

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
Тюменский индустриальный университет

На правах рукописи



Потапова Елена Александровна

**СИКВЕНС-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ НИЖНЕМЕЛОВОГО  
КЛИНОФОРМНОГО КОМПЛЕКСА В ЗОНЕ СОЧЛЕНЕНИЯ  
СРЕДНЕМЕССОЯХСКОГО ВАЛА С БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНОЙ  
И ПРОГНОЗ СТРУКТУРНО-ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК**

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

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель  
Доктор геолого-минералогических наук,  
профессор В.Н. Бородкин

Тюмень, 2018

## Оглавление

Введение.....	3
1. Геологические особенности строения клиноформных отложений в зоне сочленения Среднемессояхского вала и Большехетской впадины.....	11
1.1. История изучения клиноформ, как геологического объекта .....	11
1.2. Геолого-геофизическая изученность, тектонические особенности и стратиграфическое расчленение разреза изучаемой территории .....	13
1.3. Палеогеографические особенности формирования изучаемых отложений .....	29
1.4. Литологические характеристики .....	34
1.5. Тектонические особенности, постседиментационные процессы и их влияние на геологическое строение .....	39
2. Методологические приемы .....	41
2.1. Седиментологические методы .....	42
2.2. Ихнофациальный анализ.....	43
2.3. Методы фациального анализа ГИС .....	45
2.4. Сиквенс-стратиграфические модели осадочного бассейна .....	52
2.5. Методы анализа сейсмических и скважинных данных .....	57
3. Сиквенс-стратиграфическая модель клиноформного комплекса в зоне сочленения Среднемессояхского вала и Большехетской впадины.....	60
3.1. Седиментологическое исследование керна и выбор концептуальной модели строения.....	60
3.2. Электрофациальное моделирование.....	78
3.3. Сиквенс-стратиграфическая модель по данным сейсмики и ГИС .....	82
3.4. Корреляция пластов с использованием методики ихнофациального анализа, построение структурного каркаса .....	91
3.5. Анализ сейсмических данных, составление прогнозных схем перспективных объектов .....	101
4. Рекомендации по использованию результатов и анализ подтверждения прогноза.....	113
<b>Заключение.....</b>	<b>116</b>
<b>Библиографический список.....</b>	<b>117</b>
<b>Список иллюстраций.....</b>	<b>135</b>
<b>Список таблиц.....</b>	<b>137</b>

## Введение

### **Актуальность темы исследования.**

Объект исследования - отложения клиноформного типа раннемелового возраста на южном склоне Среднемессояхского вала в пределах Мессовского нефтегазоносного района (НГР).

Предмет исследования – литолого-стратиграфическая модель клиноформных отложений нижнемелового возраста как основа прогноза структурно-литологических ловушек углеводородов (УВ)

В настоящее время одним из основных потенциальных объектов прироста запасов УВ в Западной Сибири являются структурно-литологические ловушки в нижнемеловом клиноформном комплексе [4, 13, 30, 36, 49, 54, 93-95].

История геолого-разведочных работ в этом направлении начинается еще с 90-х годов, когда были открыты первые крупнейшие месторождения УВ. С тех пор интерес к этому интервалу разреза только возрастал. Менее всего при этом оказались разведанными северные районы Западно-Сибирской низменности, в частности Среднемессояхский вал. Он располагается в северной части Западно-Сибирской низменности, на юго-западе Гыданского полуострова.

Актуальность темы диссертации с научной точки зрения определяется следующими причинами:

- В пределах Среднемессояхского вала открыты Восточно-Мессояхское и Западно-Мессояхское нефтегазоконденсатные месторождения, следовательно, высокие перспективы нефтегазоносности объекта можно считать доказанными;
- Объект находится на территории сразу трех литолого-фациальных районов неокома, границы которых требуют детализации пространственного расположения;

- Сложное конседиментационное развитие Среднемессояхского вала внесло значительные коррективы в классическую литолого-стратиграфическую модель клиноформного комплекса

Актуальность темы диссертации в практическом плане определяется тем, что залежи УВ в неокомских отложениях – основной объект поддержания добычи в будущем в пределах Восточно-Мессояхского месторождения, где введен в эксплуатацию пласт ПК1-3. Поиск, разведка и подготовка к эксплуатации запасов УВ должны производиться своевременно.

Установление закономерностей распределения структурно-литологических ловушек в клиноформном комплексе с использованием сиквенс-стратиграфического моделирования, позволило решить эту задачу. Разработанная методика рекомендована к применению на объектах, расположенных в северных районах Западной Сибири.

**Степень разработанности.** Проблемами изучения геологического строения и прогноза нефтегазоносности нижнемелового клиноформного комплекса занимались многие ведущие исследователи Западно-Сибирской плиты: В.Н. Бородкин, А.М. Брехунцов, В.В. Глебов, Ф.Г. Гурари, Н.П. Дещеня, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Ю.Н. Карагодин, В.А. Корнев, К.Н. Кунин, Н. Я. Кунин, О.М. Мкртчян, Г.П. Мясникова, А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, Т. Ю. Павлова, А.А. Преженцев, О.А. Смирнов, В.В. Соседков, Р.Т. Трушкевич, Л.Я. Трушкова, В.С. Шелепов, В. В. Шиманский, В.И. Шпильман и многие другие геологи.

Последняя Стратиграфическая схема неокомского комплекса утверждена в 2004 году [75], она отражает клиноформное строение нижнемеловых отложений Западной Сибири на ограниченной территории (несколько литолого-фациальных районов). В результате сотрудничества многих научных и производственных коллективов в неокомском клиноформном комплексе был открыт целый ряд значительных по запасам месторождений углеводородов.

Изучению геологического строения Среднемессояхского вала посвятили свои труды С.Е. Агалаков, А.Н. Бабурин, В.А. Балдин, В.Н. Бородкин, А.М. Брехунцов, В.П. Игошкин, В.Е. Касаткин, А.Э. Конторович, В.А. Корнев, Н.М. Кулишкин, А.Р. Курчиков, В.А. Маринов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров, И.Д. Сокол, Н.В. Танинская, Е.Р. Чухланцева и многие другие исследователи [12, 17, 32, 34, 36, 48, 65-68, 88, 92, 109-114, 117, 121].

Ранее литолого-стратиграфическая модель изучаемого объекта предполагала развитие только прибрежно-морских отложений, что официально закреплено в «Стратиграфических схемах...» [75] Этот факт являлся основным критерием прогноза структурно-литологических ловушек УВ и их площадного развития. Геологические модели были созданы в рамках циклической парадигмы формирования шельфовых пластов. Развитие глубоководных отложений прогнозировалось только на северо-западном склоне Среднемессояхского вала [12, 114, 117, 119].

В результате бурения скважин и интерпретации сейсмических данных 3D на южном склоне установлена глубоководная природа развития песчаных тел, аналогичных ачимовским отложениям [17, 34, 109-113, 120]. Форма тел, глубина залегания и площадное развитие отложений контролируется палеогеографическими особенностями территории и имеет неклассическое строение.

В рамках диссертационной работы геологическая модель пересмотрена с учетом новых данных, полученных в период 2012-2016 гг. на основе метода сиквенс-стратиграфии, позволяющий моделировать строение клиноформных пластов в сложных геологических условиях.

Первые работы в рамках «сиквенс-стратиграфии» появились в 70-е годы двадцатого века (Vail et al., 1977). В 80-ые годы двадцатого столетия наиболее значимые результаты были получены Галловеем и Хобдеем (Galloway, 1989; Galloway, Hobday, 1983). В публикации Октавиана Катуняну (Catuneanu et al., 2009 [99, 100]) приведены обобщающие данные об

имеющейся теоретической информации и отображено единство подхода разных научных школ к сиквенс-стратиграфическим исследованиям. Данный подход хорошо зарекомендовал себя при картировании структурно-литологических ловушек углеводородов в различных осадочных бассейнах. Впервые попытка сиквенс-стратиграфического моделирования нижнемелового осадочного комплекса Среднемессояхского вала была предпринята специалистами Halliburton Consulting & Project Management в 2012 году при седиментологическом изучении керна. Территория их исследования бала ограничена только рамками 3Д сейсмоки обработанной на тот момент (1, 2, 3, 4, 5, 6 кубы), что в 5 раз меньше территории исследуемой автором. Результаты этой работы, частично опубликованные в открытой печати [17] детально изучены автором и учтены при разработке авторской сиквенс-стратиграфической модели.

В модели, представленной в диссертации, учтено: индексация разреза неокома согласно стратотипу Уренгойского литолого-фациального подрайона (ЛФПР), что не было сделано ранее; автором учтены все скважины, пробуренные в период 2013-2017 года, где восстановление условий осадконакопления выполнено самостоятельно; новые сейсмические данные 3Д (8, 9, 10 куб), а так же 2Д сейсморазведочные данные.

### **Цели и задачи.**

Основной целью исследований является создание детальной модели объекта, вписанной в региональную модель нижнемеловых отложений Западной Сибири, прогноз структурно-литологических ловушек, оценка ресурсного потенциала объекта. Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:

- Уточнена стратиграфическая модель объекта – обоснование границ сиквенсов;
- Изучены палеогеографические особенности формирования отложений;

- Изучены фильтрационно-емкостные характеристики выделенных фаций; определены фации-резервуары, фации-покрышки, фации-толщи рассеивания; выявлены закономерности их распределения;
- Обоснованы границы пластов с учетом данных керна, ГИС, сейсмических данных;
- Определены критерии прогноза структурно-литологических ловушек УВ и составлены схемы перспективных объектов;
- Выработаны рекомендации по дальнейшему проведению поисково-разведочных работ.

#### **Научная новизна.**

- Доказано, что в районе южного борта Среднемессояхского вала нижнемеловые отложения представлены клиноформным разрезом Уренгойского ЛФПР, строение которого контролируется палеорельефом.
- Разработана сиквенс-стратиграфическая модель отложений нижнего мела в пределах Среднемессояхского вала, охватывающая зону сочленения с Большехетской впадиной;
- Разработана классификация фациальных ассоциаций, имеющих закономерное распространение по площади и разрезу, сформулированы критерии прогноза структурно-литологических ловушек УВ.
- Обосновано выделение границ литолого-стратиграфического выклинивания пласта с учетом данных керна.

#### **Теоретическая и практическая значимость.**

Теоретическая значимость работы заключается в разработке для объекта исследования сиквенс-стратиграфической модели и в определении на ее основе критериев прогноза структурно-литологических ловушек УВ.

Практическую значимость имеют следующие разработки: схемы перспективных объектов пластов БУ<sub>16-19</sub>, рекомендации по геолого-

разведочному и поисковому бурению, база данных для построения трехмерной математической модели объекта.

Результат моделирования и прогноза внедрен в программу геолого-разведочных работ на период 2018-2023 гг. в пределах Восточно-Мессояхского лицензионного участка.

#### **Методология и методы исследования.**

В работе реализованы методы выделения, картирования и прогноза нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре (А.М. Хитров, В.Д. Ильин, П.Т. Савинкин), методы моделирования клиноформ (К.Е. Закревский, Н.В. Насонова, А.А. Нежданов), сиквенс-стратиграфическое моделирование (Н.W. Posamentier, P.R Vail, O. Catuneanu), метод ихнологии для определения поверхностей несогласий (Д. Пембертон), комплекс специальных методик фациального анализа (Т. Н. Малярова, Е.Ю. Барабошкин, Г.-Э Рейнек, И.Б. Сингх, В.П. Алексеев и др.).

Автором: разработана система фациальной зональности, в пределах которой доказана закономерность распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС); разработаны критерии прогноза литологических ловушек; выполнено электрофациальное моделирование на основе заданной системы; построена сиквенс-стратиграфическая модель пластов БУ15-БУ20; выделены границы эрозионных несогласий по крену и вписаны в сиквенс-стратиграфическую модель, обоснована их значимость для геологической модели пласта; выполнена корреляция скважин, прогноз коллекторских свойств с учетом полученных данных; выполнена оценка подтверждения прогноза по данным бурения 2017 года; рекомендована программа геолого-разведочных работ на период 5 лет, перенос полученных закономерностей в 3Д модель объекта, применение апробированных методик на соседних территориях.

#### **Положения, выносимые на защиту**

- В пределах южного борта Среднемессояхского вала нижнемеловые отложения относятся к Уренгойскому ЛФПР и в нижней части имеют



неклассическое клиноформное строение, контролируемое палеорельефом: западная граница распространения мощных песчаных тел ачимовского комплекса пластов БУ19-20 контролировалась палеовыступом морского дна.

- Сиквенс-стратиграфическая модель обеспечивает надежный прогноз фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), сохраняя закономерность в условиях неклассических клиноформ Среднемессояхского вала: каждый системный тракт состоит из последовательного фациального ряда: верхний/нижний пляж, предфронтальная зона, переходная зона, внешняя зона, склоновые шлейфы, подводные конуса, дно бассейна.
- Корреляция клиноформных пластов с использованием ихнологического метода определения эрозионной поверхности обеспечивает прогноз дополнительных ловушек углеводородов: разделение пласта в отдельные линзы с обоснованием стратиграфического выклинивания.

### **Степень достоверности и апробация результатов**

Степень достоверности научных результатов обеспечивается высокой степенью разработанности основных теоретических положений сиквенс-стратиграфического метода исследований, большим объемом разнородной геолого-геофизической информации, единой базой данных с прилегающими территориями, комплексностью методов и способов реализации поставленных задач, высоким коэффициентом успеха скважин, законченного строительства в 2012-2017 годах. Работа является результатом исследований автора, проводимых на базе ООО «Тюменский нефтяной научный центр» в течение более 5 лет в рамках мониторинга Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений. Лично автором проанализировано описание керна 83 поисковых и разведочных скважин, седиментологические колонки (39 скважин), результаты палеонтологических и палинологических исследований (40 скважин), данные по минерально-петрографическому составу пород, данные ГИС, результаты испытания

скважин, данные по фильтрационно-емкостным свойствам ниже-меловых отложений в пределах Среднемессояхского вала, материалы региональных и площадных сейсморазведочных работ МОГТ 2D (7313 пог.км) и 3D (3430 км<sup>2</sup>), научно-исследовательские региональные работы (опубликованные материалы и фондовая литература), выполненные в период 2006-2015 гг. в пределах северных районов Западной Сибири (ОАО «Ямалгеофизика», ООО «ЛНТНГ «Петрограф», ИНГГСОРАН, ЗАО «СибНАЦ», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»).

Результаты проведенных исследований и основные положения диссертации докладывались и обсуждались:

- На международных конференциях (Новосибирск, 2015; Геленджик, 2017, Санкт-Петербург, 2018);
- На всероссийских конференциях (Тюмень, 2012).
- На научно-технических советах ООО «ТННЦ», ПАО НК Роснефть, АО «Мессояханефтегаз», ООО «Газпромнефть НТЦ»

Результаты исследований опубликованы в 12 работах, в том числе 6 в журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки России.

### **Структура и объем работы.**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и заключения, и содержит 137 стр. текста, 40 рис., 9 таблиц, библиография - 123 наименований.

### **Персоналия.**

Работа выполнена в ООО «ТННЦ» в Управлении ГРР Север Западной Сибири, Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет» (ТИУ) под научным руководством д. г.-м.н. В.Н. Бородкина, профессора ТИУ, заслуженного геолога РФ.

Автор признателен за консультации, рекомендации и поддержку, оказанные при написании работы, к. г.-м. н. С.Е. Агалакову, д. г.-м. н. М.В.

Лебедеву, к. г.-м. н. Н.В. Нассоновой, к. г.-м. н. Г.Л. Розбаевой, к. г.-м. н. В.А. Маринову.

Автор выражает искреннюю благодарность своим коллегам Л.А. Дубровиной, В.А. Пухареву в сотворчестве с которыми был получен ряд научных результатов.

Особую благодарность автор выражает своему научному руководителю д. г.-м. н. В.Н. Бородкину, профессору ТИУ, заслуженному геологу РФ.

## **1. Геологические особенности строения клиноформных отложений в зоне сочленения Среднемессыяхского вала и Большехетской впадины**

### **1.1. История изучения клиноформ, как геологического объекта**

Обширный обзор вопроса изучения клиноформ в Западной Сибири неокомского комплекса приведен в монографии Ф.Г. Гурари [19]. Автор приводит анализ более 200 публикаций на эту тему, выпущенных в России с 1956 по 2000 гг.

В 50-60 годах прошлого столетия вопрос диахронности пластов неокома поднимался не один раз такими исследователями как Ф.Г. Гурари, Л.Я. Трушкова, А.В. Гольберт, М.М. Биншток, Т.М. Онищук, И.Г. Климова, Л.Л. Халфин, В.П. Маркевич, А.Л. Наумов и др. Тем не менее, все попытки внести изменения в стратиграфические схемы подвергались резкой критике. Переломным моментом в истории изучения отложений неокома в Западной Сибири стала публикация 1977 года А.Л. Наумова, где он впервые сформулировал основные принципы корреляции клиноформ, существование наклонно направленных серий, а так же существование глубоководных отложений, сформированных у подножия склона (ачимовская толща) [54].

Дальнейший толчок развития теории некомпенсированного осадконакопления и диахронности свит дал переход сейморазведки с методики ОВ на МОГТ в 70-80-х годах. Появлялись многочисленные публикации, свидетельствующие о существовании наклонных серий.

Наибольшую значимость в развитии теории привнесли работы А. Е. Шлезенгера, Н. Я. Кунина, О. М. Мкртчяна, Г.Н. Гогоненкова, Ю.А. Михайлова, В.П. Игошкина, Ю.Н. Карогодина, А.А. Нежданова. Отдельно стоит отметить работу Ю.Н. Суркова и В.С. Соседкова, где впервые обозначена связь формирования клиноформ с колебанием уровня моря, а не с тектоникой и эпейрогенезом, как это утверждалось ранее.

