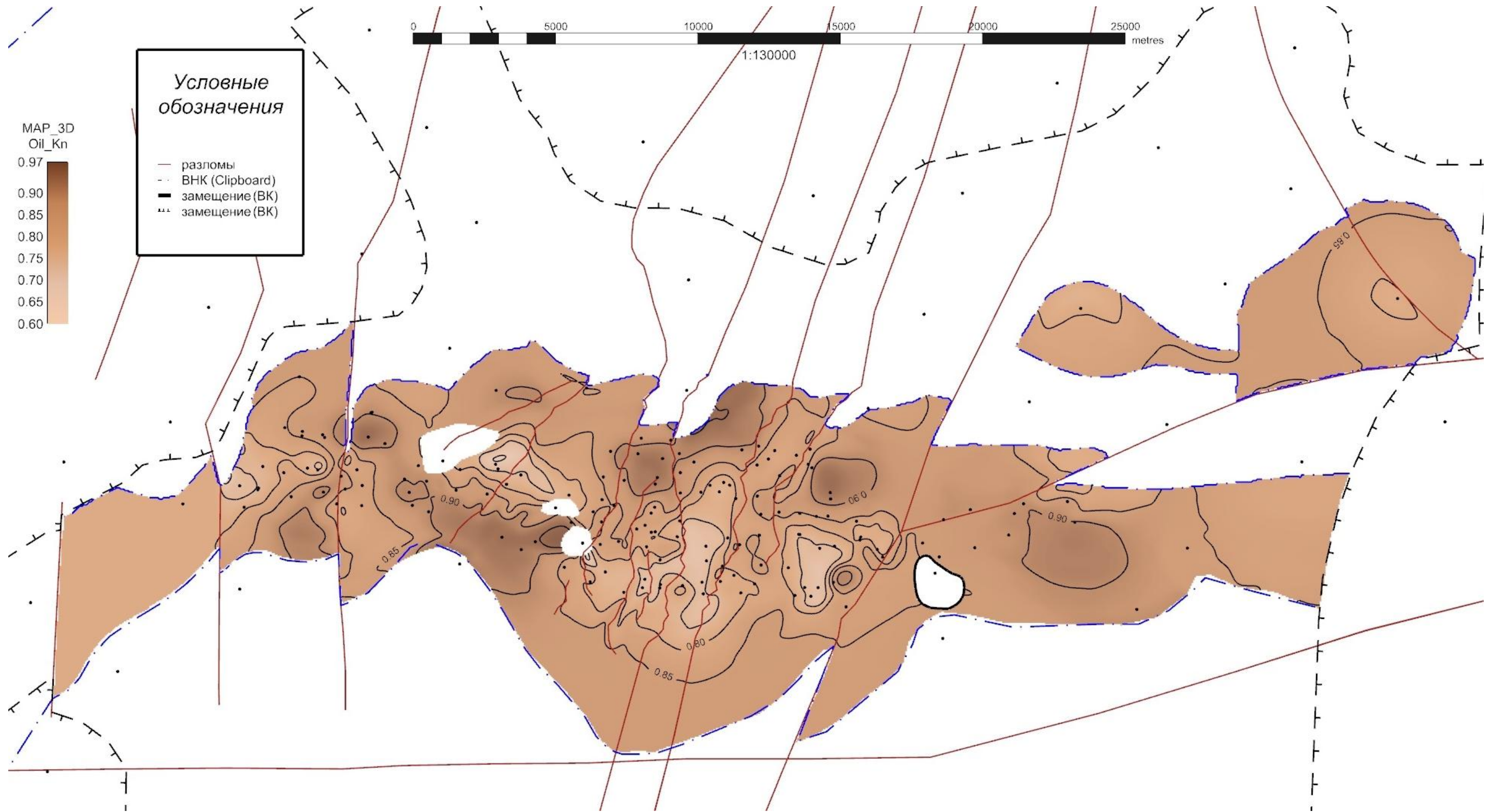


Рис. 4.13 - Карта коэффициента начальной нефтенасыщенности по данным трехмерной модели. Пласты I и I+II (Казанская Д.А.)

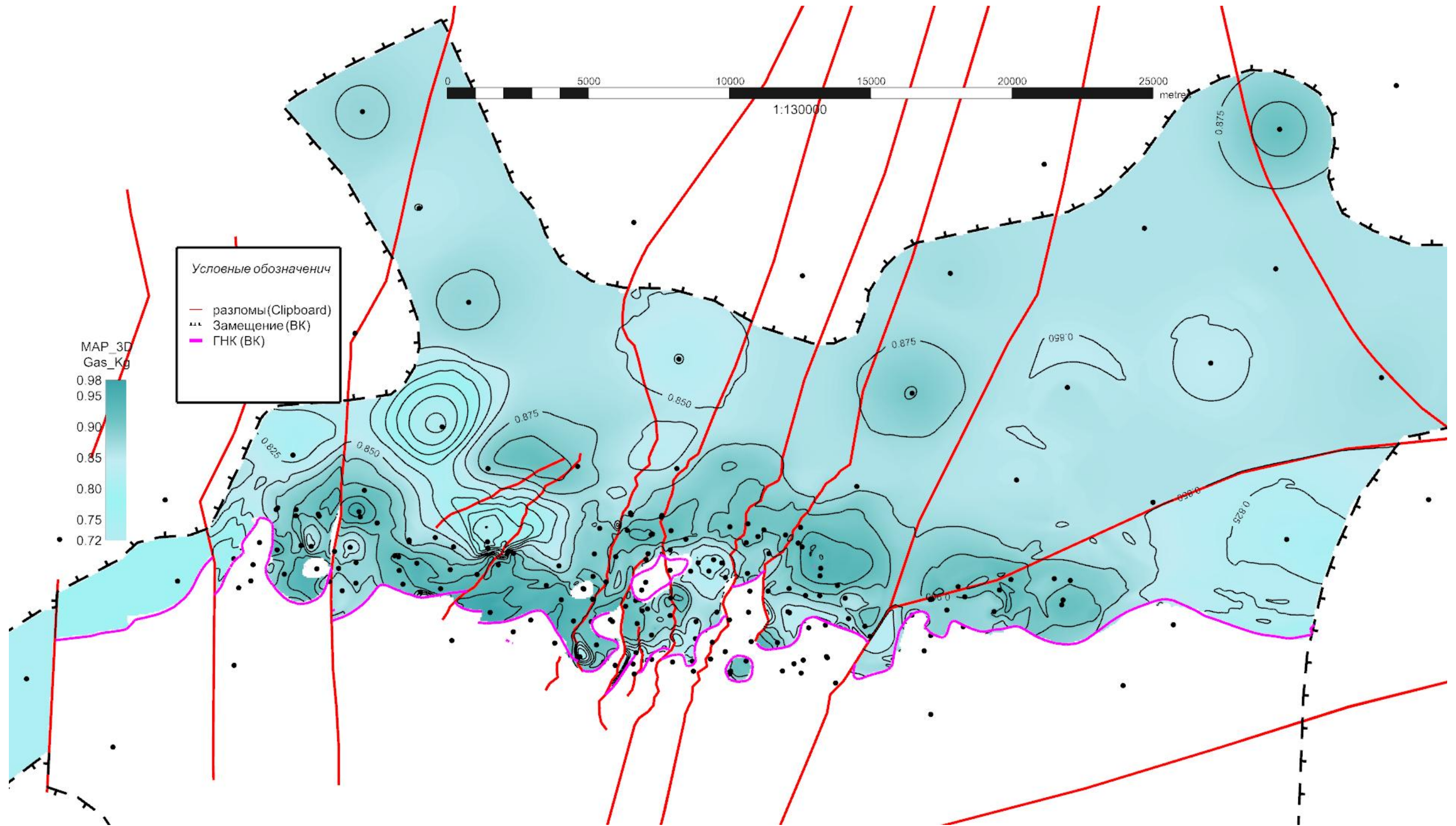


Рис. 4.14 - Карта коэффициента начальной газонасыщенности по данным трехмерной модели. Пласты I, I+II и II (Казанская Д.А.)