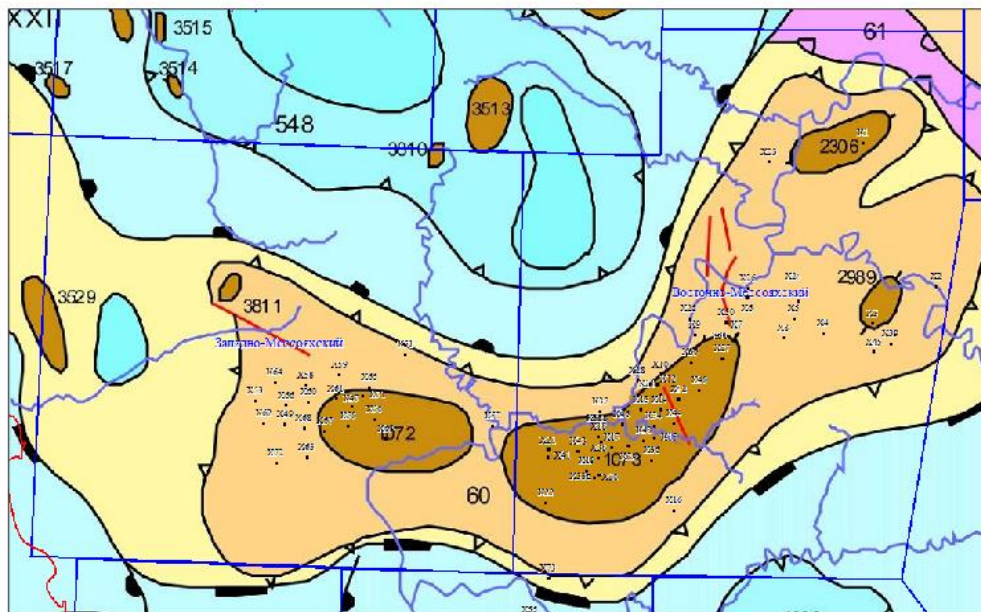
Следующий этап развития теории существования клиноформ – открытие крупнейших месторождений в Широком Приобье (Западно-Варьеганское [43]), и повышение интереса к этому интервалу с промышленной точки зрения. На этом этапе наиболее значимы работы, авторами которых являются А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, А.А. Преженцев, В.И. Шпильман, Г.П. Мясникова, Е.М. Максимов, Т. Ю. Павлова, О.А. Смирнов, Р.Т. Трушкевич, О.М. Мкртчян, Ю.Н. Карагодин, Ф.Г. Гурари, С.В. Ершов, Н. Я. Кунин, К.Н. Кунин, В.В. Глебов, Л.Я. Трушкова, В.С. Соседков, В.Н. Бородкин, А.М. Брехунцов, В.А. Казаненков, Н.П. Дещеня, В.А. Корнев, В.В. Шелепов, В. В. Шиманский и другие исследователи [31-33, 51, 55-57, 81 93-95].

Интересен тот факт, что в 1990 году в статье А.П. Игошкина и А.Е. Шлезингера, предлагается выделять генетические классы клиноформ: трансгрессивные клиноформы, регрессивные клиноформы, конусы выноса и слоистые клиноформы. Такой подход близок к современной сиквенс-стратиграфической модели клиноформ, разработанной зарубежными авторами [99, 100, 105-107].

Ф.Г. Гурари отмечает [19], что, несмотря на более чем двадцать лет, прошедшие с момента публикации А.Л. Наумовым клиноформной модели неокома Западной Сибири и накопленный объем геолого-геофизических данных, осталось множество дискуссионных вопросов: палеогеография, условия образования, влияние тектоники и др. Особенно остро стоит вопрос индексации этого интервала, как продуктивных пластов, так и глинистых пачек. Эта проблема затрагивается и в рамках данной работы.

## 1.2. Геолого-геофизическая изученность, тектонические особенности и стратиграфическое расчленение разреза изучаемой территории

Среднемессояхский вал располагается в северной части Западно-Сибирской низменности, на юго-западе Гыданского полуострова. Морфологически описываемый район приурочен к Мессояхской низменности и представляет собой полого-волнистую и плоскую ступенчатую равнину (Рисунок 1). Большехетская впадина примыкает к Среднемессояхскому валу с юго-востока.



Условные обозначения



Рисунок 1 - Обзорная схема района работ на тектонической основе (фрагмент карты под ред. И.И. Нестерова, 1990 г.)

Условные обозначения структур к тектонической схеме восточно-Мессояхского лицензионного участка:

## СУБРЕГИОНАЛЬНЫЕ И НАДПОРЯДКОВЫЕ СТРУКТУРЫ

В – ЯМАЛО-ТАЗОВСКАЯ МЕГАСИНЕКЛИЗА

В2 - Мессояхско-Антипаютинская зона линейных структур

В2а - Мессояхский пояс мегавалов

## СРЕДНИЕ И МАЛЫЕ СТРУКТУРЫ II ПОРЯДКА

60. Среднемессояхский малый вал

61. Харвутинская седловина

Неразделенная подгруппа средних и мелких структур

III порядка и структур IV порядка

1072. Западно-Мессояхское

1073. Восточно-Мессояхское

2306. Верхнемессояхское

2989. Маломессояхское

3513. Северо-Мессояхское

3529. Угловое

3810. Без названия

3811. Рубиновое

Используя материалы гравirazведки, сотрудники Главтюменьгеологии в 1963 г., наметили крупную положительную структуру – Среднемессояхское куполовидное поднятие. Работами ЯНГТ СП 66/69 методом МОВ подтверждено наличие Среднемессояхского куполовидного поднятия в юрско-меловом разрезе платформенного комплекса и отмечено наличие углового несогласия на границе меловых и юрских отложений.

Дальнейшие работы по геолого-геофизическому изучению территории уточняли геологическое строение участка: были построены карты по основным отражающим горизонтам; в 80-х годах в результате проведения работ МОГТ в масштабе 1:50 000 выявлены и закартированы зоны выклинивания неокомских горизонтов, перспективных для поиска литологически экранированных и стратиграфически экранированных ловушек углеводородов (УВ).

Уточнение геологического строения проводилось по данным 3Д сейсморазведки, проведенной на участке и с учетом вновь пробуренных скважин.

Всего в пределах развития Среднемессояхского вала пробурено 69 скважин, из них 20 скважин глубиной порядка 1500 м (на сеноман, пласты ПК), 22 скважины глубиной 2400-3500 м вскрывают нижнемеловые отложения, 27 скважин вскрыли юрские отложения.

Общая геолого-геофизическая изученность участка сейсморазведочными работами и данными бурения по состоянию на 01.01.2017 приведена на рисунке (Рисунок 2). В целом изученность участка достаточно высокая, но, в основном, проведенные работы сконцентрированы в своде Среднемессояхского вала. Это объясняется тем, что первоочередными объектами геологоразведочных работ ранее являлись пласты ПК<sub>1-3</sub>, БУ<sub>6</sub>-БУ<sub>12</sub>, в которых на государственном балансе числятся залежи структурно-тектонического типа.

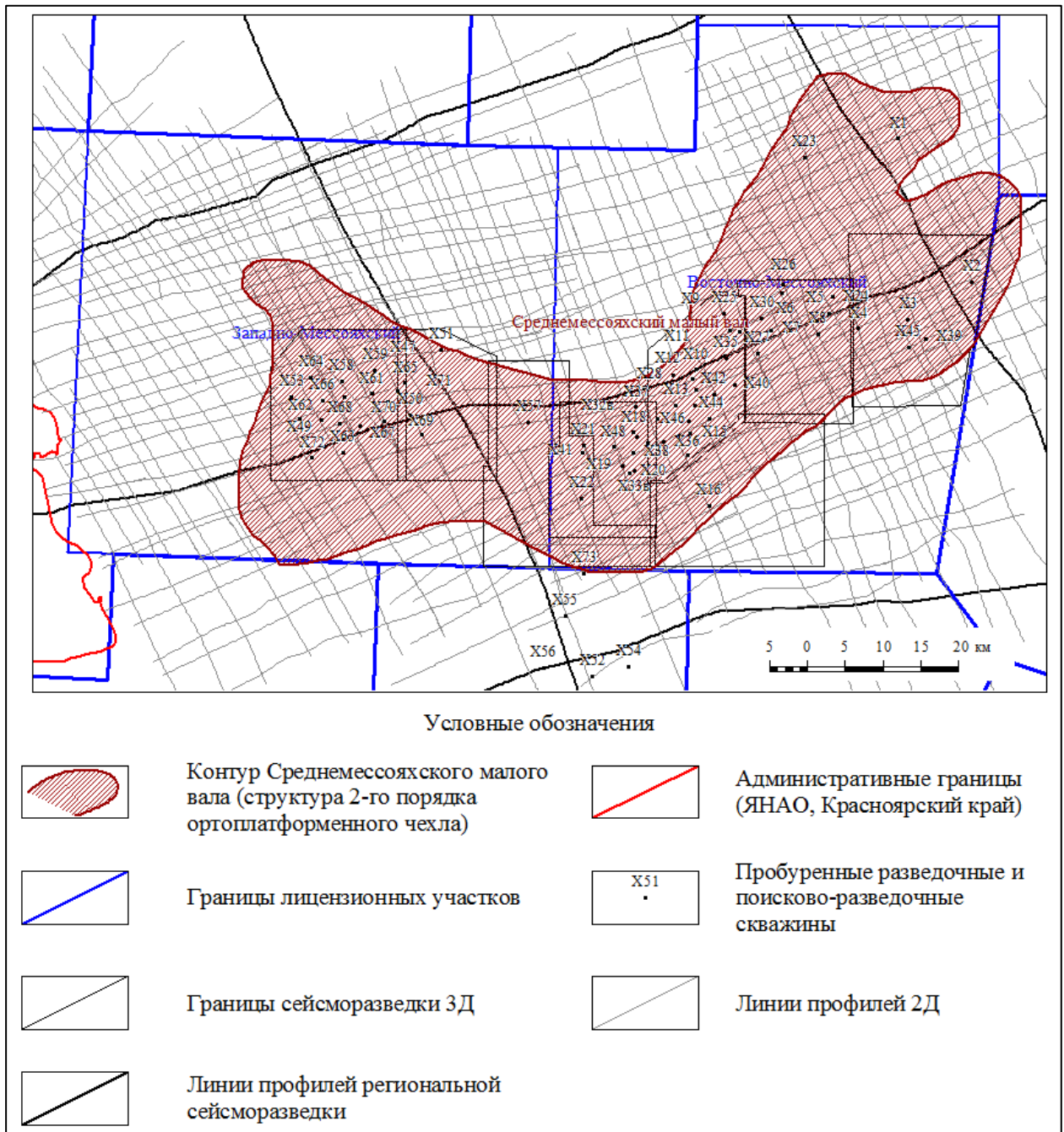


Рисунок 2 - Схема изученности территории сейсмическими и скважинными данными

В настоящее время основной ресурсный потенциал связан с литологическими и литолого-стратиграфическими ловушками нижнемеловых отложений. В данном случае наиболее перспективными участками являются склоновые части Среднемессояхского вала, которые еще в 80-х годах (ПГО «Ямалгеофизика», МОГТ 1:50 000) признавались



перспективными для поиска литологических ловушек, но до сих пор не были изучены детально. В данном случае южная часть склона Среднемессояхского вала на границе сочленения с Большехетской впадиной выбрана для детального изучения в диссертационной работе как наиболее перспективная и связанная с клиноформными комплексами.

Стратиграфия этого интервала является вопросом дискуссионным. Несмотря на закрепленную в региональных стратиграфических схемах [74, 75] клиноформную модель, посвитное расчленение разреза неокома многими исследователями считается несовершенным [5, 25, 55, 86, 114].

Помимо этого, при детальном изучении стратиграфии, специалистами различных научных организаций, в том числе в рамках последнего подсчета запасов [114, 117], обозначается проблема стратификации интервала нижнемеловых отложений. Расположение территории рядом с зоной сочленения Уренгойско-Пурпейского, Тазовского и Малохетского фациальных районов (Рисунок 3) влечет за собой неоднозначную индексацию пластов.

Данной проблеме посвящено значительное количество публикаций. Несостоятельность принятой стратиграфической схемы этих отложений отмечают В.Н. Бородкиным, Ф.Г. Гурари, Ю.Н. Карагодиным, А. Р. Курчиковым, А.А. Неждановым, М.В. Мельниковой и др. [5-11,19, 26, 55, 56].

Клиноформные отложения согласно региональным стратиграфическим схемам [74, 75] относятся к сортымской свите Уренгойско-Пурпейского района либо к Мегионской свите Тазовского района (Рисунок 4), однако, территориально изучаемая зона принадлежит к Малохетскому подрайону Енисей-Хатангского района.

Сортымская свита выделена в 1981 году Ясовичем, Барковым, Зининбергом со стратотипом в скважине Мамонтовской 241. Согласно пояснительной записке к стратиграфическим схемам в объеме свиты отмечается концентрация аммонитов рода *Menjaites* [74-75, 82]. В пределах

Уренгойского подрайона отмечается клиноформное залегание пластов, индексируемых как БУ<sub>12</sub> – БУ<sub>19</sub>. Для пластов БУ<sub>15-20</sub> гипостратотипом является скважина 5 Усть-Ямсовейская, для пластов БУ<sub>12-14</sub> гипостратотип - 17 Уренгойскогая скважина [70].



Условные обозначения





-  граница суши
-  граница литолого-фациальных районов
-  речная сеть
-  границы Среднемессояхского вала

Рисунок 3 - Выкопировка из схемы литолого- фациального районирования Уренгойско-Пурпейский район (Уренгойский подрайон)

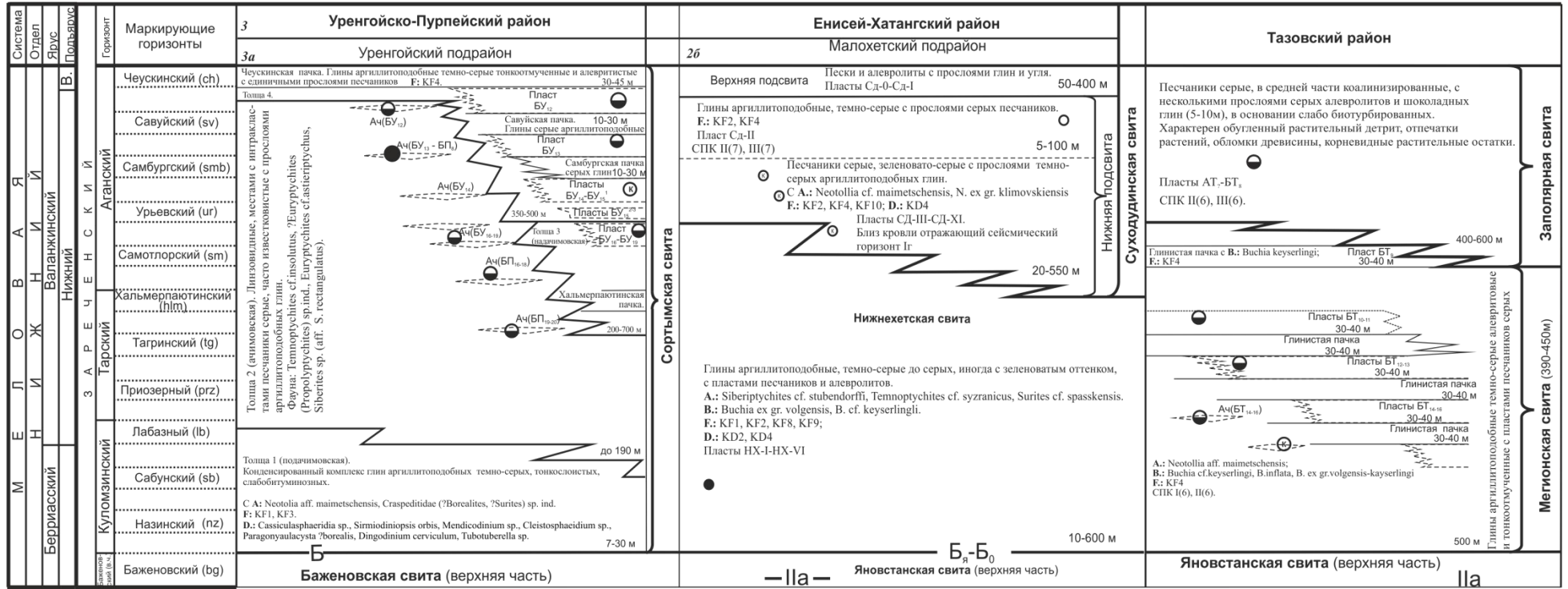


Рисунок 4 - Сопоставление местных стратиграфических подразделений

Ниже описаны четыре толщи, вместе представляющие собой клиноформный комплекс.

Толщи 4 и 3 представлены чередованием песчаных прибрежно-морских пластов и экранирующих их пачек глин. Пласт БУ<sub>12</sub> залегает непосредственно под чеукинской пачкой глин, ниже располагается савуйская пачка глин, экранирующая пласт БУ<sub>13</sub>, далее самбургская пачка глин, экранирующая пласты БУ<sub>14</sub>-БУ<sub>15</sub>. Экранирующие пачки глин для пластов БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17-19</sub> названия не имеют в стратиграфической колонке. Ниже залегает хальмерпаютинская пачка глин.

Толща 2 представляет собой чередование линзовидных песчаников с аргиллитоподобными глинами. Толща названа ачимовской и формирование ее происходило одновременно с толщиной 3 и 4 в составе клиноформ. Каждый линзовидный пласт Ач имеет индекс, синхронного ему по времени шельфового пласта толщи 3 и 4.

Завершает разрез в нижней части подачимовская толща 1, представленная слабобитуминозными конденсированными глинами, залегающими на юрских отложениях.

В интервале мегионской свиты выделены покровные пласты АТ-БТ<sub>8</sub>, представленные серыми песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Мегионская свита впервые выделена И.И. Нестеровым и Ю.В. Брадучаном в 1965 году. Название присвоено по пос. Мегион [74-75, 82]. Свита представлена аргиллитами серыми и темно-серыми, полосчатыми с подчиненными пластами песчаников и алевролитов, локализующихся в нижних и верхних частях. Характерны пиритизированные водоросли, иногда скопления растительного детрита и чешуи рыб. По литологическим особенностям расчленяется на ряд пачек и толщ. В основании залегает пачка слабобитуминозных аргиллитов, которая перекрывается песчаной ачимовской толщиной. Стратотип для свиты – скважина Мегионская – 1. В объеме свиты выделяются пласты БТ<sub>9</sub>-БТ<sub>16</sub>. Гипостратотипом для этих пластов является скважина Заполярная-35 [70].