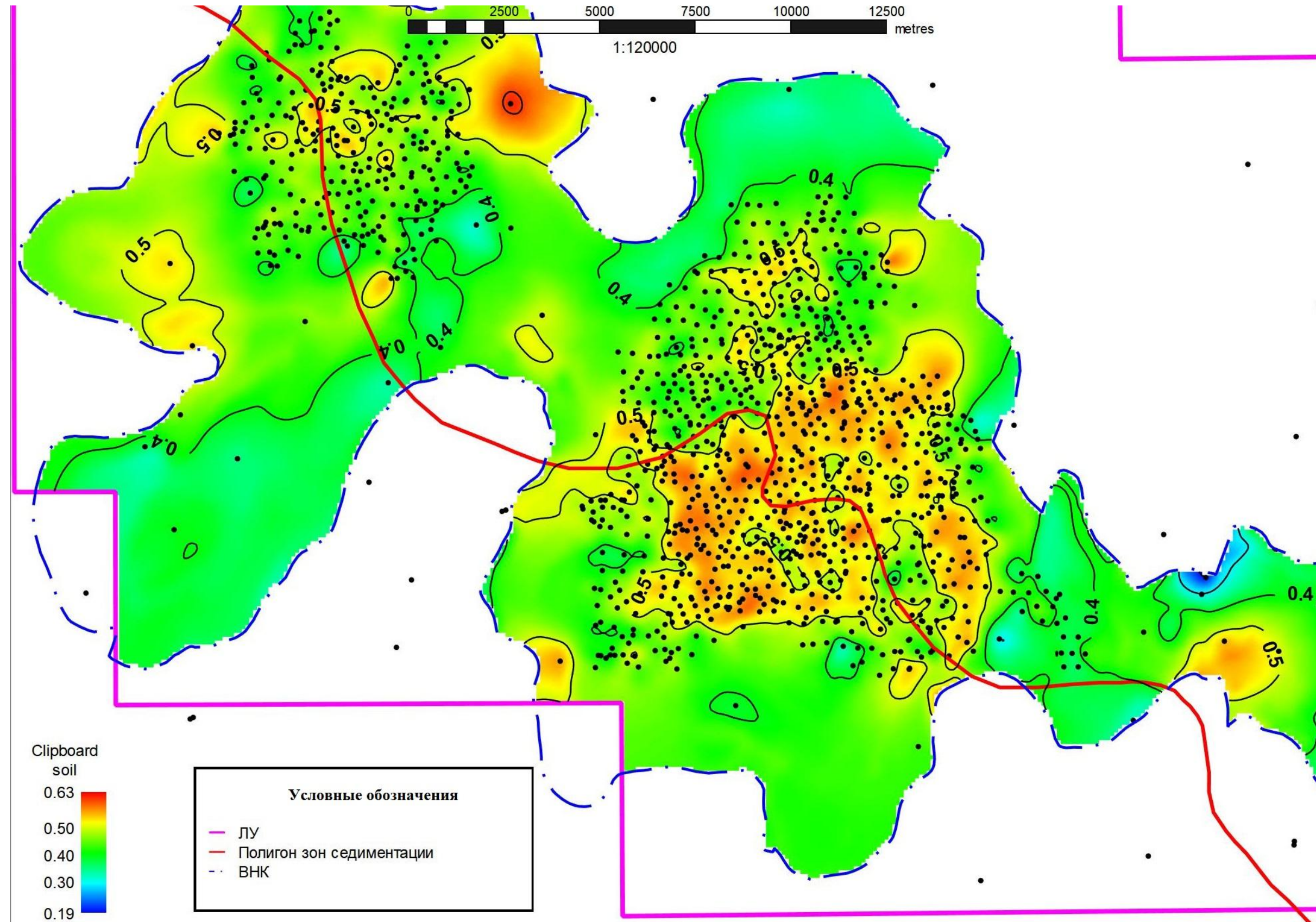


Рис. 4.15 – Карта коэффициента начальной нефтенасыщенности по данным трехмерной модели. Викуловская свита

(Казанская Д.А.)

4.6 Оценка достоверности построения геологической модели

Корректность построенной литологической модели проверена сопоставлением карт $h_{эф.}$ и $k_{пес.}$, построенных по данным ГИС (РИГИС) и по соответствующим кубам. Карты $h_{эф.}$ и $k_{пес.}$, построенные на основе куба, соответствуют двумерным трендам, что говорит о внутренней достаточно хорошей сходимости построенного куба литологии и исходных данных.

Помимо полученных результатов хорошей внутренней сходимости исходных параметров и полученных при трехмерных построениях, проведена и внешняя проверка качества построенных моделей. На рис. 4.16-4.17 приведен график зависимости изменения начального дебита (добыча за первый месяц эксплуатации скважины) нефти (q_n) от эффективной нефтенасыщенной ($h_{эф.нн.}$) толщины. Из графиков видно, что наблюдается тесная зависимость изменения q_n от $h_{эф.нн.}$, что говорит о неплохой внешней сходимости. Коэффициент детерминации составляет 0,68 для ярактинского горизонта и 0,82 для викуловской свиты.

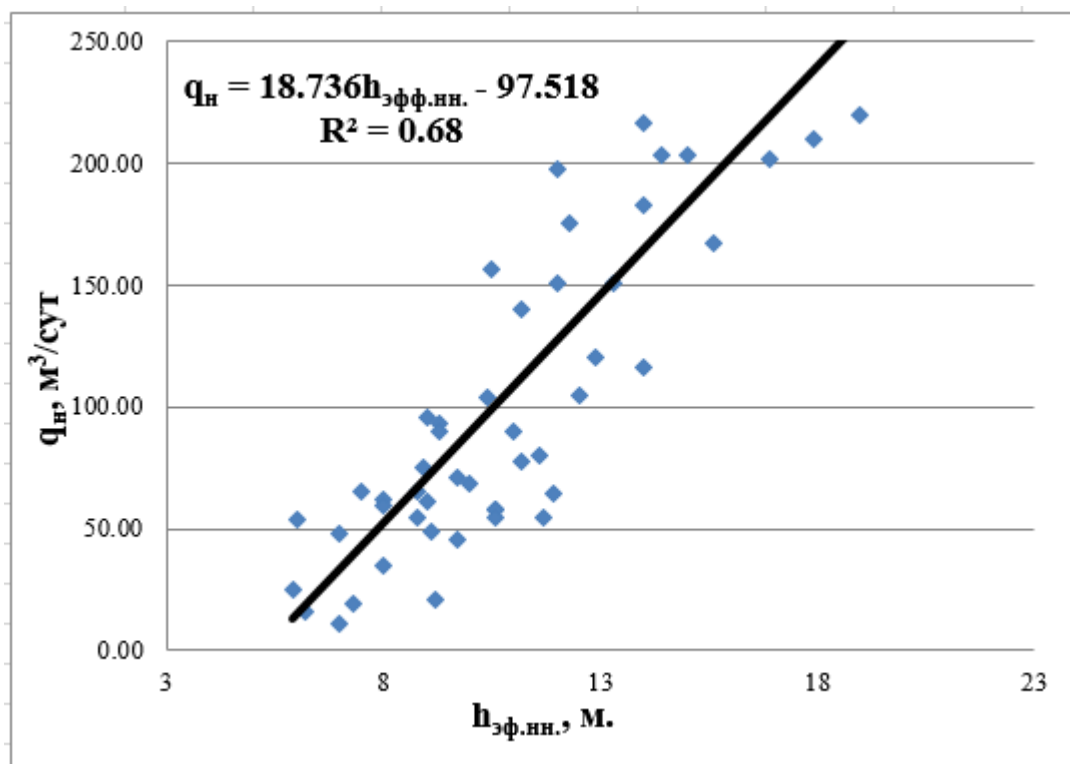


Рис. 4.16 – Зависимость начального дебита нефти от эффективной нефтенасыщенной толщины. Пласт I+II (Белкина В.А., Казанская Д.А.)