В результате определены следующие скважины-стратотипы клиноформных отложений для сравнения с данными скважин изучаемого района:

1. Уренгойский тип разреза – Уренгойская-17 скважина и Усть-Ямсовейская-5 скважина
2. Тазовский тип разреза – Заполярная-35 скважина и Южно-Русская 21 [9]

Помимо этого, установлены основные особенности, характерные для свит и отличающие их друг от друга, такие как: условия образования, характерные комплексы фораминифер, состав пород и т.д.

В целом все три литолого-фациальных района, на территории которых расположена зона сочленения Среднемессояхского вала и Большехетской впадины характеризуются континентальными и прибрежно-морскими отложениями, с возрастанием доли континентальных осадков вверх по разрезу и в направлении с запада на восток. Основной особенностью для каждой свиты является наличие определенных комплексов фораминифер, присущих только этим отложениям.

Для анализа стратиграфических подразделений выбраны две глубокие скважины на Восточно-Мессояхском ЛУ (X16 и X2) и две на Западно-Мессояхском ЛУ (X58, X72), расположенные на региональных сейсмических профилях и вскрывающие наибольшую часть разреза изучаемых отложений [66].

В скважинах проанализированы данные биостратиграфии из отчетов разных лет. В скважине X16 в интервале нижнемеловых отложений с целью установления возраста изучено 24 метра керна из 133,8 м. В скважине X2 – 107 метров из 160 м. В скважине X72 нижнемеловой возраст установлен по данным исследования 15,8 м. керна, отобранного из этого интервала. В скважине X58 изучено 93,5 метра керна, в большей части которого фораминиферы не найдены. Нижнемеловой возраст установлен в двух интервалах по найденным аммонитам.

Для всех скважин по данным биостратиграфии в изучаемом интервале определен возраст K1v-b, что соответствует современным представлениям о геологическом строении данного участка. Однако если учитывать приуроченность комплексов (KF, KD, СПК) к конкретным литолого-фациальным районам (обозначенных в стратиграфических схемах), то в пределах Среднемессояхского вала встречаются органические остатки, характерные для трех типов разреза: Малохетского, Тазовского, Уренгойского (Таблица 1).

Таблица 1 - Сопоставление комплексов органических остатков в пределах литолого-фациальных районов и в изучаемых скважинах

Стратиграфическая шкала					Характерные комплексы органических остатков по данным "стратиграфических схем"			Данные биостратиграфии по выбранным скважинам				
Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	Маркирующие горизонты	Малохетский подрайон	Уренгойский подрайон	Тазовский подрайон	X2 В-М	X72 3-М	X16 В-м	X58 3-м
Мел	Нижний	Валанжин	Верхний	Усть-Балыкский	Сармановский	KF4, KF5, KF10	KF4	СПК II, СПК III				
					Чеускинский							
				аганский	Савуйский	KF2, KF4, СПКII, СПКIII	Фауна: Temnoptychites cf.insolutus, ?Euryptychites (Propolyptychites) sp.ind., Euryptychites cf.astierptychus, Siberites sp. (aff. S. rectangulatus).		KF4	СПК III, KD4	Neotollia (Euryptychites astierptychus)	
					Самбургский	KF2, KF4, KF10, KD4						
					Урьевский							
					Самотлорский							
			Тарский	Хальмерпаютинский	KF1, KF2, KF8, KF9, KD2, KD4	KF1, KF3	KF4, СПК I, СПК II	KF3, KF4, СПК I	KF1, KF3, KF4, СПК I, СПК III, KD4			
				Тагринский								
				Приозерный								
				Лабазный								
			Куломзинский	Сабунский								
				Назинский								

Для решения задачи стратификации разреза проанализированы [66] региональные работы с данными по увязке пластов В.Н. Бородинка, И.И. Нестерова (мл), А.Р. Курчикова, И.Д. Сокол, А.Э. Конторовича, В.А. Корнева, Б.В. Монастырева, В.А. Балдина, В.П. Игошкина, М.В. Мельниковой, А.А. Нежданова и др. [10, 5-11, 30-36, 49, 55, 56]. Ниже приведена таблица соответствия пластов (Таблица 2), выделенных разными авторами, относительно маркирующих горизонтов из «стратиграфических схем».

В результате анализа установлено, что нижнемеловые отложения в пределах изучаемой территории в интервале развития клиноформных

отложений соответствуют скорее Уренгойскому типу разреза [66] и все вышеперечисленные авторы в пределах территории Среднемессояхского вала выделяют именно его.

Согласно стратиграфическим схемам [74, 75] по Уренгойскому типу разреза в опорных скважинах выделяются реперные пачки глин, перекрывающие песчаные пласты: приобская пачка глин (пласт БУ<sub>1</sub>), еньяхинская пачка (пласты БУ<sub>3-4</sub>), пимская пачка (пласты БУ<sub>5-6</sub>), уренгойская пачка (пласт БУ<sub>8</sub>), сармановская пачка (пласт БУ<sub>10</sub>), чеускинская пачка (пласт БУ<sub>12</sub>), савуйская пачка (пласт БУ<sub>13</sub>), самбургская пачка (пласт БУ<sub>14</sub>), урьевская пачка (пласт БУ<sub>16</sub>), самотлорская пачка (пласт БУ<sub>20</sub>).

Таблица 2 - Соответствие пластов из отчетов и публикаций разных лет, относительно маркирующих горизонтов из «стратиграфических схем» [74, 75]

Региональная пачка глин	Наименование пласта, контролируемого глинами, в соответствии со страт. схемами [1] по типам разреза			Сокол И.Д., 2006 [12]			Конторович А.Э., 2008 [11]			Бородин В.Н., Курчиков А.Р. [3,4,18]			Корнев В.А., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. мл. 2011 [15]		Балдин В.А., Цветкова И.В., Селиваньева С.В., 2014 [16]		Игошкин В.П., Кузнецова М.С., Лютова Т.Л., 2015 [17]			
	Уренгойский лфр	Тазовский лфр	Малохетский лфр	Уренгойский	Тазовский	Малохетский	Пачка глин	Уренгойский	Малохетский	клиноф. Комплекс	Уренгойский	Тазовский	Уренгойский	Тазовский	Уренгойский	Малохетский	Пачка глин	Уренгойский	Малохетский	Тазовский
приобская	БУ1							БУ1-4	МХ4	быстрин.	БУ1-2									
еняхинская	БУ3-4									приоб.	БУ3-4						енях.	БУ3-4		
пимская	БУ5-6							пим.	БУ5-7	СД0							пим.	БУ5-7	СД0-1	
уренгойская	БУ8	БТ0-1	СД	БУ8-0	БТ-0	СД1-2	уренг.	БУ8		уренг.	БУ8-9	БТ0-1	БУ8-9	БТ0-1	БУ8-0	СД2	уренг.	БУ8-9	СД2-5	БТ0-1
сармановская	БУ10	БТ2		БУ10-11	БТ2					сарман.	БУ10-11	БТ2	БУ10-11	БТ2	БУ10	СД6	сарман.	БУ10-11	СД6-7	БТ2-3
чеускинская	БУ12	БТ3		БУ12-1	БТ3		пелят.	БУ12-13	СД3	чеуск.	БУ12	БТ3	БУ12	БТ3	БУ12	СД8	чеуск.	БУ12	СД8-9	БТ4
савуйская	БУ13	БТ4		БУ12-2	БТ-4	СД4-5				Сав.	БУ13-14	БТ4	БУ13-14	БТ4			сав.	БУ13-14		
самбургская	БУ14			БУ14				БУ14-15	СД4											
глины над БУ15	БУ15	БТ5		БУ15	БТ5	СД6-8				родничковый	БУ15	БТ5	БУ15	БТ5	БУ15	СД10	моховая	БУ15	СД10-11	БТ5
урьевская	БУ16	БТ6								пирейный	БУ16	БТ6	БУ16	БТ6		СД12	урьев.	БУ16-19	СД12	БТ6-9
глины над БУ18	БУ18			БУ18	БТ8			БУ18-19	СД6	урьев.	БУ17-19	БТ7-9	БУ17-19	БТ7-9						
самотлорская	БУ20	БТ10		БУ20	БТ9-10			БУ20-22	СД8	сам.		БТ10-11					сам.	БУ20	НХ1	БТ10-11
тагринская	нижнехетская свита	БТ12-13	Нх		БТ14	Нх1				тагр.		БТ12-13					тагр.			БТ12-13
верхняя юра	гольчихинская	яновстан.	яновстановская														Б	гольчих.	яновстан.	яновстан.

\*красным шрифтом обозначены индексы, отличающиеся от схем [1]

Далее выполнена увязка основных отражающих горизонтов по региональным профилям с региональными пачками глин [74, 75]. Индексация скважин стратотипов приведена по утвержденным разбивкам [81]. В пределах изучаемой территории на сейсмических разрезах хорошо прослеживаются глины над пластом БУ<sub>15</sub> и пластом БУ<sub>18</sub> согласно

стратотипу в скважине 5-Усть-Ямсовейской. Эти глины в стратиграфических схемах не обособлены в отдельные пачки.

Также построены схемы корреляции по линии скважин-стратотипов с переходом через опорные скважины. Ниже (Рисунок 5) приведена схема корреляции по скважинам Малохетская-10 (стратотип) – Восточно-Мессояхская-Х2 – Западно-Мессояхская-Х72– Заполярная-35 (стратотип) – Усть-Ямсовейская-5 (стратотип). Опорная скважина, которая использовалась для увязки с региональными работами – Заполярная-35.

Так как в результате работы на изучаемой территории определен Уренгойский ЛФПР, необходимо пересмотреть границы, разделяющие



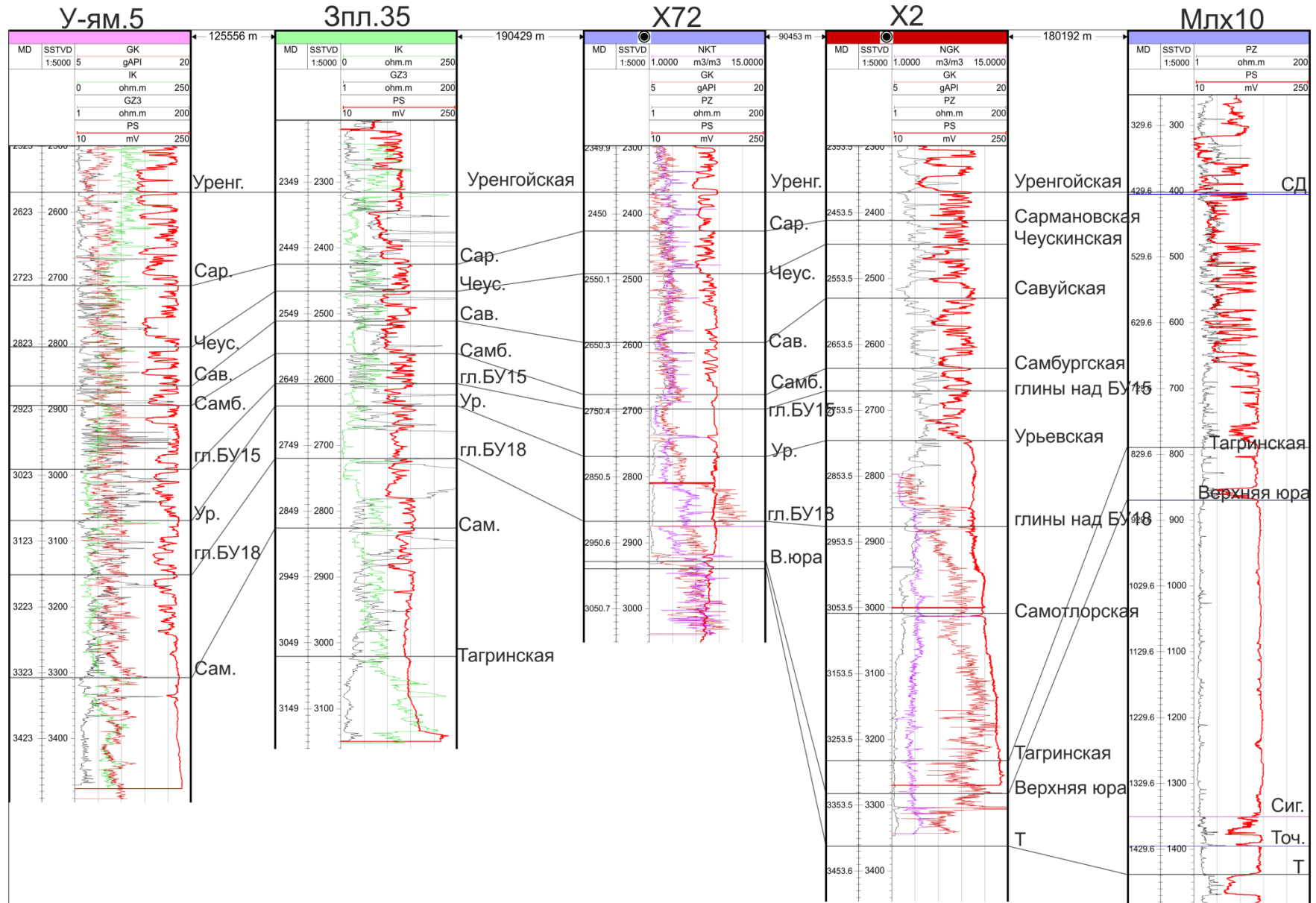


Рисунок 5 - Корреляция реперных пачек глин по скважинам

Уренгойский, Малохетский и Тазовский литолого-фациальные районы (Рисунок 6). Так как Тазовский ЛФР и Уренгойский ЛФПР включают шельфовые пласты, это можно сделать с использованием так называемых «бровок шельфа», приняв эту границу за условную границу раздела.

Согласно установленному стратотипу в скважине Усть-Ямсовой-5 [8, 66] Уренгойский ЛФПР должен включать все шельфовые пласты, выделенные в этом интервале – БУ<sub>15-20</sub>. Пласту БУ<sub>20</sub> в шельфовой части на востоке соответствует пласт БТ<sub>10</sub> [70, 81]. Соответственно, условную линию границы раздела можно выделять по «бровке» шельфа нижележащего пласта БТ<sub>11</sub>. В итоге прослеженная линия «бровки» шельфа пласта БТ<sub>11</sub> практически совпала с границей Уренгойского ЛФПР на юге по утвержденным схемам, но отклоняется на восток в северных районах (Рисунок 6, Рисунок 7) [66]. Данный вывод согласуется с представлениями о границе ЛФПР В.Н. Бородкина и А.Р. Курчикова [6, 7, 11].

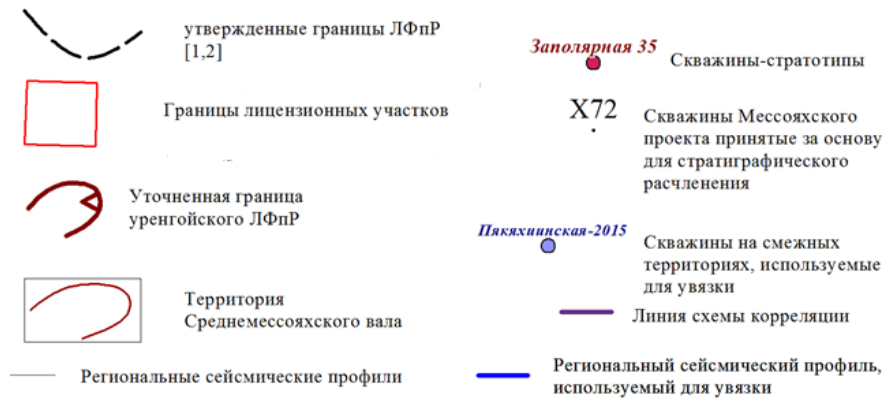
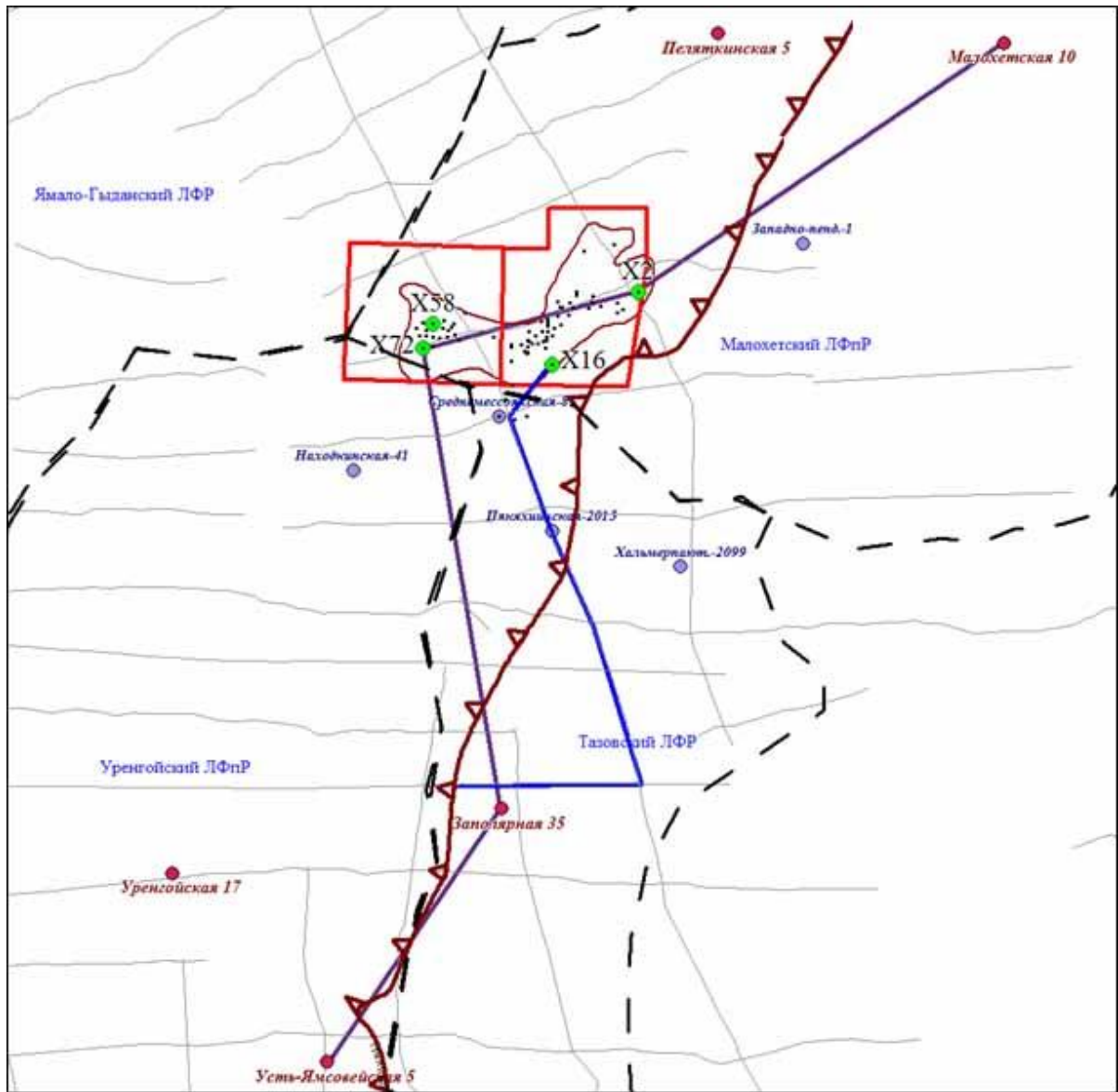