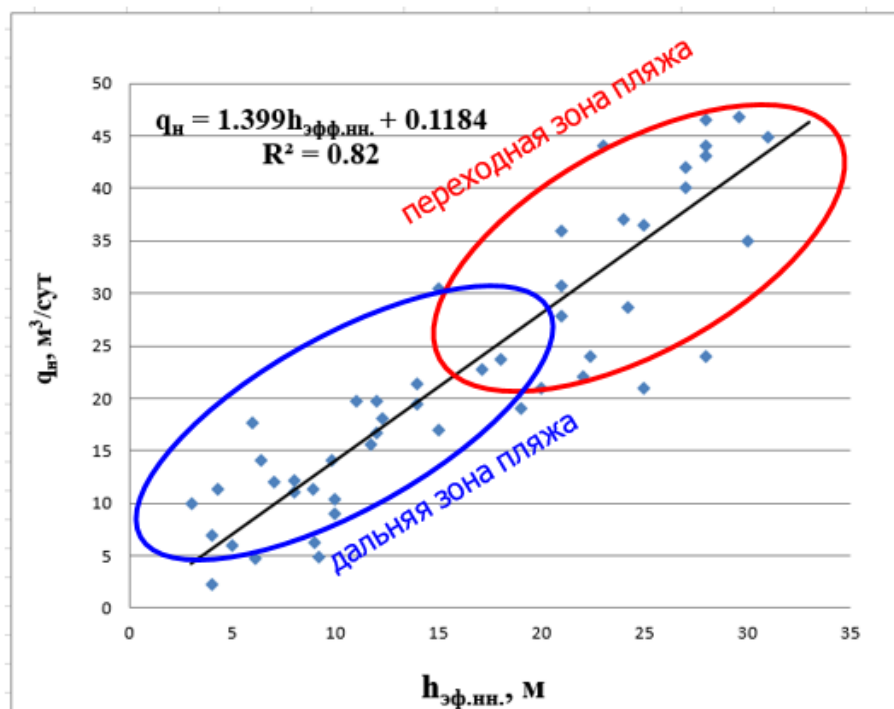


Рис. 4.17 – Зависимость начального дебита нефти от эффективной нефтенасыщенной толщины. Викуловская свита (Казанская Д.А.) [42]

На рис. 4.18-4.21 представлены гистограммы по параметрам пористости и начальной нефтенасыщенности. Из гистограмм видно, что наблюдается хорошая сходимость с исходными скважинными данными.

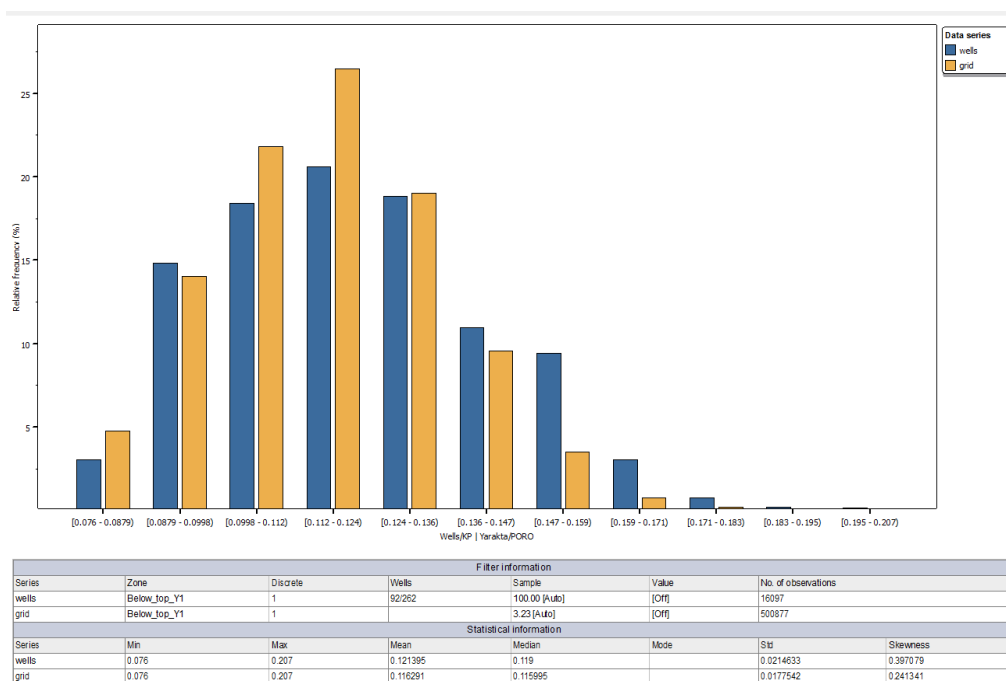


Рис. 4.18 – Гистограмма распределения параметра пористости по скважинным данным и кубу. Пласт I+II (Казанская Д.А.) [42]

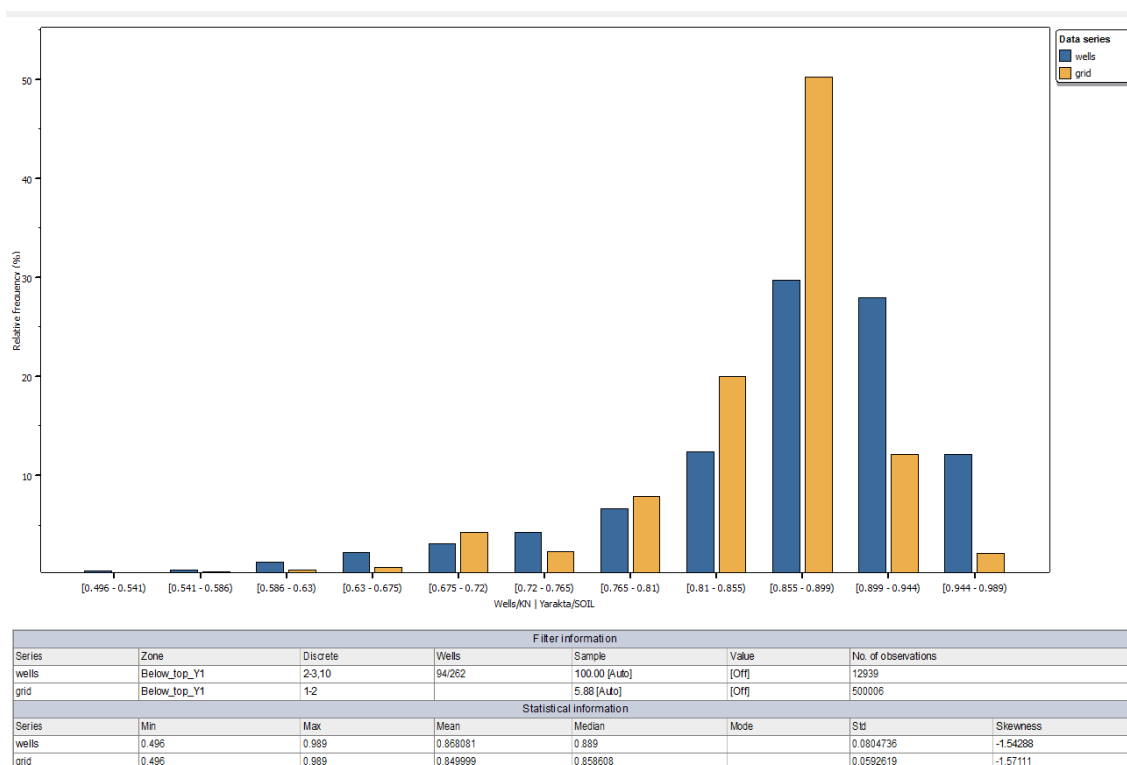


Рис. 4.19 – Гистограмма распределения параметра начальной газо-нефтенасыщенности по скважинным данным и кубу. Пласт I+II (Казанская Д.А.) [42]

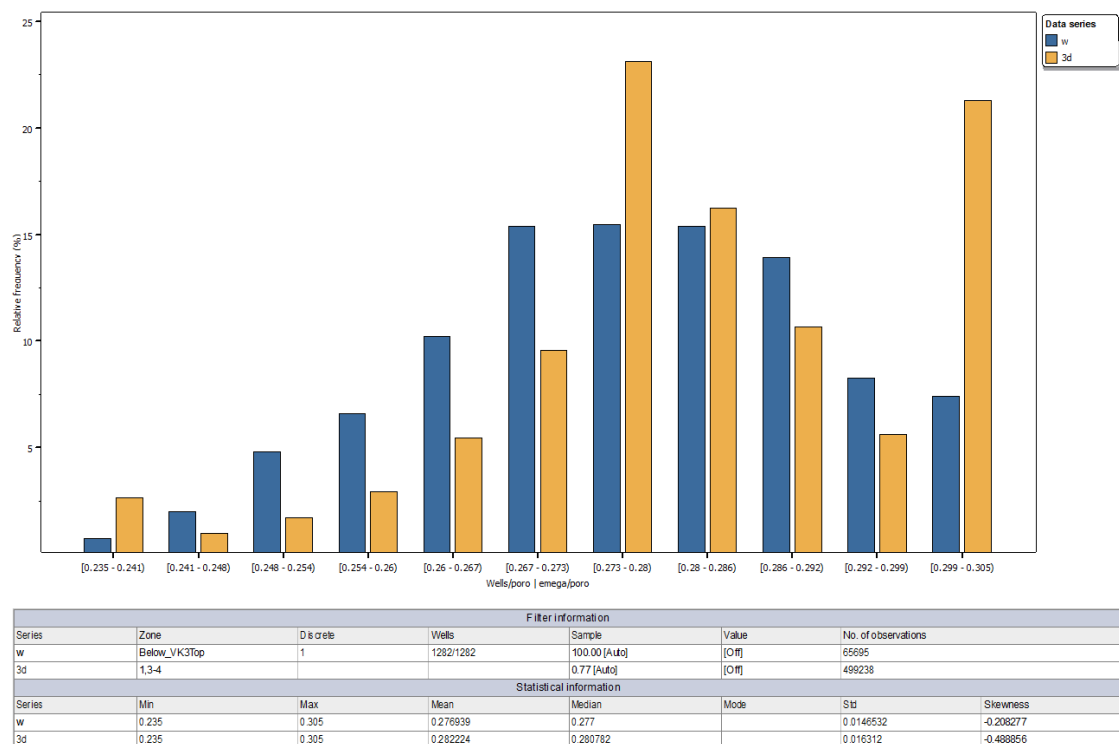


Рис. 4.20 – Гистограмма распределения параметра пористости по скважинным данным и кубу. Викуловская свита (Казанская Д.А.) [42]



Рис. 4.21 – Гистограмма распределения параметра начальной нефтенасыщенности по скважинным данным и кубу. Викуловская свита (Казанская Д.А.) [42]

4.7 Детализация геологического строения на основе ГМ

Согласно построенным трехмерным геологическим моделям пластов I+II Дулисьминского месторождения и пластов группы ВК Ем-Еговского ЛУ, представления о геологическом строении залежей изменилось значимо.

Геологические запасы по данным месторождения прошли апробацию в ФБУ «ГКЗ» Роснедра РФ.

4.7.1 Ярактинский горизонт Дулисьминского месторождения

Сравнение созданной уточненной 3D модели с предыдущей утвержденной двумерной моделью [92], показывает, что уточнились коэффициенты пористости и начальной газонасыщенности.

Диапазон изменение пористости от 0.076 д.ед до 0.207 д.ед при среднем 0.12 д.ед. Минимальное значение по газоводонасыщенной - 0,612 д.ед., макси-

мальное 0,960 д.ед., по нефтенасыщенной части минимальное значение – 0,533 д.ед., максимальное – 0,952 д.ед.

Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности по уточненной модели увеличился на 4%, коэффициент начальной газонасыщенности уменьшился на 6-10%.

Это произошло по целому ряду причин. Во-первых, за счет использования данных, полученных при построении детальной геологической модели, во-вторых, за счет возросшей изученности месторождения. Ранее данные подсчетные параметры были рассчитаны как средневзвешенные по нефтенасыщенным толщинам по скважинам. В данной работе средние подсчетные параметры получены автором в результате построения 3D ГМ.

Геологические запасы нефти и газа подсчитаны объемным методом, используя следующие подсчетные параметры: эффективный объем ячеек, коэффициенты пористости, насыщенности, пересчетный коэффициент и плотность нефти.

Относительно утвержденных ранее запасов, прирост нефти в пределах Дулисьминского ЛУ составил порядка 27%. Суммарно по залежам запасов газа газовой шапки наблюдается списание запасов газа на -11. При подсчете запасов нефти и газа автором приняты коэффициенты начальной нефте- и газонасыщенности и пористости, определенные на основе авторской трехмерной модели, при построении которой учитывалось изменение параметров по площади и разрезу.

Помимо подсчета запасов в целом по месторождению, впервые произведен дифференцированный подсчет запасов по выделенным зонам седиментационных обстановок. На западную и центральную зоны Дулисьминского ЛУ, с более высокими ФЕС, приходится 61% начальных геологических запасов углеводородов, на восточную – 39%.

4.7.2 Викуловская свита Ем-Еговского ЛУ

Как описано в главе 4.1 в период с 2008-2014 гг. пробурены 5 разведочных, 15 горизонтальных, 25 боковых ствола и 147 эксплуатационных скважин. В 2007-2008 гг. в юго-западной части ЛУ проведены работы 3D сейсмоки. Интерпретация сейсмического материала и данные бурения позволили уточнить геологическое строение данного участка (структурный план, модель тектонических нарушений).

За счет использованных данных вновь пробуренных скважин, а также авторской корреляции уточнилась площадь залежи. За счет переинтерпретации данных ГИС изменилась сумма эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин.

Изменение таких подсчетных параметров как пористость и начальная нефтенасыщенность объясняются использованием авторской концептуальной геологической модели, а также возросшей изученностью месторождения (табл. 4.4).

Диапазон изменения пористости от 0.235 д.ед до 0.305 д.ед при среднем значении 0.28 д.ед. $K_{\text{нн}}$ изменяется от 0.077 д.ед. до 0.766 д.ед. при среднем 0.43 д.ед.