Рисунок 6 - Схема расположения изучаемой территории относительно ЛФР с вынесенными линиями региональных сейсмических профилей, схемы корреляции

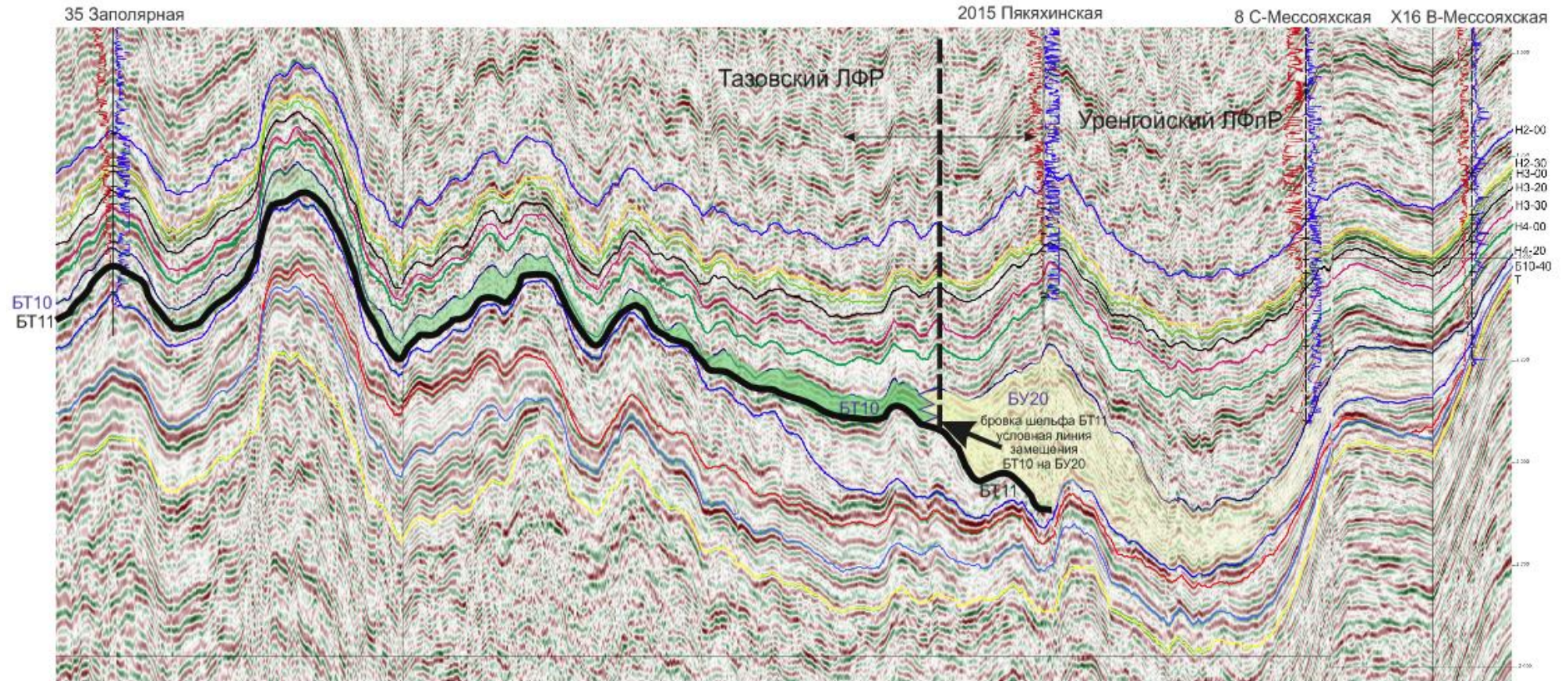


Рисунок 7 - Условная граница раздела Уренгойского ЛФР и Тазовского ЛФР на сейсмическом разрезе

### **1.3. Палеогеографические особенности формирования изучаемых отложений**

Для изучения палеогеографических особенностей формирования отложений, как правило, используются следующие параметры непосредственно при анализе керна скважин: состав и окраска пород, порядок следования в разрезе, вторичные изменения, цикличность, текстурно-структурные особенности, минеральный состав обломочных и аутигенных образований, характер включений, систематический состав и количественная характеристика окаменелостей, типы захоронения и т.д [59].

Но для определения палеорельефа одних скважинных данных недостаточно, необходимо комплексное изучение сейсмических данных, данных геохимии, биостратиграфии и другие методы изучения геологического строения пластов.

В рамках работы «Создание сейсмогеологической модели...» 2007 года, выполненной под руководством В.П. Игошкина [119] изучены довольно крупные стратиграфические подразделения. В частности, клиноформные отложения относятся к трем комплексам, выделенным в работе: подсамотлорскому (пласты БУ<sub>18-20</sub>), подъурьевскому (пласты БУ<sub>16-17</sub>), подмоховому (пласт БУ<sub>15</sub>). Комплексы контролируются отражающими горизонтами, связанными с выдержанными глинистыми отложениями. Подсамотлорский комплекс контролируется самотлорской глинистой пачкой, подъурьевский контролируется урьевской глинистой пачкой, подмоховой – моховой глинистой пачкой.

Для выделенных комплексов созданы палеогеографические схемы, которые характеризуют палеорельеф на момент завершения формирования комплекса (Рисунок 8).

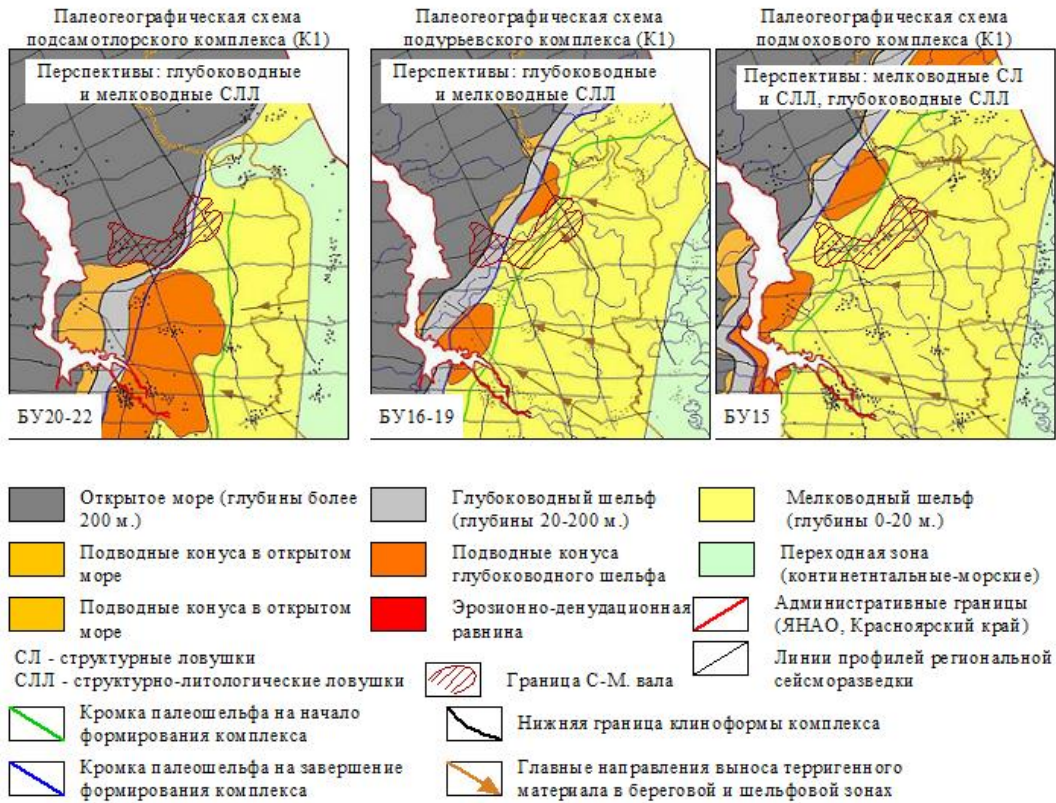


Рисунок 8 - Палеогеографические схемы клиноформного комплекса на изучаемой территории

Согласно схеме подсамотлорского комплекса Среднемессояхский вал во время формирования пластов БУ<sub>18-20</sub> располагался на границе зон мелководного шельфа с глубинами от 0 до 20 метров и зон глубоководного шельфа и открытого моря с глубинами от 20 до 200 и более метров.

Согласно схеме подбурьевского комплекса во время формирования пластов БУ<sub>16-17</sub> территория Среднемессояхского вала располагалась в основном в зоне мелководного шельфа с глубинами от 0 до 20 метров, и часть располагалась в зоне глубоководных отложений.

Во время формирования пласта БУ<sub>15</sub>, согласно схеме подмохового комплекса, в пределах Среднемессояхского вала преобладали мелководные условия осадконакопления. Более глубоководные отложения формировались на северо-западном склоне вала.

В целом по результатам анализа палеогеографических карт можно сделать следующие выводы:

- формирование изучаемых отложений связаны с мелководно-морскими и глубоководными условиями осадконакопления;

- непосредственно на изучаемой территории стыка Среднемессояхского вала и Большехетской впадины пласты БУ<sub>16-20</sub> представлены шельфовой и склоновой частями клиноформ, а так же частично подножием склона;

- вышележащие отложения БУ<sub>12-15</sub> представлены на этой территории только шельфовой частью;

Согласно полученным данным далее в качестве основного перспективного клиноформного комплекса детально будут рассматриваться пласты БУ<sub>16-20</sub>.

Более детальные палеофациальные карты необходимо строить на основании седиментологического изучения керн. При этом стоит учитывать, что для каждого пласта необходимо составить свою палеофациальную карту после того, как будет выполнена детальная корреляция отложений по скважинам и привязка их к сейсмическим данным.

Помимо этого, при анализе сейсмических разрезов и палеовременных карт было установлено, что Среднемессояхский вал на время формирования изучаемых пластов препятствовал распространению осадков на север. Палеогеографические построения, выполненные автором, базируются на данных сейсморазведочных работ 3Д и 2Д. В зоне сочленения Среднемессояхского вала и Большехетской впадины фиксируется локальная палеовпадина на момент начала формирования ачимовской части подсамотлорского комплекса (Рисунок 9). Такая геологическая ситуация могла способствовать аккумуляции значительного количества песчаного материала вдоль склонов Среднемессояхского вала. Это так же подтверждается работами других авторов, занимающихся изучение геологического строения этой территории [17, 34, 48, 88]. В.А. Мариновым с соавторами на основании прямых признаков (биостратиграфия) установлено, что на протяжении берриаса- начала раннего валанжина Среднемессояхский вал был островной частью с хвойно-гинкговыми лесами и папортниковым

подлеском. Далее произошло опускание территории, и остров оказался погруженным по воду [48].



Рисунок 9 - Палеорельеф на момент начала формирования ачимовской части подсамотлорского комплекса (dt Н4 –Н4-20 в пределах 3D)

Группа пластов БУ<sub>16-18</sub> имеет классическое строение, так как аккумуляционное пространство перед валом было заполнено предыдущими циклами осадконакопления.

Группа пластов БУ<sub>19-20</sub> (подсамотлорский комплекс) имеет неклассическое строение. Стоит отметить, что группой авторов (Н.Н. Гатина, С.С. Гаврилов, А.О. Горбунова, О.О. Ким, Е.В. Тихомиров) по результатам исследования ограниченной территории в пределах Среднемессояхского вала



[17] было установлено, что отложения группы пластов БУ<sub>21-22</sub> имеют глубоководный генезис, доказано, что отложения комплекса накапливались в условиях турбидитных конусов выноса, а не дельтовых, как это было предложено в более ранних работах. В результатах этой работы отмечается, что высокие перспективы связаны с турбидитными конусами выноса пластов БУ<sub>21-22</sub>. Эти исследования в полной мере учтены при разработке сиквенс-стратиграфической модели для интервала нижнемеловых отложений (группа пластов БУ<sub>16-20</sub>), описанной в диссертации.

В целом весь этот интервал несет большой потенциал для открытия новых месторождений, связанных с ловушками литологического типа.

В связи с этим перед автором стояла задача уточнить корреляцию пластов БУ<sub>16-20</sub> для дальнейшего прогноза коллекторов по площади с целью оценки ресурсного потенциала.

### 1.4. Литологические характеристики

Керновый материал служит первичным источником для получения достоверной геологической информации, а результаты его комплексного исследования совместно с геофизическими данными обеспечивают надежную геолого–геофизическую основу для создания геологической модели [76, 77, 83-85].

Группа пластов БУ<sub>16-20</sub> охарактеризована керном в 19 скважинах. Общий вынос керна из этого интервала составил 534 метра (Рисунок 10).

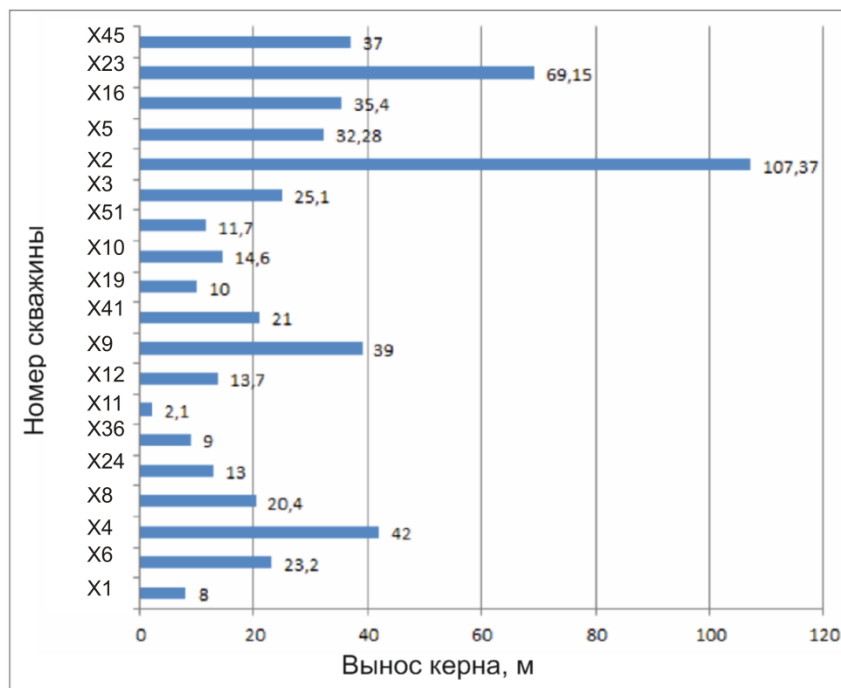


Рисунок 10 - Изученность керном группы пластов БУ<sub>16-20</sub> в скважинах

Фильтрационно-емкостные и литологические свойства образцов пород изучались в Центральной лаборатории Главтюменьгеологии, НПЦ «Тверьгеофизика», ООО «ТюменНИИгипрогаз», ОАО СибНИИНП», ООО «Экогеос ЛТД».

Лабораторные исследования по определению физических свойств пород в интервале пластов БУ<sub>16-20</sub> проведены по 14 скважинам, отобрано 889 образцов керна, выполнено 274 определения пористости по керосинонасыщению, 474 определений по водонасыщению, 645 определений по гелию, 555 определений проницаемости по методу Клинкенберга, 259

определений водоудерживающей способности. Из них по продуктивным объектам выполнено 143 определения пористости по гелию, 118 определений проницаемости по методу Клинкенберга, 49 определений водоудерживающей способности.

В рамках последнего подсчета запасов каждый пласт охарактеризован отдельно. Приводится литологический состав пород, наличие ихнофаций в керне, структура, текстура, гранулометрический состав пород, тип цемента, а так же детальный анализ фильтрационно-емкостных свойств пластов БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17</sub>, БУ<sub>19</sub>, БУ<sub>20</sub>.

С целью детального изучения в целом группы пластов БУ<sub>16-20</sub>, обоснования типизации пород, а также в связи с возможным уточнением корреляции было принято решение выполнить совместный анализ характеристик керна и лабораторных исследований в исследуемом интервале. Группа пластов представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин [59].

Песчаники в основном мелкозернистые и среднезернистые, часто с включениями углисто-растительного материала. В керне присутствуют многочисленные биотурбации, карбонатные включения, органическое вещество, чешуйки слюды, остатки раковин, вкрапления сидерита.

Алевролиты представлены мелкозернистыми мелко-крупнозернистыми разностями, с включениями углисто-растительного материала, с линзами карбонатного и глинистого состава, с включениями углисто-слюдистого материала. Встречаются чешуйки слюды, линзочки песчаника, тонкие прослой глинистого материала, а также микросгустки сидерита.

Аргиллиты в основном алевролитистые известковые или слабоизвестковые, так же массивные и трещиноватые. Встречаются линзы песчаника мелкозернистого, чешуйки слюды и углистый детрит.

В изученных образцах встречено всего 3 прослоя глинисто-карбонатной породы, трещиноватой с чешуйками слюды и углистым детритом.

По группе пластов БУ<sub>16-20</sub> в скважинах выполнено 32 определения минералогического состава пород. В целом по группе пластов преобладает кварц (49,3%), полевые шпаты составляют 37,2%, слюды встречаются в 8% случаев, обломки пород составляют 5,8% (Таблица 3).

Таблица 3 - Минералогический состав пород по скважинам группы пластов БУ<sub>16-22</sub>

Индекс продуктивного пласта	№№ скважины	Количество определений	Легкая фракция, %			
			Кварц	Полевые шпаты	Обломки пород	Слюды
БУ <sub>16-1</sub>	X12	2	52,5	44	2	1,5
	X10	6	40,7	45,9	12,6	0,8
	X5	2	37,5	40	1	21,5
	X23	2	56,8	25,3	7,1	10,9
Итого по пласту:		<b>12</b>	<b>46,9</b>	<b>38,8</b>	<b>5,7</b>	<b>8,7</b>
БУ <sub>16</sub>	X23	3	55,4	28,6	7,7	8,3
Итого по пласту:		<b>3</b>	<b>55,4</b>	<b>28,6</b>	<b>7,7</b>	<b>8,3</b>
БУ <sub>17</sub>	X2	3	52,9	34,6	4,7	7,8
Итого по пласту:		<b>3</b>	<b>52,9</b>	<b>34,6</b>	<b>4,7</b>	<b>7,8</b>
БУ <sub>19</sub>	X5	4	47,5	50	2,8	2,3
	X2	1	54,3	30	3,5	12,2
	X23	4	47,2	38	11,6	3,5
Итого по пласту:		<b>9</b>	<b>49,7</b>	<b>39,3</b>	<b>6,0</b>	<b>6,0</b>
БУ <sub>20</sub>	X2	5	48	35,8	5,4	10,8
Итого по пласту:		<b>5</b>	<b>48,0</b>	<b>35,8</b>	<b>5,4</b>	<b>10,8</b>
Итого по группе пластов:		<b>32</b>	<b>49,28</b>	<b>37,22</b>	<b>5,84</b>	<b>7,96</b>

По предварительной оценке, особенностей зерна пласты относятся к литогенетическим типам прибрежно-морских и морских фаций. Для более

детального анализа условий образований необходимо анализировать седиментологические колонки.

В рамках анализа ФЕС по представленным образцам отдельно для песчаников, алевролитов и аргиллитов были установлены интервалы значений пористости и проницаемости: минимальное, среднее и максимальное значение для каждой группы (Таблица 4).

Таблица 4 - Интервалы значений Кп и Кпр для пластов БУ<sub>16-22</sub>

Группа	Значение параметра Кп			Значение параметра Кпр		
	Минимальное	Среднее	Максимальное	Минимальное	Среднее	Максимальное
Песчаники	0,04	12,21	20,01	0	8,66	204,98
Алевролиты	0,27	8,63	19,3	0	0,65	18,2
Аргиллиты	0,39	6,9	13,55	0	0,26	1,24
Переслаивание	0,88	8,09	13	0	1,56	84,92

На Рисунок 11 приведен планшет в координатах Кп, Кпр., на котором вынесены данные по образцам песчаников, алевролитов, аргиллитов и переслаиваний.

В основу дальнейшего исследования были положены представления о трехчленном строении резервуара [89]. Согласно этим представлениям в продуктивных отложениях следует выделять:

- тела коллекторов, вмещающие промышленные запасы углеводородов;
- истинные покрышки, контролирующие залежи углеводородов;
- толщи рассеивания, проницаемость которых, с одной стороны, слишком низкая, чтобы давать притоки флюидов, с другой стороны, слишком высокая, чтобы экранировать залежи.

Под коллекторами здесь понимаются горные породы со значениями пористости и проницаемости выше граничных значений, определенных при подсчете запасов. Граничные значения определялись для нефтенасыщенной части продуктивных пластов. По пластам группы БУ (в целом) при Кп.эф гран=3.2% Кпгр.=11%, Кпр гр.=0.2 мД. Граничное значение Квогр (испр.)=67.6%. Соответственно, поле коллекторов занимает правый верхний

угол планшета (Рисунок 11). Граничные параметры для истинной покрышки можно задать по таблице, приведенной в работе А. А. Ханина [87, 244 с.], где глины классифицированы по экранирующей способности. За основной параметр в этом случае можно выбрать значение абсолютной проницаемости. К экранирующим отложениям автор относит глинистые породы со значением  $K_{пр}$  от  $10^{-6}$  мД до  $10^{-2}$  мД. Соответственно, величину проницаемости глинистых отложений 0,01 мД условно можно рассматривать в качестве граничного значения истинной покрышки – ее поле должно располагаться в нижней части планшета (Рисунок 11). Здесь следует особо отметить, что значениями проницаемости ниже 0,01 мД могут обладать также плотные песчаники и алевролиты. К истинным покрышкам в рассматриваемом районе следует относить только пачки тонкоотмученных аргиллитов, поскольку именно они обладают наименьшей хрупкостью и наибольшей способностью к закрытию трещин вследствие набухания глинистых минералов.

Оставшееся пространство планшета на Рисунок 11 между полем «коллектор» и полем «истинная покрышка» является полем «толща рассеивания».



Рисунок 11 - График зависимости  $K_{п}/K_{пр}$  для пластов БУ<sub>16-20</sub>

Судя по графику, коллекторы, выделяемые по граничным значениям, относятся к группе песчаников и алевролитов, но в большей степени представлены песчаниками. Толща рассеивания представлена всеми типами пород. К истинным покрывкам, как уже отмечалось выше, следует относить только аргиллиты.

При анализе распределения точек коллекторов намечается тенденция к их разделению на группы, имеющие свои линейные зависимости Кп/Кпр: первая группа содержит в себе песчаники и алевролиты, вторая только песчаники. При одинаковой пористости для первой группы относительно второй характерны меньшие значения проницаемости. Дальнейшая типизация отложений возможна по данным седиментологического исследования кернa.

### **1.5. Тектонические особенности, постседиментационные процессы и их влияние на геологическое строение**

В 2011 году В.А. Конторовичем были описаны результаты изучения западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба [30]. В этой работе показано, что Среднемессояхский мезовал в восточном направлении постепенно погружается. Это свидетельствует, по мнению В.А. Конторовича о том, что Мессояхская наклонная гряда активно формировалась в поздней юре и неокоме, практически не развивалась в апт-альб-сеноманское время и сохранила незначительную тенденцию к росту в постсеноманское время. В целом современный облик этой структуры был сформирован к концу раннего апта.

В 2012 году Н.М. Кулишкин с соавторами [34] показали новый взгляд на строение Среднемессояхского вала, непрерывный подъем которого сопровождался с триаса по палеоген. Так же авторы отмечают три крупных этапа тектонической активизации: первый – в нижнем и среднем триасе,

второй – на границе юры и мела и третий – на границе верхнего мела и нижнего палеогена.

Основной рост Среднемессояхский вал испытывал в постсеноманское время, что существенно повлияло на распределение залежей в пределах вала, уже сформированных в более древних осадках. При этом особое влияние оказало формирование разломов в сводовой части вала. Крупные структурные залежи переформировались в мелкие структурно-тектонические [62]. Там, где разломы не образовывались, разрушение залежи не происходило. Поэтому изучаемый район, расположенный на юго-восточном склоне вала, не был подвержен влиянию тектонических процессов при формировании залежей. Тем не менее, положительным фактором мог стать общий подъем структурного плана, что могло способствовать образованию новых ловушек.



## 2. Методологические приемы

Главной методологической основой данной работы является сиквенс-стратиграфическое моделирование и фациальный анализ. При этом определение фациальной принадлежности отложений является первичной задачей. На основе фациальных групп принимается концептуальная модель. На основе концептуальной модели строится сиквенс-стратиграфическая модель.

Фациальный анализ можно определить, как описание и геологическую интерпретацию обстановок осадконакопления с помощью комплекса специальных методик по соответствующим генетическим признакам осадочных отложений.

Конечная цель фациального анализа – прогноз распределения коллекторов.

Комплекс специальных методик фациального анализа включает в себя:

- литофациальный анализ – интерпретация условий осадконакопления по данным керна, выделение литофаций и обобщение их в фации на основе выбранной концептуальной модели осадконакопления;
- электрофациальный анализ – закрепление электрометрических моделей фаций, выделенных по данным литофациального анализа;
- сейсмофациальный анализ - описание и геологическая интерпретация на основе концептуальной модели параметров сейсмических отражений, включая их конфигурацию, непрерывность, амплитуду, частотный спектр и интервальные скорости.

Последовательность приведенных этапов всегда должна выполняться в приведенном выше порядке, перед проведением сейсмофациального анализа необходимо определиться с корреляцией стратиграфических подразделений (пластов). Уточнение корреляции должно происходить после проведения

этапа литофациального анализа, когда есть возможность выявить все противоречия. Для уточнения корреляции необходимо использовать сиквенс-стратиграфический метод.

Прежде всего, необходимо ввести общее понятие «фация», которое является одним из наиболее важных элементов фациального анализа. В мире на сегодняшний день насчитывается более 100 определений этого понятия, и до сих пор ведется дискуссия, что на самом деле означает этот термин. Впервые понятие «фация» ввел А. Грессли [98], его трактовка в последующем много раз претерпевала изменения. Вопросу неоднозначности толкования этого понятия еще в 40-60-х годах прошлого столетия были посвящены работы таких ученых как Н.Б. Вассоевич [16] и Г.Ф. Крашенников [38].

В данной работе будет использовано понятие фации как отложений, сформировавшихся в единых условиях осадконакопления. Подобное определение сформулировано у В.П. Алексеева [1, стр.7], в двух словах это – «условия + осадок».

## **2.1. Седиментологические методы**

Фациальный анализ основан на науке седиментологии, изучению которой посвящены многие работы российских и зарубежных авторов.

Ч. Лайель в начале 19 века в книге «Принципы геологии» сформулировал основной принцип униформизма, являющимся определяющим для седиментологии: «настоящее – ключ к прошлому». [91]

Не меньшее значение для седиментологии имеют работы А.Д. Архангельского, А. Бейли, К.Д. Глинки, В.В. Докучаева, Д.В. Наливкина, Х. Сорби [52, 53, 91].

Во второй половине 19 века сразу несколькими учеными был сформулирован один из основных законов современной седиментологии – закон корреляции фаций (закон горизонтальной и вертикальной зональности). К формулировке этого закона имели отношение в разное время

Джон Вальтер (1893, 1892), Н.А. Головкинский (1870), А.А. Иностранцев (1892), в настоящее время закон носит имя Вальтера-Головкинского.[90]

Несомненно, значительный вклад в изучение осадочных пород внесли такие ученые как В.В. Вернадский (основные положения геохимии); А.Н. Заварницкий и М.С. Швецов – авторы учебников по петрографии осадочных пород; Н.М. Страхов, опубликовавший трехтомник «Основы теории литогенеза». [90]

В большинстве публикаций в настоящее время седиментологические исследования подразумеваются как литолого-фациальный анализ, целью которого является определение условий осадконакопления. Основным источником информации является керн из скважины. Выполняется детальный анализ текстурных, структурных особенностей, состав пород, его физические характеристики. Результат такого анализа – литолого-фациальная колонка, которая составляется по каждой скважине. В данной работе использованы результаты литолого-фациальных исследований, выполненные на территории работ период 2011-2015 годов [17, 112, 113, 123].

Методика литолого-фациального анализа, которую использовал непосредственно автор [112, 113] заключается в описании структурно-текстурных особенностей пород, тренда изменения зернистости, характера переслаиваний, включений, биотурбации и выделения литотипов. В процессе исследований, для уточнения условий седиментации привлекался анализ следов жизнедеятельности ископаемых организмов. Результатом седиментологического анализа пород являются литолого-седиментологические колонки, построенные при описании керна, где отражены: литологический состав пород, текстуры, включения, состав ихнофоссилии, типы поверхностей напластования, литотипы и заключение о фациальных условиях образования осадков, сделанное на основании характерных особенностей пород.

## **2.2.Ихнофациальный анализ**

Отдельно заслуживает внимания метод ихнофацеального анализа, который проводится на этапе литофацеального анализа и неотделим от него, так как выбор литофагии зависит от наличия либо отсутствия определенных ихнофоссилий - следов жизнедеятельности ископаемых организмов.

Основным источником информации для автора послужили работы Пембертона [102], в том числе его ихнологический атлас, созданный в 1998 году на базе университетов шт. Альберта в Эдмонтоне и университета шт. Колорадо в Боулдере. В качестве источника информации об использовании ихнофацеального анализа для определения условий осадконакопления также была использована публикация Бижу-Дюваля, где приведена так называемая «классификация областей развития жизни» [15, стр 268], а также работы других авторов [1, 20, 76, 91].

В России анализ следов жизнедеятельности ископаемых организмов с не получил своего широкого развития, хотя его результаты имеют прямую связь с условиями осадконакопления.

Ихнология это раздел палеонтологии, который методологически разработан за рубежом. Ихнотекстуры осадочных толщ морского бассейна описаны в многочисленных публикация (Pemberton and Frey, 1982; Ekdale et al., 1984; Bromley, 1996). Методика проведения ихнологического анализа характерных сообществ ихнофоссилий, свидетельствующих о наличии в бассейне седиментации определенных фацеальных зон, разработана А. Зейлахером (Seilacher, 1964, 1967), впоследствии уточнена и дополнена Дж. Пембертоном (Pemberton, 1992).

Согласно исследованиям А. Зейлахера (Seilacher, 1964,1967), конкретная среда обитания организма отражается в морфологических признаках жизнедеятельности в ископаемом состоянии. Каждая группа ихнофоссилий дает информацию об условиях седиментации, преобладающих во время или вскоре после осаждения осадка.

Оставленные следы организмов зависят в большей степени от факторов, действовавших в заселенной ими среде. Важнейшими из этих

факторов являются: энергия среды обитания, характер почвы и наличие корма, доступного для животного (Seilacher, 1967; Martinsson, 1970).

Большинство обнаруженных следов жизнедеятельности принадлежит роющим и ползающим, как правило, мягкотелым животным (кольчатым червям, нематодам), не имеющим жесткого скелета. Многочисленные норки, ходы передвижения, питания и отдыха отражают анатомические особенности тел древних организмов и их главные поведенческие характеристики.

В настоящей работе выявление комплексов Glossifungites по данным ихнофациального анализа [76, 103] используется для определения границы субаэральной эрозии и трансгрессии. Появление этих комплексов является признаком заполнения бассейна уплотненными породами в течение продолжительного времени после эрозии. К такому комплексу относятся ископаемые ходы организмов Diplocraterion, Skolithos и Thalassinoides. Границы субаэральной эрозии широко используются в сиквенс-стратиграфии, выделение их в керне – самый надежный метод.

Подобное применение анализа следов жизнедеятельности организмов уже используется для корреляции пластов, хорошо изученных скважинами, на стадии ввода в эксплуатацию с целью геометризации залежей и выделения разобщенных пластов [76]. В своей работе автор предлагает аналогичный метод применить на поисковом этапе. В единичных скважинах такие границы следует интерполировать по площади с учетом сиквенс-стратиграфической модели, в которой данная граница имеет свое закономерное положение. Таким образом, появляется возможность обосновать появление литолого-стратиграфического экрана и возможных перспективных объектов.

### **2.3. Методы фациального анализа ГИС**

В 80-90-е гг. к проблемам седиментологии широко подключились анализ данных ГИС, сиквенс-стратиграфия, сейсмика, геомоделирование резервуара [20, стр 13, 51].

Вопросам анализа данных ГИС с целью установления особенностей осадконакопления посвящены многие работы, в том числе таких известных авторов как В.С. Муромцев [50], Х.Г. Реддинг [72, с. 24-27], Т.С. Изотова, С.Б. Денисов, Б.Ю. Вендельштейн [24], О. Serra [108]. и т.д. Современные публикации по поводу использования данных ГИС для установления фаций опираются именно на эти работы.

Для характеристики слоистости горных пород и определения условий осадконакопления Изотова Т.С., Денисов С.Б., Вендельштейн Б.Ю.[24] рекомендуют применять следующие параметры: средняя мощность пластов в заданном интервале, частота смены литотипов, резкость перехода одного литотипа в другой, степень песчаности объекта, вертикальная расчлененность объекта.

В отдельную тему можно выделить отсутствие общепринятой классификации фаций при проведении фациального анализа. В частности, это касается дельтовых отложений мелководно-морского генезиса, которые исследуются автором.

Одной из первых терминологий для описания дельты можно считать систему разделения Баррела (Barrell J, 1912), который в 1912 году предлагал разделять дельтовый комплекс на 3 части и ввел термины «поверхностный слой» (topset), «передовой слой» (foreset) и «донный слой» (bottomset). Для этих частей были выявлены характер напластования, структура, цвет и состав фауны, что положило начало фациальному подходу в изучении дельтовых отложений. Первая теория стала основой для развития различных классификаций зональности дельты, как в России, так и за рубежом.

В хронологическом порядке можно отметить схему зональности дельтового комплекса, передоложенную Крашенинниковым Г.Ф. в 1971 году [39]. Уточненная модель дельтовой системы была разделена уже на пять зон в отличие от первой теории. Были выделены зоны нижней части речной долины, субаэральная дельтовая равнина, авандельта, подводный склон, шельф.

Были и другие авторы, которые изучали строение дельт и их классификации в это время (1960-1970 гг.), наиболее значительные сводки зарубежных авторов по этому вопросу принадлежат Скретону (Scruton, 1960), Колману и Гальяно (Coleman, Gagliano, 1965), Ширли (Shirley, 1966) и Моргану (Morgan, 1970).

В данной работе электрофациальные модели, которые закреплялись за фациями, были составлены на основе методики В.С. Муромцева [50] и Х. Рединга [72] с использованием кривых собственной поляризации и гамма-каротажа.

Дельтовые комплексы Муромцевым В.С. анализируются не как отдельные фациальные группы, а как комплекс палеогеографических зон, которым присущи либо аллювиальные условия осадконакопления, либо прибрежно-морские [50]. При этом автор уточняет, что распределение осадков в пределах этих зон будет зависеть от типа дельты, который определяется глубиной принимающего бассейна и преобладанием морских либо речных процессов переноса материала, но не приводит каких-либо дополнительных классификаций внутри этих зон.