Таблица 4.4 – Геологические характеристики викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ по зонам седиментации (1 – дальняя зона пляжа, 2 – переходная зона пляжа)

Статистическая характеристика	$N_{\text{эфф.}}$		$K_{\text{пес}}$		$K_{\text{п}}$		$K_{\text{пр}}$		$K_{\text{нн}}$	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Наименьшее	4,7	5,8	0,32	0,29	0,250	0,247	10,620	6,930	0,205	0,326
Наибольшее	22,1	36,3	0,83	0,90	0,297	0,301	43,864	56,109	0,613	0,588
Среднее значение	14,2	15,2	0,52	0,51	0,280	0,281	25,837	26,952	0,475	0,497
Дисперсия/ стандартное отклонение	8,4/ 2,7	11,5/ 3,4	0,004/ 0,067	0,006/ 0,077	0,0004/ 0,006	0,0005/ 0,008	41,578/ 6,448	50,099/ 7,078	0,003/ 0,050	0,002/ 0,049
Коэффициент вариации	0,19	0,22	0,13	0,15	0,021	0,028	0,250	0,262	0,105	0,099
Объем выборки	794	456	794	456	794	456	794	456	794	456

Геологические запасы нефти и газа подсчитаны объемным методом, используя следующие подсчетные параметры: эффективный объем ячеек, коэф-

фициенты пористости, насыщенности, пересчетный коэффициент и плотность нефти.

Относительно запасов, утвержденных в 2004 г., списание нефти составило порядка 17%.

При подсчете запасов нефти и газа приняты коэффициенты начальной нефтенасыщенности и пористости, определенные на основе авторской трехмерной модели, в отличие от предыдущей работы, где для подсчета использовались средневзвешенные значения по ГИС и 2D. Данные на основе 3D ГМ позволяют учитывать изменение параметров по площади и разрезу, благодаря чему мы имеем более точное представление о строении залежи и пласта в целом.

Помимо подсчета запасов в целом по месторождению, впервые произведен дифференцированный подсчет запасов по выделенным зонам седиментационных обстановок. На дальнюю зону пляжа приходится 66% общих запасов, на переходную – 34%.

Выводы:

1. Авторская концептуальная геологическая модель ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения и викуловской свиты на территории Ем-Еговского ЛУ, а также расчленение пласта ВК1 на три цикла использованы при трехмерном геологическом моделировании.

2. Пласт I+II ярактинского горизонта литологически неоднороден, характеризуется невыдержанностью толщин коллекторов и ФЕС по площади и разрезу, наличием тектонических разрушений, что говорит об очень сложном строении месторождения.

3. При построении 3D литологической модели в соответствии с построенной концептуальной моделью для пласта ВК1 в качестве трендов использованы ГСР по двум фациальным зонам моделируемой области – дальняя зона пляжа (внешний шельф), переходная зона пляжа (внутренний шельф). Трендовые карты коэффициента песчаности построены с учетом данных зон. Для каждого из пластов викуловской свиты ВК₂ и ВК₃ построен свой ГСР и трендо-

вые карты песчанистости. Аналогично, при построении трехмерной модели пористости использованы трендовые карты пористости, построенные по фациям.

4. При построении куба литологии ярактинского горизонта в качестве тренда в соответствии с принятой концептуальной моделью использованы ГСР по двум зонам лицензионного участка – восточная зона и западная с центральной зоны.

5. Уточнены геологические запасы УВ залежей ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения. Запасы нефти увеличились на 27%, а газа уменьшились на 11%. Геологические запасы нефти и газа посчитаны отдельно по зонам седиментации: на западную и центральную зоны приходится 61% начальных геологических запасов, на восточную – 39%.

6. В связи с привлечением новых данных изменилась геометрия залежи викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ и структура запасов УВ. Геологические запасы нефти впервые посчитаны отдельно по зонам седиментации: на дальнюю зону пляжа приходится 66%, на переходную – 34% начальных геологических запасов. По зонам седиментации первоначальные дебиты нефти также различаются значимо.

7. Проведена оценка качества построения 3D ГМ. При сравнении гистограмм по скважинным данным и данным кубов литологии, пористости и начальной нефтенасыщенности, отклонения не превышают допустимые пределы (5%). Хорошую сходимость с двумерными данными показывают ГСР и карты параметров, построенные на основе кубов. Это говорит о хорошей внутренней сходимости всех использованных разнородных и разноточных данных.

8. Качество построенных 3D ГМ подтверждается результатами внешней проверки - сопоставлением начальных дебитов нефти с эффективными нефтенасыщенными толщинами. Коэффициент детерминации составляет 0,68 для ярактинского горизонта и 0,82 для викуловской свиты.

9. Решение задачи контроля и управления разработкой на основе уточненной модели позволит повысить эффективность разработки продуктивных

отложений ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения и викуловской свиты Ем-Еговской площади.

10. Таким образом, в работе впервые построены дискретно-непрерывные модели ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения и викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ, обладающие более высокими прогностическими свойствами. Построенные трехмерные геологические модели продуктивных пластов использованы при гидродинамическом моделировании.

11. Данная методика построения 3D ГМ сложнопостроенных объектов с учетом концептуальной модели рекомендуется на других месторождениях с аналогичным строением, в частности для продуктивных пластов ярактинского горизонта Непско-Ботубинской антеклизы и викуловской свиты Красноленинского свода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненных исследований:

1. Адаптирована электрометрическая методика структурно-генетического анализа и обработки данных ГИС Муромцева В.С. (стандартная методика расширена использованием радиоактивных методов) для пород коллекторов сложного генезиса. Методика применена к отложениям ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения и викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ.

2. Впервые созданы концептуальные геологические модели отложений ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения и викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ с учетом вновь пробуренных скважин. Территорию Ем-Еговского ЛУ можно разделить на три основные генетические зоны по особенностям условий формирования продуктивных отложений – центральную, западную и восточную. По особенностям условий формирования отложений викуловской свиты пласт $ВК_1$ можно разделить на три основные зоны: дальняя зона пляжа, переходная зона пляжа и предфронтальная зона пляжа. В данных зонах развитие процессов осадконакопления происходило в различных природных условиях с разными последствиями.

3. Разработана методика трехмерного дискретно-непрерывного геологического моделирования с использованием концептуальных моделей как основы дискретной геологической модели. Авторские концептуальные геологические модели ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения и викуловской свиты Ем-Еговского ЛУ использованы при трехмерном геологическом моделировании.

4. Детализировано геологическое строение пластов I, II ярактинского горизонта на основе трехмерных геологических моделей Дулисьминского месторождения, что позволило уточнить коэффициенты пористости, начальной нефтенасыщенности и начальной газонасыщенности. По сравнению с запасами,

числящимися на государственном балансе, показано увеличение нефти в пределах Дулисьминского ЛУ на 27 %. Оценка запасов газа газовой шапки в сумме по залежам показала снижение на 11 %.

5. Детализировано геологическое строение продуктивных пластов $ВК_{1-3}$ викуловской свиты на основе трехмерных геологических моделей Ем-Еговского ЛУ, согласно которому уточнены коэффициенты пористости и начальной нефтенасыщенности. Относительно запасов, числящихся на государственном балансе, снижение запасов нефти составило до 17 %.

6. Впервые получена дифференцированная оценка начальных геологических запасов нефти и газа Дулисьминского месторождения и Ем-Еговского ЛУ по зонам седиментации. На западную и центральную зоны, с более высокими ФЕС, Дулисьминского ЛУ приходится 61% начальных геологических запасов углеводородов, на восточную – 39%. На дальнюю зону пляжа Ем-Еговского ЛУ приходится 66% начальных геологических запасов, на переходную зону с более высокими ФЕС – 34%.

7. Достоверность 3D ГМ подтверждена не только внутренней, но и, что еще более важно, внешней проверкой их качества путем сопоставления начальных дебитов нефти с эффективными нефтенасыщенными толщинами.