Именно поэтому типовые электрометрические модели имеют вид групп фаций для той или иной зоны, отвечающей своим условиям осадконакопления (аллювиальные либо прибрежно-морские). Группы фаций приводятся в тексте в виде электрометрических образов, без схематичного расположения на площади. Для разделения палеогеографических зон дельтового комплекса им используется следующая терминология:

1. надводная дельтовая равнина
  - 1.1. верхняя надводная дельтовая равнина
  - 1.2. нижняя надводная дельтовая равнина (Отложения сходны по типу с фациями стариц, речных пойм и боковых протоков)
2. подводная часть дельты (авандельта)
  - 2.1. подводная дельтовая равнина (подводная часть дельты, субстрат дельты)

## 2.2. подводный склон дельты (внешний край, кайма, фронт дельты)

### Группа фаций верхней надводной равнины (1.1)

Седиментологическая модель – чередование фаций прирусловых отмелей дельтовых каналов, образованных в условиях высоко динамики среды и фаций внешних и внутренних частей поймы, формирующиеся в условиях более спокойной гидродинамической обстановки при затоплении в периоды паводков. Электрометрическая модель – чередование двух типов аномалий ПС дельтовый канал (принятый аналог аллювиального генезиса русловая фация) и пойма дельты (принятый аналог аллювиального генезиса пойма русла).

### Группа фаций нижней надводной равнины (1.2)

Седиментологическая модель – развитие пойменных озер и болот, береговых валов, песков разливов. Электрометрическая модель – фации речных пойм, стариц и боковых протоков.

### Морской край (стык надводной и подводной дельты)

Седиментологическая модель крайне неустойчива, зависит от палеогидродинамической обстановки. Электрометрическая модель соответственно выражается в зависимости от преобладающих условий: преобладают морские условия – модель вдольберегового бара; преобладают континентальные условия – модель русловых отмелей или устьевых баров.

## Подводная дельтовая равнина (авандельта) 2.1

Седиментологическая модель – совмещенная модель, представленная моделями вдольберегового регрессивного бара и промоин разрывных течений. Электрометрическая модель – чередование моделей регрессивных баров и промоин разрывных течений

## Подводный склон (авандельта) 2.2

Отложения сходны с осадками устьевых баров и головных частей разрывных течений, а также осадками разрывных течений, седиментологическая модель соответствует этим же отложениям. Электрометрическая модель образована несколькими простыми моделями,



которые находятся в определенном сочетании между собой. По форме ПС они приближаются к моделям устьевых баров, промоин разрывных течений и их головных частей.

По Муромцеву группа фаций подводного склона является завершающей среди собственно дельтовых отложений.

Следующая версия изучения дельтовых систем развивалась зарубежными учеными. По мнению коллектива авторов книги «Обстановки осадконакопления...» [72] дельты состоят из двух основных частей: фронта дельты, который включает в себя береговую линию и наклоненный, простирающийся в сторону моря профиль, а также низменной дельтовой равнины позади фронта.

Дельтовая равнина (надводная часть)

Характеризуются серией русел, между которыми располагается комплекс заливов, пойм, озер, приливных низин, болот и солончаков. В пределах этой области выделяются различные виды фаций, сгруппированные по типам дельты (волновая, флювиальная и т.д.)

Фронт дельты (подводная часть)

В пределах фронта дельты выделены две области: песчаная часть (непрерывные пески береговой линии фронта дельты); фронт нижней части дельты – продельта.

В целом разделение дельты выполнено на три основных части, в которых преобладает тот или иной терригенный материал.

Для систематизации имеющихся представлений о фациях выполнен анализ описанных классификаций и сформирована таблица, на основе которой создана собственная шкала фациальных групп для дельтовых отложений (Рисунок 12). [62]

Электрометрические модели для дельтовых отложений приняты по материалам ООО «Газпром нефть НТЦ» из отчета по литолого-фациальному анализу Восточно-Мессояхского месторождения, выполненного в 2011 году [123]. Авторами этого отчета разработана система классификации для 33

типов фаций, учитывающая все особенности методик предложенных В.С. Муромцевым [50], Т.С. Изотовой, С.Б. Денисова, Б.Ю. Вендельштейна [24]. В данной работе эта система используется как набор характерных признаков фациальной ассоциации по кривой ПС для прибрежно-морских отложений – 16 фаций (Рисунок 13). Классификация адаптирована для разработанной системы фациальных ассоциаций, описанной в главе 3.1 и приведена в разделе 3.2.

Фациальная зона по шкале	Название зоны в авторском варианте				Площадь распространения	Схема по Крашенникову			
	Муромцев	Реддинг	Барабошкин	Крашенников					
Верхняя надводная дельтовая равнина	Надводная дельтовая равнина	верхняя надводная дельтовая равнина	дельтовая равнина	Дельтовая равнина с преобладанием аллювиальных процессов	нижняя часть речной долины	Верхняя часть конуса дельты, с преобладанием аллювиальных процессов			
нижняя надводная дельтовая равнина		нижняя надводная дельтовая равнина		Дельтовая равнина с преобладанием приливных процессов			субаэральная дельтовая равнина	Верхняя часть конуса дельты с преобладанием волновых процессов, нижняя граница - минимальный уровень моря, верхняя граница - максимальный уровень моря (приливо-отливная зона)	
проксимальная часть конуса выноса (крупнозернистый осадок)	морской край		фронт дельты	авандельта	авандельта	средняя часть конуса дельты			
средняя часть конуса выноса (среднезернистый осадок)	подводная часть дельты (авандельта)	подводная дельтовая равнина (подводная часть дельты, субстрат дельты)					фронт дельты	авандельта	авандельта
дистальная часть конуса выноса (мелкозернистый песок, алевролиты)		подводный склон дельты (внешний край каймы, фронт дельты)	подводный склон	нижняя часть конуса дельты					
продельта (глинистые осадки)					продельта	продельта			

Рисунок 12 - Шкала терминологии для фациального анализа отложений мелководного генезиса [62]

В данной работе автором были выделены фациальные ассоциации глубоководных отложений, которые до 2012 года не были изучены керном, соответственно, в отчете по литолого-фациальным исследованиям 2011 года

[123] данные об электрометрических образах для такого типа отложений отсутствуют. В рамках работы по построению модели выбраны электрометрические образы для конусов выноса, характерных для южного борта Среднемессояхского вала (Рисунок 14). Резкие четкие границы являются границами фациальных ассоциаций конусов вноса, между которыми согласно концептуальной модели интерпретируются низкорadioактивные глины пелагиали.

Обстановка осадконакопления	комплекс фаций	Индекс группы фаций	Группа фаций	№ фаши	Электрометрическая модель	наименование фаши по В.С.Муромцеву (1984) с дополнениями (В.В. Шиманский и др.)	знак отклонения кривой α ПС	максимальное значение α ПС	ширина аномалии ПС (М)	положение максимального значения α ПС	максимальная динамическая активность средняя седиментации	уменьшение значения α ПС	Сходные электрометрические модели	
морская	Прибрежно-морской	IV	Устьевых баров и пляжей	7		устьевые бары	—	0,8-0,6	единицы и десятки	в средней части	0,8 - 0,6 (высокая)	↕	2, 12, 13, особенно 13	
				8		пляж	—	1,0-0,8	единицы	в верхней части	1,0 - 0,8 (очень высокая)	↓	9	
		V	Вдольбереговых баров	9		вдольбереговые бары (регрессивные) и прибрежные валы	—	1,0-0,8	единицы и десятки	в верхней части	1,0 - 0,8 (очень высокая)	↓	8, 11, 14, особенно 11	
				10		вдольбереговые бары (трансгрессивные) и прибрежные валы	—	1,0-0,6	единицы и десятки	в нижней части	1,0 - 0,8 (очень высокая)	↑	2, 6, особенно 2	
				11		барьерные острова	—	1,0-0,8	десятки и первые сотни	в верхней и средней частях	1,0 - 0,8 (очень высокая)	↓	7, 10, особенно 10	
		VI	Разрывных течений	12		промоины разрывных течений	—	0,8-0,6	единицы и десятки	слабо выражено в нижней части	0,8 - 0,6 (высокая)	↕	1, 2, 10, 11, особенно 1	
				13		головные части разрывных течений	—	0,8-0,6	единицы и десятки	в средней части	0,8 - 0,6 (высокая)	↕	7	
		V	Дельтовых систем	Приморских болот	17		приморские болота (марши, лайды и др.)	+	≤ 0,4	единицы	в верхней части	0,4 - 0,2 (низкая)	↓	15, 16, 18, 19, особенно 18
					Забаровых лагун и вдольбереговых промоин	18		забаровые лагуны и вдольбереговые промоины	+	≤ 0,4	единицы	в верхней части	0,4 - 0,2 (низкая)	↓
				29			Дельтовый канал	—	1,0-0,6	единицы и десятки	по всей аномалии, но особенно в её нижней части	1,0 - 0,6 (очень высокая)	↕	7, особенно 3
				30			Проксимальная часть дельты	—	1,0-0,8	единицы и десятки	в верхней части	1,0 - 0,8 (очень высокая)	↓	11, 9
				31			Средняя часть дельты	—	0,8-0,5	единицы и десятки	в верхней части	0,8 - 0,5 (высокая)	↓	13
				32			Дистальная часть дельты	+	0,5-0,3	единицы и десятки	в верхней части	0,5 - 0,3 (средняя)	↓	15
				33			Продельта	+	≤ 0,3	единицы и десятки	в верхней части	0,3 - 0,0 (низкая, очень низкая)	↓	18
				VII	Мелководного шельфа	14		гребни штормовых волн и приливных течений	—	0,6-0,5	единицы и десятки	в верхней части	0,6 - 0,4 (средняя)	↓
		19				открытое море и крупные морские заливы	+	≤ 0,2	десятки и первые сотни	в верхней части	0,2 - 0,0 (очень низкая)	↓	16, 18	

Рисунок 13 - Система классификации морской обстановки осадконакопления по данным ООО "Газпром нефть НТЦ" [123]

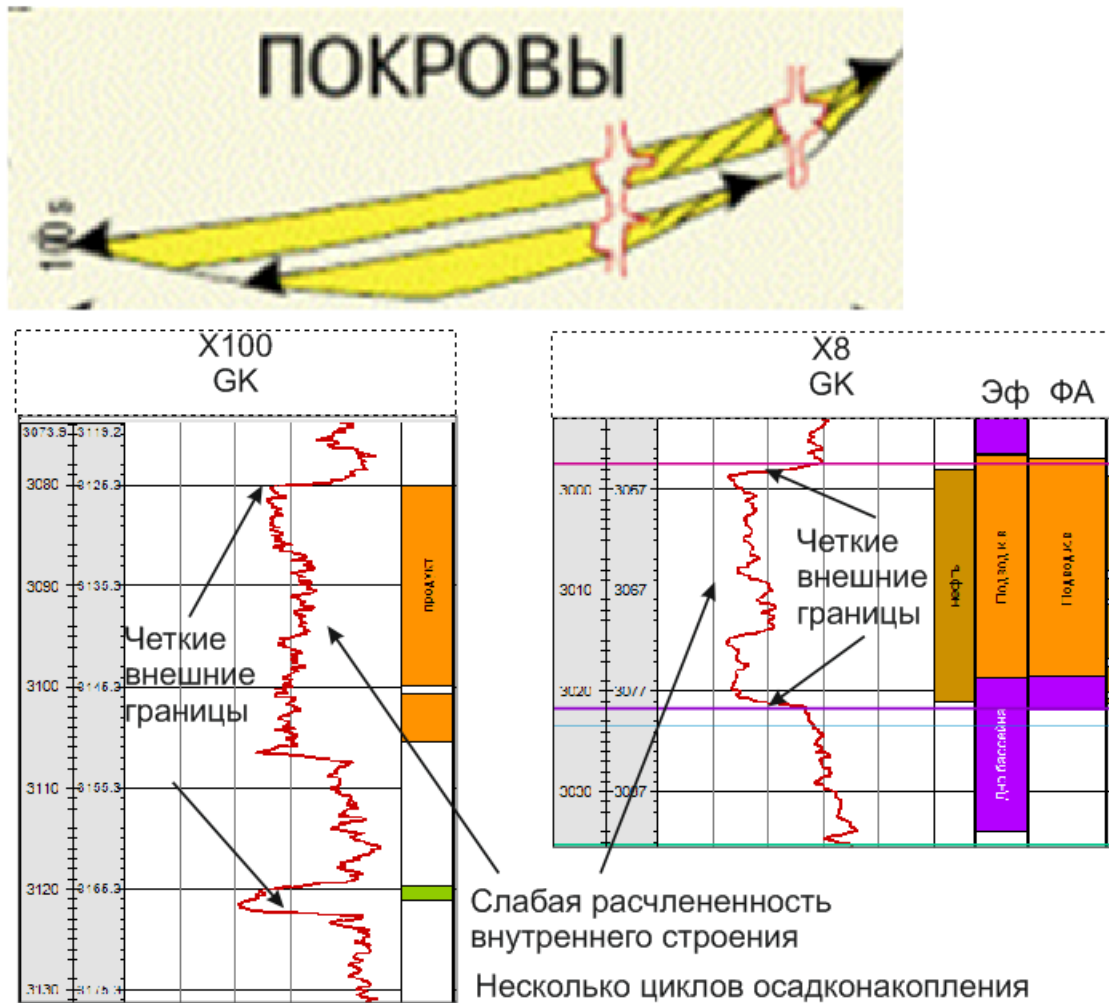


Рисунок 14 - Электрометрические образы конусов выноса, характерные для южного борта Среднемессояхского вала

#### 2.4. Сиквенс-стратиграфические модели осадочного бассейна

Сиквенс-стратиграфическая модель описывает бассейн как вертикальную последовательность геологических тел (сиквенсов), ограниченных стратиграфическими несогласиями и синхронными им согласными поверхностями. Каждый сиквенс представляет собой упорядоченную в пространстве последовательность системных трактов. Каждый системный тракт представляет собой упорядоченную в пространстве последовательность фаций. Границы сиквенсов и системных трактов картируются по данным сейсморазведки.

Использование сиквенс-стратиграфической модели позволяет по имеющимся фациальным разрезам скважин и сейсмическим данным

восстанавливать фациально-стратиграфическую структуру осадочного бассейна и осуществлять прогноз коллекторов.

Обобщенное описание метода сиквенс-стратиграфии можно найти в работах российских авторов [22, 23, 26-29, 47, 96], в зарубежной литературе теория сиквенс-стратиграфии описана более подробно [97, 99-108]. В своей работе автор в качестве основного источника использовал монографию O. Catuneanu [99, 100].

Согласно монографии «Основы сиквенс-стратиграфии» [99, 100], существует несколько моделей сиквенсов. Системные тракты для всех моделей сиквенсов выделены по одному принципу.

Системный тракт низкого стояния уровня моря (LST) образуется в период низкого положения уровня бассейна. Его формирование проходит в два этапа (Posamentier, Vail, 1988 [106,107]):

- формирование подводных конусов выноса (фэнов) в период максимального падения уровня моря (lsf);
- формирование клиновидных комплексов в начальный период повышения уровня бассейна (lsw).

В более поздних работах (Plint and Nummedal, 2000 [105], Catuneanu, 2006 [99]) этап lsf системного тракта LST выделяют в отдельный системный тракт и обозначают как FSST (falling-stage systems tract).

На этапе формирования FSST уровень бассейна максимально низкий, что приводит к понижению базиса эрозии, активизации аллювиальных систем и образованию мощных отложений конусов выноса в глубокой части бассейна. Нижней границей FSST является базальная поверхность форсированной регрессии (BSFR).

Этап формирования LST связан с начальным этапом повышения уровня бассейна. Он также сопровождается значительным привнесом терригенного материала, что приводит к образованию контрастных клиноформ, заполняющих бассейн седиментации. Нижней границей LST

является субаэральное стратиграфическое несогласие (SU) и соответствующая ей согласная поверхность (CC).

Следующий трансгрессивный системный тракт (TST) соответствует стадии интенсивного повышения уровня моря и максимальному затоплению территории. Подошва TST – поверхность максимальной регрессии (MRS), которая является одной из основных сиквенс-стратиграфических границ. Кровля TST - поверхность максимального затопления территории (MFS), которая также является одной из главных границ сиквенс-стратиграфии. На этапе формирования трансгрессивного системного тракта образуются ретроградирующие отложения, связанные со смещением береговой линии в сторону суши, либо на фоне подъема уровня моря береговая линия может оставаться на месте, что приводит к аградационному строению отложений.

Следующий системный тракт высокого стояния уровня моря (HST) ассоциируется с завершающей стадией подъема уровня моря и регрессией береговой линии. В данном случае уровень моря остается стабильно высоким, береговая линия продвигается в сторону моря, образуя проградационные тела. Этот этап формирования системного тракта сменяется падением уровня моря, что вновь приводит к образованию отложений FSST.

Различные модели сиквенсов отличаются тем, где проводятся ограничивающие их поверхности, набор и порядок следования системных трактов для них одинаков [99, 100]. Ниже кратко разобраны основные особенности каждой модели.

Модели сиквенсов можно разделить на три основных типа:

- Осадочный сиквенс в трех модификациях (Depositional Sequence II, Depositional Sequence III, Depositional Sequence IV);
- Генетический сиквенс;
- Трансгрессивно-регрессивный сиквенс.

Во всех модификациях осадочного сиквенса его границы проводятся по субаэральным стратиграфическим несогласиям. Различия связаны с

положением границ в разрезах морских отложений. В модели Depositional Sequence II соответствующая несогласию согласная поверхность СС помещается в подошву FSST (early LST по классификации авторов). В моделях Depositional Sequence III, IV – в его кровлю (late HST и FSST по классификациям авторов).

Недостаток этой модели связан с проблемами, иногда возникающими при картировании границ сиквенса в морских разрезах.

Границами генетического сиквенса являются поверхности максимального затопления (MFS). Главное преимущество такой модели в том, что MFS в морских и прибрежно-морских отложениях определяется достаточно легко по всему бассейну. Их часто легче выделить по ГИС и на сейсмических данных, чем субаэральные несогласия, так как они непосредственно связаны с региональным распространением глинистых пачек. Отрицательные стороны этой модели связаны с двумя моментами:

Во-первых, субаэральное несогласие заключено внутри сиквенса, что уже не позволяет рассматривать его как генетически взаимосвязанную последовательность отложений.

Во-вторых, время формирования поверхности максимального затопления зависит от взаимодействия эвстатических изменений уровня моря, тектоники и поступления осадочного материала, следовательно, эти поверхности могут быть существенно диахронными.

Трансгрессивно-регрессивный сиквенс ограничен составными поверхностями: субаэральными несогласиями в прибрежной части бассейна и поверхностями максимальной регрессии в морской части. Максимальные поверхности затопления используются для разделения трансгрессивно-регрессивного сиквенса на трансгрессивные и регрессивные системные тракты. Как и в первом случае, главным положительным моментом такой модели является отсутствие субаэральные несогласий внутри сиквенса, так как они используются в качестве его границы. Отрицательными сторонами модели являются:

- Трудности с распознаванием поверхности максимальной регрессии в морской части бассейна;
- Включение в один регрессивный цикл отложений нормальной и форсированной регрессии, отличающихся друг от друга набором фациальных последовательностей (в результате при моделировании может быть потеряна детальность, необходимая для выявления поисковых объектов).

Автор в своей работе опирается на модель генетического сиквенса. Такая модель наиболее подходит в данном случае по следующим причинам:

- Вся стратиграфия неокома Западно-Сибирского бассейна строится на корреляции трансгрессивных глинистых пачек, содержащих поверхности максимального затопления;
- Данные о стратиграфических несогласиях в неокоме пока отсутствуют в утвержденной стратиграфической схеме [74, 75], хотя работы в этом направлении уже ведутся [76].

Границами генетического сиквенса являются поверхности максимального затопления (MFS). Главное преимущество такой модели в том, что MFS в морских и прибрежно-морских отложениях определяется достаточно легко по всему бассейну. Их часто легче выделить по ГИС и на сейсмических данных, чем субаэральные несогласия, так как они непосредственно связаны с региональным распространением глинистых пачек. Отрицательные стороны этой модели связаны с двумя моментами:

- Во-первых, субаэральное несогласие заключено внутри сиквенса, что уже не позволяет рассматривать его как генетически взаимосвязанную последовательность отложений.
- Во-вторых, время формирования поверхности максимального затопления зависит от взаимодействия эвстатических изменений уровня моря, тектоники и поступления осадочного материала, следовательно, эти поверхности могут быть существенно диахронными.



Кроме того, при построении сиквенс-стратиграфической модели были использованы идеи о фациальных несогласиях и фациальных сериях в осадочных бассейнах [25, 40-42]. Работы посвящены усовершенствованию существующих представлений о формировании циклических бассейнов осадконакопления и содержат теоретически обоснованные принципы выделения границ фациальных серий, следовательно, и системных трактов.

### **2.5. Методы анализа сейсмических и скважинных данных**

После того как построена сиквенс-стратиграфическая модель, определены основные границы системных трактов в скважинах и на сейсмике, выполняется геологическая и сейсмическая корреляция. На основе корреляции строится структурный каркас и уже в пределах сейсмического горизонта, отвечающего геологическому пласту, с целью прогноза развития фациальных зон, выполняется сейсмофациальный анализ.

По А. А. Нежданову [57] сейсмофация – это картируемое трехмерное пространство сейсмического волнового поля, характеризующееся определенными параметрами (конфигурация отражающих границ, непрерывность, амплитудные, частотные характеристики или интервальные скорости), отличающиеся от параметров соседних сейсмофациальных единиц.

Сейсмофациальный анализ – выделение, прослеживание и изучение осадочных комплексов на сейсмических разрезах путем разделения их на специфические группы отражений.

Такая методика анализа волнового поля внедряется в процесс интерпретации сравнительно недавно. Вопросам методики выполнения посвящены многие публикации российских и зарубежных авторов [2, 14, 17, 44-46, 57, 58, 61, 69, 101, 102, 104]. У автора, в том числе имеется несколько публикаций на эту тему [44, 61, 69].

Классификация фаций - это анализ изменения волновой картины [58]. Этот анализ основан на изучении форм и амплитуд суммарных трасс сейсмических данных. Для получения карт сейсмофаций, которые являются

результатом автоматической классификации, используются технологии и алгоритмы нейронных сетей. Процесс классификации состоит из двух частей: обучения и непосредственно классификации. На первом этапе создается «образ», представленный несколькими модельными трассами из выбранного временного или глубинного интервала, наиболее общими для всех входных данных. Затем происходит сравнение с этими модельными трассами входных данных и присвоение цвета и номера модельной трассы каждой трассе входного данного. Развитие системы классификации выразилось в добавлении к этому алгоритму алгоритмов иерархической классификации и гибридной кластеризации, классификации на основе кроссплотов. Основное различие этих алгоритмов лежит в «самонастраиваемости». Если в сейсмических данных есть трассы с уникальной формой, то есть шанс выделить такие трассы в отдельную сейсмическую фацию.

Если в начале своего развития сейсмофациального анализа классифицировались только формы трасс и карты атрибутов, то затем были разработаны алгоритмы расчета кубов сейсмофаций по кубам атрибутов. В настоящее время разрабатывается и опробуется на российских материалах управляемая классификация сейсмограмм. [101]

Классификации подлежат как трассы временных и глубинных кубов, так и трассы кубов сейсмических атрибутов. Качество и набор рассчитываемых атрибутов постоянно растет, что дает интерпретатору возможность управлять процессом классификации. Интерпретатору предлагается возможность расчета целого спектра атрибутов, не только привычных частотных, фазовых и амплитудных, но и таких как спектральные декомпозиции, геометрические, синфазные, псевдокаротажные атрибуты, позволяющие изучить площадную и глубинную геометрию резервуара, его поглощающие свойства. Многие интерпретационные системы предоставляет пользователю возможность просмотра 3D данных с разной степенью прозрачности и выделения геологических тел по принципу непрерывности.

Атрибутный анализ проводился в дополнение к перечисленным методикам, он является стандартной процедурой при прогнозировании ловушек УВ по сейсмогеологическим данным [31, 32]

### **3. Сиквенс-стратиграфическая модель клиноформного комплекса в зоне сочленения Среднемессояхского вала и Большехетской впадины**

#### **3.1. Седиментологическое исследование керна и выбор концептуальной модели строения**

Седиментологическое изучение керна в пределах Среднемессояхского вала проводилось в период 2011-2015 годов. Результаты сейсмоседиментологического анализа нижнемеловых отложений приведены в статье Н.Н. Гатиной [17] и Н.В. Танинской [21]. В диссертации Е.А. Чухланцевой [92] опубликованы результаты только для верхнемеловых отложений. Результаты седиментологического анализа для пластов БУ<sub>16-20</sub> содержатся в отчетах научно-производственных организаций, выполненных по заказу Недропользователя [112, 113, 123].

Исходный материал для литолого-фациального районирования – седиментологические колонки по скважинам в пределах Среднемессояхского вала, приведенные в предоставленных Недропользователем отчетах Компаний «Газпромнефть НТЦ» и «Halliburton Consulting & Project Management» и ООО «ТННЦ». В каждой колонке приведены данные о составе пород, текстурных, структурных особенностях, ихнофациях и т.п., которые позволяют определить условия осадконакопления и присвоить фацию определенному интервалу. Для построения единой седиментационной модели исследуемого интервала необходимо анализ и обобщение первичной информации.

Непосредственно автором изучен весь исходный материал по скважинам, которые пробурены до 2014 года, а также проанализированы новые скважины. Всего в интервале пластов БУ<sub>15</sub>-БУ<sub>20</sub> изучено 649 метров керна по 17 скважинам в пределах Среднемессояхского вала.

В результате ревизии исходного материала для пластов группы БУ<sub>16-20</sub> установлено следующее:

- в приведенных разными авторами колонках используются различные системы стратиграфических разбивок;

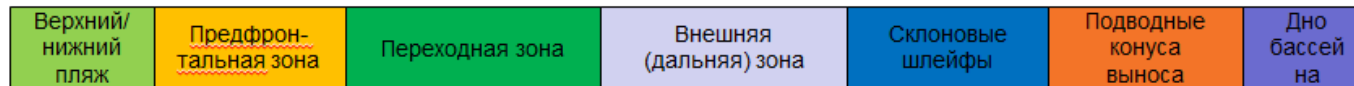
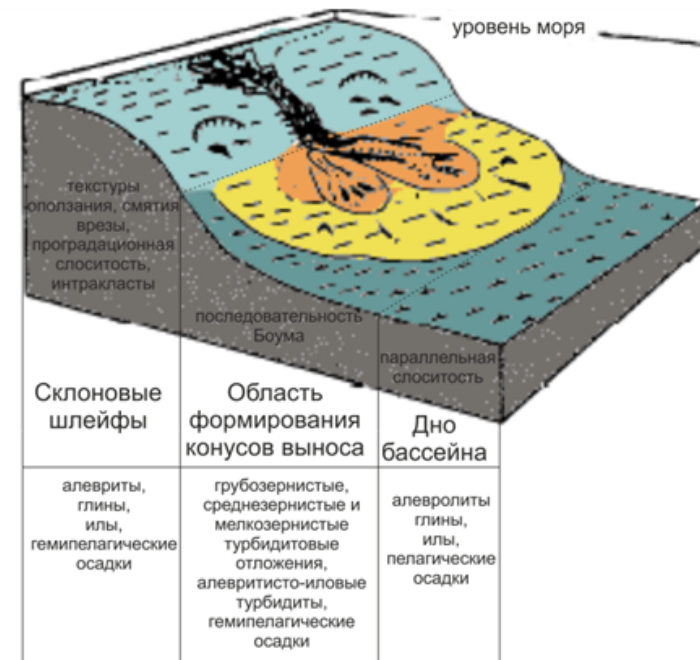
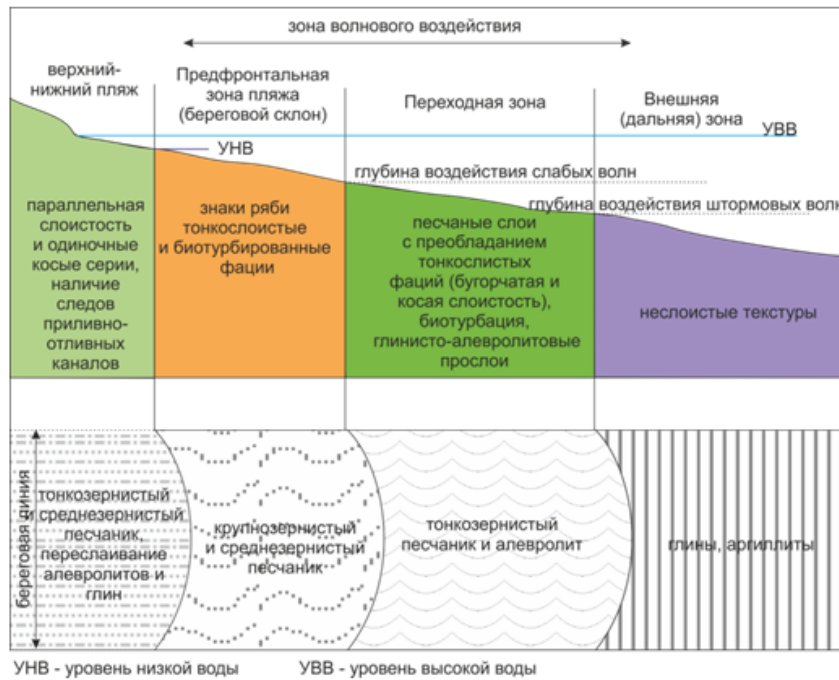
- авторы (Е.Р. Чухланцева [92], Н.Н. Колпенская, И.С. Низяева, Н.В. Танинская, С.С. Гаврилов и др. [17, 21]) используют различные модели седиментационных бассейнов для выделения фаций, приведенные в работах Е.Ю. Барабошкина [3], В.С. Муромцева [50], Х.Г. Реддинга, Дорика Стоу и Т. Эллиота [72], а также Г.-Э Рейнека, И.Б. Сингха [71]

Поэтому совместная интерпретация исходных литолого-фациальных данных не представляется возможным. Соответственно задачей автора было:

- уточнить на основе приведенных материалов корреляцию разрезов;
- уточнить фациальное разбиение разрезов на основе обоснованной седиментационной модели бассейна.
- Проинтерпретировать скважины, в которых отсутствует литолого-фациальная колонка

В рамках работы по анализу условий образования отложений нижнего мела автором была разработана концептуальная модель формирования отложений (Рисунок 15) [62, 65]. На этом этапе для пластов группы БУ установлены несколько типов обстановок осадконакопления: обстановки дельтового комплекса, приливно-отливной равнины, шельфовой части, а также склоновых и глубоководных частей морского бассейна. Описание литотипов для анализа литофаций заимствовано из отчета Halliburton C&PM (отдельные результаты опубликованы Гатиной Н.Н. [17] в 2015 году).

Литотип Sd Песчаник с деформационной текстурой. Мелко-тонкозернистые, тонкозернистые, реже среднезернистые среднесортированные песчаники, иногда с карбонатным цементом. В песчаниках отмечаются структуры деформации, а также текстуры погружения песка. Единично в участках, обогащенных глинистым материалом, отмечается биотурбация. Образуются в результате схождения песчаных потоков в пределах устьевых баров.



Фациальная ассоциация (ФА) отождествляется с гидродинамической зоной, вытянутой вдоль береговой линии (включает несколько фаций)

Рисунок 15 - Концептуальная модель формирования отложений и фациальный ряд [67]

(используются элементы рис. 496 из работы Г.-Э Рейнека, И.Б. Сингха [71] и рис.12.25 и работы Х.Г. Реддинга, Д. Стоу [72]) ,

Литотип Si Песчаник с интракластами. Песчаники, обычно - мелко- или тонкозернистые, реже - среднезернистые среднесортированные без выраженной слоистости. Содержат включения глинистых интракластов разного размера, резко снижающих нефтенасыщение. Могут быть сцементированы кальцитом, реже сидеритом. Образуются в результате действия потоков разного типа (главным образом, однонаправленных).

Литотип Sm – песчаник массивный (без выраженной слоистости). Песчаники, обычно - мелко- или тонкозернистые, реже - среднезернистые среднесортированные без видимой слоистости, иногда с включением интракластов. Образуются при быстром осаждении песчаного материала при крайне низком содержании углистого растительного детрита и невысокой глинистости (соответственно, слоистость не подчеркивается контрастным материалом) или при условиях низкой сортировки транспортируемого материала.

Литотип Sx - песчаник с косой слоистостью. Песчаники, обычно - мелко- или тонкозернистые, реже - среднезернистые среднесортированные с косой троговой или табулярной слоистостью (>5см). В керне слоистость с углами падения до 15 град. Слоистость выделяется по неоднородному (слоистому) распределению мелкого обугленного растительного детрита, реже - глинистой составляющей. Образуются в результате транспортировки песчано-алевролитоглинистого материала однонаправленными потоками или миграции мегаряби.

Литотип Sl - песчаник с тонкой субгоризонтальной слоистостью. Песчаники, обычно - мелко- или тонкозернистые, реже - среднезернистые среднесортированные с тонкой и мелкой (до 1 см) параллельной субгоризонтальной или слабонаклонной (менее 5град) слоистостью (>5см). В керне слоистость лучше видна при наличии растительного детрита и глинистой компоненты. Образуются в результате транспортировки песчано-алевролитоглинистого материала потоками, отвечают энергии потока на уровне “верхнего гладкого дна” – для мелко-среднезернистых песчаников, и

“нижнего гладкого дна” – для тонкозернистых песчаников и алевритов, а также в процессе волновой переработки песчаного материала в средней и верхней (преимущественно) предфронтальной зоны пляжа.

Литотип Sr - песчаник с текстурами ряби течения / волнения. Песчаники, обычно - мелко- или тонкозернистые, среднесортированные с мелкой (<5см) косой троговой или табулярной слоистостью или текстурами ряби. Слоистость выделяется по неоднородному (слоистому) распределению мелкого обугленного растительного детрита, глинистой составляющей. Образуются в результате осаждения песчано-алевролитоглинистого материала в однонаправленных потоках, а также в процессе волновых (осцилляционных) процессов (знаки ряби волнового генезиса).

Литотип Sb Биотурбированный песчаник. Мелко-среднезернистые, мелкозернистые, тонкозернистые плохосортированные песчаники с карбонатным, реже глинистым цементом и биотурбациями типа *Thalassinoides*, *Scolicia*, *Palaeophycus*, *Skolithos*, *Terebellina*, *Phycosiphon*, *Teichichnus*. Могут содержать углефицированный растительный детрит и реликты песчаных прослоев с рябью течения. Образуются в результате осаждения материала в гидродинамически спокойных условиях средней и нижней предфронтальной зоны пляжа, с последующей переработкой осадка биотурбацией.

Литотип Hs - переслаивание песчаников (преобладают), алевролитов и глин. Присутствуют отдельные интервалы ряби и штормовой слоистости, а также биотурбации типа *Teichichnus*, *Planolites*, *Thalassinoides*. Результат осаждения тонкопесчаного и алевритового материала при штормовой активности и тонкого глинистого материала в межштормовой период (в гидродинамически спокойных условиях морского мелководья (переходная и нижняя предфронтальная зоны)) и последующей частичной переработки осадка донными биотурбаторами. Часто литотип встречается в отложениях дельтовых каналов, авандельтовых и продельтовых обстановках.



Литотип Hsb - биотурбированное переслаивание песчаников (преобладают), алевролитов, глин. Интенсивно проявлены биотурбации типа *Phycosiphon*, *Terebelina*. Результат осаждения алевролитового материала при штормовой активности и тонкого глинистого материала в межштормовой период (в гидродинамически спокойных условиях морского мелководья (средняя, реже - нижняя предфронтальная зоны)), и последующей переработки осадка биотурбаторами.