8. Построенные дискретно-непрерывные геологические модели Дулисьминского месторождения и Ем-Еговского ЛУ, обладающие высокими прогностическими свойствами, использованы: при построении гидродинамических моделей данных объектов, при составлении проектов разработки. Модели прошли апробацию в ГКЗ и ЦКР Роснедра РФ.

9. Применение методики построения 3D ГМ с использованием комплекса геолого-геофизической информации и учета концептуальных моделей рекомендуется на других месторождениях с аналогичным строением, в частности для продуктивных пластов ярактинского горизонта Непско-Ботубинской антеклизы и викуловской свиты Красноленинского свода.

УСЛОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

- а.о. – абсолютная отметка;
- БК – боковой каротаж;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ВСП - вертикальное сейсмическое профилирование;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГК – гамма-каротаж;
- ГКЗ – Государственная Комиссия по Запасам;
- ГМ – геологическая модель;
- ГНК – газонефтяной контакт;
- ГСР – геолого-статистический разрез;
- ГТМ – геолого-технические мероприятия;
- д.ед. – доли единиц;
- ИК – индукционный каротаж;
- КГМ – концептуальная геологическая модель;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- КС - каротаж сопротивления;
- ЛУ – лицензионный участок;
- МБК - микробоковой каротаж;
- МОГТ – метод общей глубинной точки;
- НГК месторождение – нефтегазоконденсатное месторождение;
- ПДГТМ – постоянно действующая геолого-технологическая модель;
- ПЗ – подсчет запасов;
- ПС – каротаж потенциала собственной поляризации;
- РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин;
- РК – радиоактивный каротаж;
- скв. – скважина;
- УВ – углеводороды;

УВВ - средний уровень высокой воды;

УНВ - средний уровень низкой воды;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

$H_{эф}$ – эффективная толщина;

$H_{эф.нн}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина;

K_{lito} – куб параметра литологии;

$K_{нн}$ - коэффициент начальной нефтенасыщенности;

$K_{нг}$ - коэффициент начальной газонасыщенности;

$K_{п}$ – коэффициент пористости;

$K_{пр}$ – коэффициент проницаемости;

$K_{пес}$ – коэффициент песчаности;

q_n – дебит нефти;

q_v – дебит воды;

1D – одна проекция;

2D – двумерный;

3D – трехмерный;

3D ГМ – трехмерная геологическая модель;

SIS – последовательное индикаторное моделирование;

TGS - усеченное гауссово моделирование.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абабков К.В., Сулейманов Д.Д., Султанов Ш.Х., Котенев Ю.А., Варламов Д.И. Основы трехмерного цифрового геологического моделирования: Учебное пособие. – Уфа: Издательство «Нефтегазовое дело», 2010 – 199 с.
2. Абдулин Ф. С. Добыча нефти и газа/ Ф. С. Абдулин. - М.: Недра, 1983. – 256 с.
3. Амелин И. Д. Особенности разработки нефтегазовых залежей/ И. Д. Амелин. – М.: Недра, 1978. – 136 с.
4. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины и Объяснительная записка к Атласу. Масштаб 1:5000000 // Под ред. И.И. Нестерова. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1976 (Труды ЗапСибНИГНИ; Вып. 93). - 85 с.
5. Ахметсафина А.Р, Миннихметов И.Р., Пергамент А.Х., «Стохастические методы в программе геологического моделирования», Вестник ЦКР РОСНЕДРА, 2010 г – Т.1.
6. Бадьянов В. А. Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромысловой геологии/ В. А. Бадьянов. – Шадринск: ОГУП «Шадринский дом печати», 2011. – 184 с.
7. Батурин Ю.Е. Определение коэффициента нефтеотдачи при внутриконтурном воздействии. Сб.трудов Сибниинп «Геология и разработка месторождений Западной Сибири», Тюмень, 1976. Вып.6. – 89-95 с.
8. Барабошкин, Е.Ю. Разработка седиментационной модели меловых отложений по скважинам Каменного лицензионного участка (Красноленинское месторождение) [Текст] / Е.Ю. Барабошкин. - М.: ОАО «ЛУКОЙЛ», 2010.
9. Белозеров Б. В., Буторин А.В., Герасименко П.Н., Журавлева Е.В., Фаизов Р.З. Практические советы по 3D геологическому моделированию. Санкт-Петербург: «Газпромнефть НТЦ», 2015. – 354 с.
10. Билибин С.И. Технология создания и сопровождения трехмерных цифровых геологических моделей нефтегазовых месторождений // Автореферат диссертации

ции на соискание ученой степени доктора технических наук. Москва. 2010 г. – 45 с.

11. Болотник Д. Н. Постоянно действующие геолого-математические модели месторождений. Задачи, возможности, технологии/ Д. Н. Болотник, Е. С. Макарова, А. В. Рыбников, Г. Г. Саркисов// Нефтяное хозяйство. – 2001. - №3. – с. 7-10.

12. Большаков Ю. Я. Динамическое моделирование залежей нефти и газа: Курс лекций/ Ю. Я. Большаков. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 66 с.

13. Большаков Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления/ Ю. Я. Большаков. – Новосибирск: Наука Сиб. изд. фирма, 1995. – 184 с.

14. Боярчук А.Ф., Никитин А.Н., отчет о научно-исследовательской работе «Детальные петрофизические исследования керна по скважине №105 Дулиньминского нефтегазоконденсатного месторождения», Тверь, 2008 г, 239 с.

15. Боярчук А.Ф., Никитин А.Н., отчет о научно-исследовательской работе «Детальные петрофизические исследования керна по скважине №201 Дулиньминского нефтегазоконденсатного месторождения», Тверь, 2008 г, 226 с.

16. Василевский В. Н. Исследование нефтяных пластов и скважин/ В. Н. Василевский. – М.: Недра, 1973. – 346 с.

17. «Геология морей и океанов. Материалы XVIII Международной научной конференции по морской геологии. Том I», Москва, 2009 г., 371 с.

18. Гладков, Е. А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: Учебное пособие / Е. А. Гладков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99 с.

19. Глебов А.Ф. Геолого-математическое моделирование нефтяного резервуара: от сейсмоки до геофлюидодинамики. – М.: Научный мир – 2006. – 344 с.

20. Гнилицкий Р.А., Смирнов Д.А., Рубцов Е.В., Отчет «Дополнение к технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Ем-Еговского ЛУ», Тюмень, 2012 г., 1099 с.

21. Гогоненков Г.Н. Системы геологического моделирования семейства DV / Г.Н. Гогоненков, Е.В. Ковалевский // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 10. - С. 52-54.
22. Гужиков П.А., отчет «Анализ, обоснование параметров и построение модели пластового флюида по объектам разработки Ем-Еговской, Каменной, Талинской площадей Красноленинского месторождения по состоянию на 01.01.2014», ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр», 2014 г.
23. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. – М.: Недра. – 1983. – 189 с.
24. Демина А.И. Методы решения геолого-промысловых задач на основе трехмерных геологических моделей продуктивных пластов (на примере нефтегазоконденсатных месторождений севера Западной Сибири) // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Тюмень. 2007 г. – 236 с.
25. Демьянов В.В., Савельева Е.А., «Геостатистика теория и практика». – Москва: Изд-во «Наука», 2010 г. - 327 с.
26. Дмитриев, С.А. Выделение фациальных групп в разрезе викуловской свиты на восточной части Каменной площади [Текст] / С.А. Дмитриев, Б.П. Грицюк, И.А. Задорожная / Нефть и газ Западной Сибири: Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию Тюменского индустриального института. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. - Том II. - С. 193 - 198.
27. Дьяконова Т.Ф., отчет "Подсчет запасов нефти и растворенного газа на основе геолого-технологической модели Красноленинского месторождения Ханты-Мансийского АО Тюменской области (в пределах лицензионной деятельности ОАО "ТНК-Нягань"). Ем-Еговская площадь (по состоянию на 01.07.2002 г.)", ОАО "Центральная геофизическая экспедиция", 2002 г.
28. Дюбрюль О. Геостатистика в нефтяной геологии/ О. Дюбрюль. - Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. - 256 с.

29. Дюбруль О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. - EAGE, 2005. – 296 с.
30. Ермаков В.И., Кирсанов А.Н., Кирсанов Н.Н. Геологические модели залежей нефтегазоконденсатных месторождений Тюменского Севера. - Москва: «Недра», 1995. – 464 с.
31. Забоева А. А. Разработка методик трехмерного геомоделирования в условиях неоднородности и неравномерности геолого-геофизической информации (на примере месторождений Западной Сибири): дис. канд. геол. – мин. наук: 25.00.12/ Забоева Александра Александровна; ТюмГНГУ. - Тюмень, 2012. – 167 с.
32. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. - Москва: ООО «ИПЦ Маска», 2009 -376 с.
33. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. – М.: Изд-во ООО «ИПЦ Маска», 2008. – 272 с.
34. Иванова М. М. Нефтегазопромысловая геология/ М. М. Иванова, И. П. Чоловский, Ю. И. Брагин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 414 с.
35. Казанская Д.А. Концептуальная геологическая модель продуктивных отложений ярактинского горизонта / Александров В.М., Белкина В.А., Казанская Д.А. // Территория Нефтегаз – № 6. Москва, 2016. С. 30-39.
36. Казанская Д.А. Концептуальная геологическая модель продуктивных отложений ярактинского горизонта / Александров В.М., Казанская Д.А. // Новые технологии - нефтегазовому региону). - Т. I. - [Текст]: Материалы международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. - Тюмень, ТюмГНГУ, 2016. - С. 20 – 23.
37. Казанская Д.А. Моделирование геологического строения продуктивных отложений ярактинского горизонта / Казанская Д.А., Александров В.М., Белкина В.А. // Территория Нефтегаз. - № 9. Москва, 2016. С. 54-60.
38. Казанская Д.А. Моделирование геологического строения продуктивных отложений ярактинского горизонта // Проблемы геологии и освоения недр: труды

XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 3-7 апреля, 2017 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2017. – Т.1. – С. 263 – 264.

39. Казанская Д.А. Особенности формирования темпеститов в отложениях викуловской свиты / Александров В.М., Белкина В.А., Казанская Д.А. // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – № 5. Тюмень, 2015. - С. 10-15.

40. Казанская Д.А. Особенности геологического строения темпеститов в отложениях викуловской свиты / Александров В.М., Белкина В.А., Казанская Д.А. // Территория Нефтегаз – № 2. Москва, 2015. - С. 36-43.

41. Казанская Д.А. Генетическая классификация темпеститов / Александров В.М., Белкина В.А., Казанская Д.А. // Территория Нефтегаз – № 6. Москва, 2014. - С. 40-43.

42. Казанская Д.А. Моделирование геологического строения продуктивных отложений викуловской свиты / Александров В.М., Белкина В.А., Казанская Д.А. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2019. – Т. 330. - №7, с.195-207.

43. Кашик А., Билибин С., Гогоненков Г., Кириллов С. Новые технологии при построении цифровых геологических моделей месторождений углеводородов. – НТЖ «Технологии ТЭК», июнь, 2003, № 3, М., с. 12-17.

44. Кашик А. С. Решение геологических задач в четырехмерном многопараметровом пространстве/ А. С. Кашик, С. А. Кириллов, В. Л. Ческис// Геофизика. Специальный выпуск «Технологии сейсморазведки - II». - 2003. - с. 3-16.

45. Кашик А.С., Билибин С.И., Гогоненков Г.Н., Кириллов С.А. (ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»). Сопровождение компьютерных геологических моделей при мониторинге разработки месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2004. №7. с. 95-99

46. Комагоров В.П., Фофанов О.Б., Мехтиев Э.М., Савельев А.О., Алексеев А.А. Система адаптивного управления разработкой «интеллектуального» месторождения, Доклады ТУСУРа, №4, 2014 г. – С. 171-175.
47. Коновальцева Е.С. Условия формирования и закономерности распространения пород-коллекторов нижневендских продуктивных отложений центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы. (Университет им. Губкина) // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – 27 с.
48. Конторович А.Э., Старосельцев В.С., Сурков В.С., Хоменко А.В., «Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Тунгусский бассейн», Новосибирск, 1994 г. - 91.с
49. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. - Ижевск, 2007. – 374 с.
50. Костеневич, К.А. Обоснование литолого-фациальных закономерностей распространения коллекторов в отложениях сложного строения [Текст] / К.А. Костеневич, И.В. Федорцов // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 4. - С. 26 - 29.
51. Кравченко Г.Г., Жуковская Е.А. «Седиментологическая модель верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения по результатам керна», Известия Томского политехнического университета, 2010 г. - С.80-86.
52. Крумбейн У.К., Слосс Л.Л. Стратиграфия и осадкообразование. – М.: Гостоптехиздат. – 411 с.
53. Кудинов В. И. Основы нефтегазопромыслового дела/ В. И. Кудинов. – Ижевск: Издательство Удмуртского университета, 2004. – 720 с.
54. Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. – М.: «Недра», 1975. – 175 с.
55. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М.: «Недра», 2005. – 607 с.

56. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики/ Ж. Матерон. - Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. - 460 с.
57. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 1. Геологические модели)», М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003 г., 164 с.
58. Медведев, А.Л. Комплекс заполнения врезанных долин - новый нефтепродуктивный объект в меловых отложениях Красноленинского свода Западной Сибири (на примере Каменного месторождения) [Текст] / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук - Санкт-Петербург, 2010. - 24 с.
59. Медведев, А.Л. Новый нефтеперспективный объект - комплекс заполнения врезанных долин в продуктивных пластах викуловской свиты Каменного месторождения/А.Л. Медведев, Ч.Р. Хэнфорд, А.Ю. Лопатин, К.В. Зверев, Ю.В. Масалкин, Е.В. Кузина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2009. - № 1. - С. 4 - 20.
60. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). - Новосибирск: Издательство СО РАН, 2009. - 148 с.
61. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утв. распоряжением Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 1 февраля 2016 г. № 3-р)
62. Методические указания по дробному гранулометрическому анализу седиментационным способом/Под общ. редакцией К.К.Гостинцева. Л., ВНИГРИ, 1989. - 191 с.
63. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа [Текст] / В. С. Муромцев. - Ленинград: Недр, 1984. - 260 с.

64. Мухарский Э.Д., Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений платформенного типа. – М.: «Недра», 1982. – 239 с.
65. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. Т. 1: Пер. с англ. / Под ред. Х. Г. Рединга [Текст] / Х.Г. Рединг, Дж.Д. Коллинсон, Ф.А. Аллен, Т. Эллиотт, Б.Ш. Шрейбер, Г.Д. Джонсон, К.Т. Болдуин, Б.У. Селлвуд, Х.К. Дженкинс, Д.А.В. Стоу, М. Эдуардз, А.Х.Г. Митчелл. - М.: Мир, 1990. - 352 с.
66. Отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа по продуктивным пластам ВК1-3 Ем-Еговского ЛУ Красноленинского месторождения», Тюмень, 2014 г. – 223 с.
67. Отчет «Сейсморазведочные работы 3Д на нефть и газ на Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения, Ем-Еговский+Пальяновский лицензионный участок Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения», Москва, 2012 г. - 299 с.
68. Пирсон С. Д. Учение о нефтяном пласте/ С. Д. Пирсон. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 570 с.
69. Потехин Д.В. «Оптимизация технологии многовариантного трехмерного моделирования залежей нефти и газа //Диссертация на соискание научной степени кандидата технических наук. Пермь. 2004 г. – 20 с.
70. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений РД 153-39.0-047-00. – 164 с.
71. Рейнек Г.-Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков). – Пер. с англ. – М.: Недра, 1981. – 439 с.
72. Решения четвертого межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы /Под ред. Н.В.Мельникова, В.В.Хоментовского, Г.Г.Шемин, В.Ю.Шенфиля.-Новосибирск, 1989. - 64 с.

73. Решения V-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, (Тюмень, 1990 г.) - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. - 54 с.
74. Романовский С.И. Седиментологические основы литологии. Л.: Недра, 1977. - 408 с.
75. Ростовцев Н. Н. Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-сибирской низменности. Л.: Недра, 1978. – 183 с.
76. Ростовцев Н. Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. — «Информ. сб. ВСЕГЕИ», 1955, А» 2, с. 3-12.
77. Руководство пользователя программного продукта IRAP RMS. - М., 2010. - 2966 с.
78. Рыбьяков Б.Л., Неустроев В.Л. «Отчет по подсчету запасов нефти и газа Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения по состоянию на 01.08.1989 г. Том I. Текст отчета.», Иркутск, 1989 г. - 1194 с.
79. Савинкин П.Т., Кузнецов В.Г., Илюхин Л.Н., Тихомирова Г.И. Фациально-палеогеоморфологическая обстановка формирования ярактинского горизонта юго-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти и газа. – 1991. - № 12. – С. 8- 11.
80. Санькова Н.В. Диагностика фаций по комплексу методов ГИС с целью уточнения строения продуктивных пластов [Текст] / Н.В. Санькова: Автореферат диссертации на соискание уч. степени к. г. - м. н. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. - 16 с.
81. Селли, Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления: Пер. с англ. / Пер. А.А. Никонова, К.И. Никоновой. - М.: Недра, 1989. - 294 с.
82. Староверов В.Н., Жидовинов Н.Я. Использование геологических событийных уровней в стратиграфии и при корреляции (на примере акчагыльских отложений Восточного Паратетиса) // Вестн. Воронеж. ун-та. Геология. 2002. № 2. - С. 20–27.

83. Старосельцев В.С. Тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы. М 1:5 000 000 / В.С. Старосельцев, Н.В. Мельников, М.П. Гришин и др. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2005. – 1 с.
84. Уилкс С., «Математическая статистика» – Москва: Изд-во «Наука», 1967 г. – 632 с.
85. Фролов В.Т. Литология. М.: Изд-во МГУ Кн. 1-я. 1992. - 336 с.
86. Халимов Э.М., «Детальные геологические модели и трехмерное моделирование», ФГУП «ВНИГРИ», Санкт-Петербург, 2012 г. - 12 с.
87. Хуснуллина, Г.Р. Геологическое строение и условия формирования продуктивных пластов викуловской свиты Красноленинского месторождения нефти (Западная Сибирь) [Текст] / Г.Р. Хуснуллина: Автореферат диссертации на соискание уч. степени к. г. - м. н. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. - 16 с.
88. Циклическая и событийная седиментация [Текст]:[сб. ст.]: / Ред. Einsele G., Seilacher A. / Перевод с английского под редакцией Фролова В.Т. - М.: Мир, 1985. - 502 с.
89. Чернова, Л. С. Генетические модели микрофаций континентальных и прибрежно-морских отложений Сибирской платформы [Текст] / Л. С. Чернова // Коллекторы и экраны нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Сибирской платформы. Труды СНИИГГИМСа. - Новосибирск: 1980. - Вып. 280. - С. 5-26.
90. Чернова, Л. С. Генетические модели некоторых типов фаций прибрежно-морских и континентальных отложений [Текст] / Л. С. Чернова // Литология и коллекторские свойства палеозойских и мезозойских отложений Сибири. Труды СНИИГГИМСа. - Новосибирск: 1976. - Вып. 232. - С. 93-98.
91. Чернова, Л. С. Модели генетических типов терригенных коллекторов нефти и газа [Текст] / Л. С. Чернова // Порода-коллекторы нефтегазоносных отложений Сибири. Труды СНИИГГиМС. - Новосибирск: 1984. - С. 13-26.

92. Черняев А.В., Назарова М.С. и др., Отчет «Оперативный подсчет запасов УВ, ярактинского и усть-кутского продуктивных горизонтов Дулисьминского ЛУ», ЗАО «Нефтяная компания Дулисьма», 2014 г. – 164 с.
93. Чистякова, Н.Ф. Условия накопления песчаников и нефтеносность отложений викуловской свиты центральной части Мансийской синеклизы [Текст] / Н.Ф. Чистякова, А.Г. Малых, В.К. Третьяков // Геология нефти и газа, 1994. - № 1. - С. 5 – 9.
94. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). Новосибирск, Издательство СО РАН, 2007 г. – 467 с.
95. Шопф Т.Дж.М. Палеоокеанология / Пер. с англ. Б. В. Баранова, М. А. Левитана. – М.: Мир, 1982. - 311 с.
96. Шпильман В.И., Солопахина Л.А., Пятков В.И. Новая тектоническая карта центральных районов Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск, 1999. - С. 96-116.
97. Щергина Е.А. Изучение геологического строения пласта ЮВ1 западной части Нижневартовского свода и разработка цифровых литолого-фациальных моделей залежей // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Тюмень. 2010 г. – 177 с.
98. Advanced in interpretation of geological processes: refinement of multi-scale data and integration in numerical modelling/ Spalla M. I., Marotta A. M., Gosso G. – London: Geological society, 2010. – p. 231.
99. Ager D.V. Storm deposits in the Jurassic of the Moroccan High Atlas. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. - 1974. - Vol. 15. - P. 83 - 93.
100. Dubrule O. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. SEG, EAGE, 2003. - 281 p.

101. Haas A., Dubrule O. Geostatistical Inversion – a Sequential Method of Stochastic Reservoir Modeling Constrained by Seismic Data // *First Break*. 1994. Vol. 12, no. 11. - P. 561 - 569
102. Handford, C., R., Loucks, R., G., 1993, Carbonate depositional sequences and systems tracts—responses of carbonate platforms to relative sea-level changes, in Loucks, R., G., Sarg, J., F., eds., *Carbonate Sequence Stratigraphy: Recent Developments and Applications: AAPG Memoir 57*. - P. 3–42.
103. Hobday D.K., Reading H.G. Fair weather versus storm processes in shallow marine sand bar sequences in the late Pre-Cambrian of Finnmark, North Norway / *J. sedim. Petrol.* - 1972. - Vol. 42. - P. 318 - 325.
104. Lamy P., Swaby P. A., Rowbotham P. S. et al. From Seismic to Reservoir Properties Using Geostatistical Inversion // *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 1999. Vol. 2, no. 4. - P. 334–340.
105. Reading, H.G. & Collinson, J.D. Clastic coasts. In: *Sedimentary Environments: processes, facies and stratigraphy*. 3rd edition. (Ed. H.G. Reading) Wiley Blackwell. Oxford. 1996. – 704 p.
106. Tamhane D., Wang L., Wong P. M. The Role of Geology in Stochastic Reservoir Modelling: The Future Trends // *Math. Geol.* 1999. no. 5. - P. 439–451.