Литотип Ht - переслаивание алевролитов (преобладают), глин и песчаников. Переслаивание (сантиметрового масштаба) светло-серых алевролитов (преобладают), темно-серых алевролитовых глин и тонкозернистых песчаников с первичной косослоистой текстурой ряби волнения (прослой темпеститов). Все породы биотурбированы. Наблюдаются биотурбации типа *Thalassinoides*, *Phycosiphon*, *Terebelina*, *Helminthopsis*, *Planolites*, *Scolicia*. Местами сохраняются первичная горизонтальная слоистость (в прослойках глин), косая слоистость волнового генезиса (рябь волнения в темпеститах). Образуются в результате осаждения глинисто-алевролитового материала в гидродинамически спокойных условиях морского мелководья (переходная, нижняя и средняя предфронтальная зоны) и шельфа, периодически нарушаемых штормами, единично встречаются в пределах внешней зоны шельфа и продельтовых отложениях. В межштормовой период происходит частичная переработка осадка донными биотурбаторами.

Литотип Htb - биотурбированное переслаивание алевролитов, глин и тонкозернистых песчаников. Переслаивание (сантиметрового масштаба) светло-серых алевролитов (преобладают), темно-серых алевролитовых глин и тонкозернистых песчаников с первичной косослоистой текстурой ряби волнения (прослой темпеститов). Все породы биотурбированы. Наблюдаются биотурбации типа *Thalassinoides*, *Phycosiphon*, *Terebelina*, *Helminthopsis*, *Chondrites*, *Scolicia*. Местами сохраняются первичная горизонтальная слоистость (в прослойках глин), косая слоистость волнового генезиса (рябь

волнения в темпеститах). Образуются в результате осаждения глинисто-алевритового материала в гидродинамически спокойных условиях морского мелководья (переходная, нижняя и средняя предфронтальная зоны) и шельфа, периодически нарушаемых штормами, единично встречаются в пределах внешней зоны шельфа и дельтовых отложениях. В межштормовой период происходит интенсивная переработка осадка донными биотурбаторами.

Литотип Tm - алевролиты биотурбированные.

Алевролиты глинистые тонкопесчанистые массивные. Иногда с градационной слоистостью и биотурбациями типа *Phycosiphon*. Образуются в результате осаждения глинисто-алевритового материала в гидродинамически спокойных условиях шельфовых обстановок, реже переходной зоны и нижней предфронтальной зоны пляжа.

Литотип Tb - алевролиты биотурбированные. Алевролиты глинистые тонкопесчанистые биотурбированные. Интенсивные биотурбации типа *Phycosiphon*, *Thalassinoides*, *Palaeophycus*, *Scolicia*, *Planolites*, *Terebellina*, *Teichichnus*, *Helminthopsis*, *Chondrites*. Образуются в результате осаждения глинисто-алевритового материала в гидродинамически спокойных условиях, с последующей интенсивной биотурбацией. Широко распространены в различных обстановках, встречаются в пределах средней и нижней предфронтальной зоны пляжа, переходной зоны.

Литотип Tl - алевролиты тонкослоистые. Алевролиты глинистые тонкопесчанистые тонкослоистые. Иногда с градационной слоистостью и биотурбациями типа *Phycosiphon*. Образуются в результате осаждения глинисто-алевритового материала в гидродинамически спокойных условиях пелагиали и шельфовых обстановок, реже встречаются в пределах переходной зоны.

Литотип Td - алевролиты с деформационной текстурой. Алевролиты глинистые тонкопесчанистые с деформационной текстурой. Единично с биотурбациями типа *Scolicia*. Образуются в результате осаждения глинисто-

алевритового материала в гидродинамически относительно спокойных условиях с последующими деформациями течения.

Литотип Mm - тонкослоистые алевритистые глины. Глины темно-серые алевритистые неслоистые массивные, с биотурбациями типа *Phycosiphon*. Иногда присутствуют элементы тонкой горизонтальной слоистости, примесь обугленного растительного детрита. Образуются в результате фонового осаждения глинистых частиц в гидродинамически спокойных условиях шельфовых обстановок, пелагиали.

Литотип Ml - тонкослоистые алевритистые глины. Глины темно-серые алевритистые, с элементами тонкой горизонтальной слоистости, иногда с заметной примесью обугленного растительного детрита, иногда с обломками раковинного детрита, иногда биотурбированные илоедами. В керне обычно характеризуются плохой сохранностью. Образуются в результате фонового осаждения глинистых частиц в гидродинамически спокойных условиях шельфовых обстановок и пелагиали.

Литотип Mb - глины биотурбированные. Глины алевритовые темно-серые неслоистые с биотурбациями типа *Phycosiphon*. Присутствует тонкая горизонтальная слоистость, а также раковинный детрит. Образуются в условиях осаждения тонкого глинисто-алевритового вещества в обстановках пелагиали и шельфа, при последующей биотурбацией.

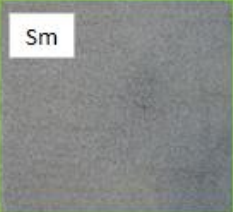


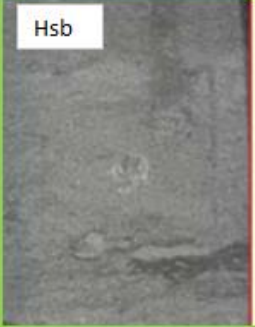

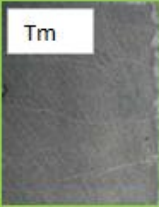

Литотип Md - глины с деформационной текстурой. Глины темно-серые алевритистые с деформационной текстурой. Образуются в результате осаждения глинистых частиц в шельфовых обстановках, с последующими деформациями осадка.

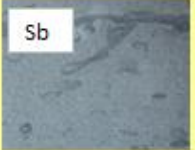

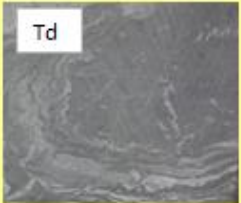
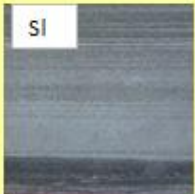

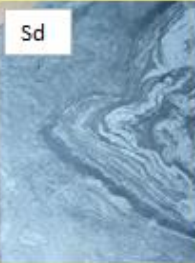
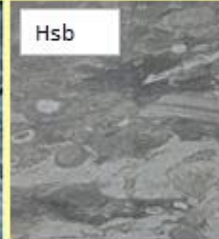

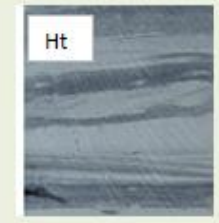

Литотип Cc - сильноуглистые глины. Прослой сильно углистых глин. Формирует единично небольшой прослой мощностью 2-3 см. Углистые частицы образуются в результате катагенетического преобразования прослоев торфа, первично накопившихся в обстановках болот или зарастающих стариц в аноксийных условиях (с ограниченным доступом


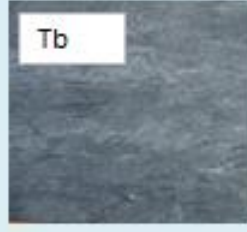
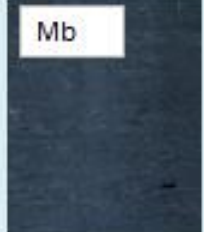

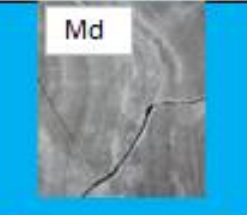





кислорода). В данном случае является частью турбидитного конуса выноса, располагаются в прослое глин.

Согласно разработанной модели, для построения литолого-фациальной карты на первом этапе по скважинам имеет смысл выделять зоны фациальных ассоциаций (ФА) для каждого пласта. Фациальная ассоциация в данном случае - гидродинамическая зона, вытянутая вдоль берега, которая является составной частью фациального ряда, подчиняющегося закону Вальтера-Головкинского. В случае с глубоководными отложениями - зона с фундаментальными различиями в обстановках осадконакопления. Фациальная ассоциация интерпретировалась в скважинах по набору литотипов, соответствующих заданной классификации (Таблица 5).

Таблица 5 - Фациальные обстановки группы пластов БУ<sub>16-22</sub> прибрежно-морского генезиса [67]

Исходные системы терминов		Предлагаемая система					
Первый источник	Второй источник	Фациальная зона	Фациальная ассоциация (характерные литотипы)	Характерные литотипы (фото)			
Внутренняя пойма		верхняя надводная дельтовая равнина	Верхний/нижний пляж (Sm, Hsb, Tm, Sx)	 			
Внешняя пойма							
Канал (Channel)	дистрибутивное русло	нижняя надводная дельтовая равнина		Верхний/нижний пляж (Sm, Hsb, Tm, Sx)	 		
Отмирание канала							
Глинистый канал							
Приливо-отливный канал (tidal channel)	приливно-отливная равнина	Верхний/нижний пляж			Верхний/нижний пляж (Sm, Hsb, Tm, Sx)	  	
Приливо-отливная отмель							
Приливо-отливная песчаная отмель							
Приливо-отливная смешанная отмель							
Приливо-отливная глинистая отмель							
Прибрежная равнина							
Центральный бассейн							
Мелководная прибрежная часть залива							
Дельта головной части залива							
Приливо-отливная дельта							
Дистальная часть приливо-отливной дельты							

Исходные системы терминов		Предлагаемая система		
Первый источник	Второй источник	Фациальная зона	Фациальная ассоциация (характерные литотипы)	Характерные литотипы (фото)
Устьевой бар	устьевой бар	проксимальная часть конуса выноса	Предфронтальная зона пляжа (Sd, Sm, Sx, Sl, Sr, Sb, Hs, Hsb, Ht, Htb, Tl, Td, Tm)	  
подводный дельтовый канал				
Проксимальная дельта				
Средняя часть дельты		средняя часть конуса дельты		
Верхняя часть ближнего подводного берегового склона (U.Shoreface)	верхняя предфронтальная зона пляжа	предфронтальная зона пляжа		 
Средняя часть ближнего подводного берегового склона (M. Shoreface)	средняя предфронтальная зона пляжа			 
Нижняя часть ближнего подводного берегового склона (L.Shoreface)	нижняя предфронтальная зона пляжа			
Дельта фронт		дистальная часть конуса выноса	Переходная зона (Sr, Hs, Hsb, Ht, Htb, Tm, Tb, Tl)	  
Морская дельта				
Дистальная дельта		Продельта		
Продельта	переходная зона	переходная зона		

Исходные системы терминов		Предлагаемая система					
Первый источник	Второй источник	Фациальная зона	Фациальная ассоциация (характерные литотипы)	Характерные литотипы (фото)			
Верхняя часть дальнего подводного берегового склона (U.Offshore)	внутренний шельф	Внешняя (дальняя) зона	Внешняя (дальняя) зона (Hsb, Ht, Htb, Tb, Tl, Mb, Tm, Mm, Ml, Md)				
Нижняя часть дальнего подводного берегового склона (L.Offshore)	внешний шельф			обломочный поток	Склоновые шлейфы (Sl, Sm, Sx, Ht, Tl, Md)		
шельф	Шельф	Склон					
	Склон						
	песчаные турбидиты	Подводные конусы выноса	Подводные конусы выноса (Sl, Sm, Sx, Sl, Sr, Tl, CC)				
дно бассейна	Пелагиаль	дно бассейна	дно бассейна (Tl, Ml, Mm)				
	межрусловые пелагические отложения						

## Продолжение Таблицы 5

ЛИТОТИПЫ	НАЗВАНИЕ ЛИТОТИПА
Sd	Песчаник с деформационной текстурой
Si	Песчаник с интракластами
Sm	Массивный песчаник
Sx	Косослоистый песчаник
Sl	Горизонтально-слоистый песчаник
Sr	Песчаник с рябью течения / волнения
Sb	Песчаник биотурбированный
Hs	Переслаивание песков и глин (с преобладанием песков)
Hsb	Биотурбированные глинистые пески (с преобладанием песков)
Ht	Переслаивание алевролитов, глин и песков (с преобладанием глин)
Htb	Биотурбированные песчаные глины (с преобладанием глин)
Tm	Массивные алевролиты
Tb	Биотурбированные алевролиты
Tl	Горизонтально-слоистые алевролиты
Td	Алевролиты с деформационной текстурой
Mm	Массивные глины
MI	Горизонтально-слоистые глины
Mb	Глины биотурбированные
Md	Глины с деформационной текстурой
CC	Сильноуглистые глины



Полученный фациальный ряд, состоящий из ФА, проанализирован на наличие индивидуальных зависимостей пористости и проницаемости по керновым данным для каждой фациальной зоны. Для такого анализа каждой точке исследования керна были присвоены названия фациальной ассоциации в соответствии с выбранной концептуальной моделью.

По представленным образцам отдельно для каждой фациальной зоны были установлены интервалы значений пористости и проницаемости: минимальное, среднее и максимальное (Таблица 6).

Таблица 6 - Распределение ФЕС по ФА [67]

ФА	количество определений	Значение параметра Кп			Значение параметра Кпр		
		Мин.	Средн.	Макс.	Мин.	Средн.	Макс.
Верхний/нижний пляж	21	1,13	11,37	17,68	0,01	2,20	30,90
предфронтальная зона пляжа	352	0,27	10,66	19,98	0,00	12,00	204,98
переходная зона	41	0,04	5,39	11,82	0,01	0,08	0,77
Внешняя (дальняя) зона	80	0,51	6,07	14,64	0,00	1,41	84,92
Склоновые шлейфы	182	0,39	6,92	15,23	0,00	0,39	18,20
Подводные конусы выноса	104	6,43	17,38	19,82	0,04	6,78	25,95
дно бассейна	7	4,39	12,11	14,38	0,02	0,95	2,53

Далее по группам построены графики Кп/Кпр (Рисунок 16), на которые вынесены граничные значения пористости и проницаемости для коллекторов, определённые при подсчете запасов.

Судя по графику, намечена явная зависимость коллекторских свойств от фациальной принадлежности. Соответственно возможна типизация отложений по данным литолого-фациального анализа с последующим прогнозом коллекторских свойств внутри пласта и выбора зон улучшенных свойств коллекторов:

- ФА турбидитов можно присвоить свою зависимость Кп/Кпр и использовать для прогноза улучшенных зон коллекторов;

- ФА верхнего-нижнего пляжа и предфронтальной зоны имеют довольно высокую изменчивость ФЕС, необходима более детальная типизация по отдельным фациям

- ФА переходной зоны, склоновых шлейфов и внешней (дальней) зоны практически полностью находится в зоне неколлектора и толщи рассеивания, за исключением 4 определений. Литологические экраны в пределах этих зон можно прогнозировать по сейсмическим данным.

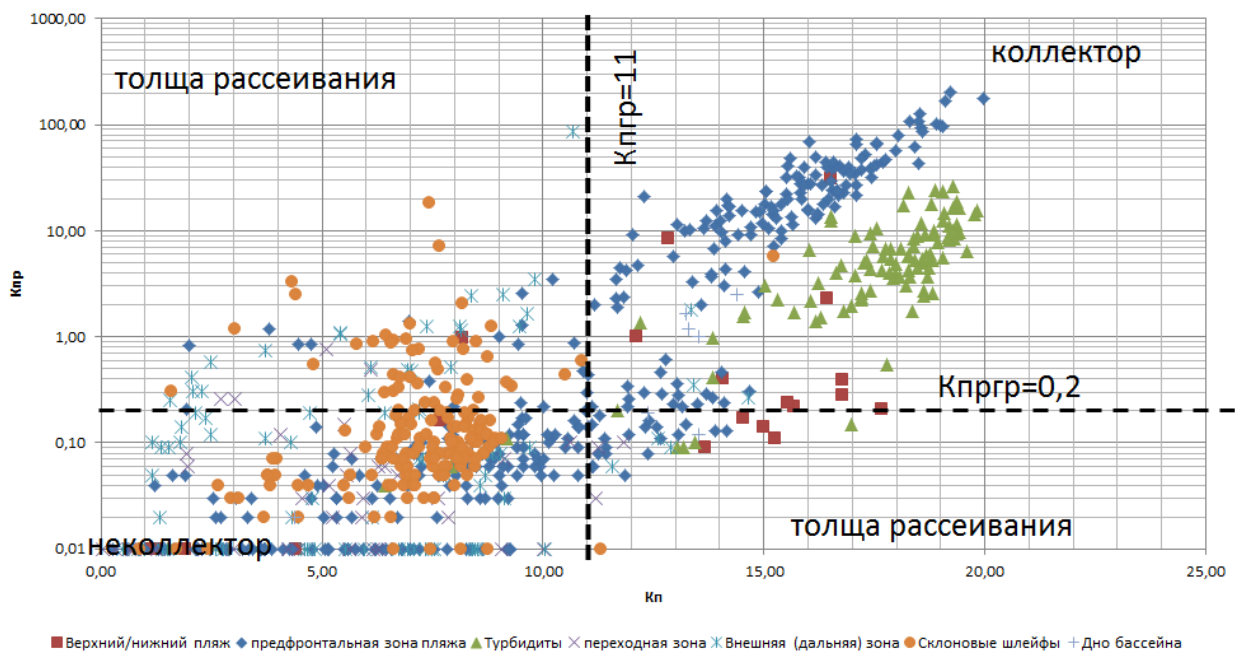


Рисунок 16 - График зависимости  $K_p/K_{pr}$  для группы пластов БУ<sub>15-20</sub> [67]

В целом такое распределение ФЕС является логичным, так как ФА предфронтальной зоны и верхнего-нижнего пляжа включают в себя внушительный набор фаций, относящихся как к коллекторам, так и к неколлекторам, а остальные зоны полностью представлены однотипными по литологическому составу фациями (Таблица 5).

На графике, представленном выше (Рисунок 16), фациальная ассоциация предфронтальной зоны пляжа визуально делится на два облака значений. Подобное разделение вероятно связано с тем, что отложения по

условиям образования в этой зоне относятся к разным типам отложений: дельтовым и прибрежно-морским, где механизм формирования существенно различается. Дельтовые фации связаны с устьевыми барами и проксимальной частью дельты, прибрежно-морские – с верхней, средней и нижней предфронтальной зоной пляжа. При этом верхняя часть — это в основном забаровые лагуны, а средняя и нижняя части приурочены к полосе вдольбереговых баров (Рисунок 17).

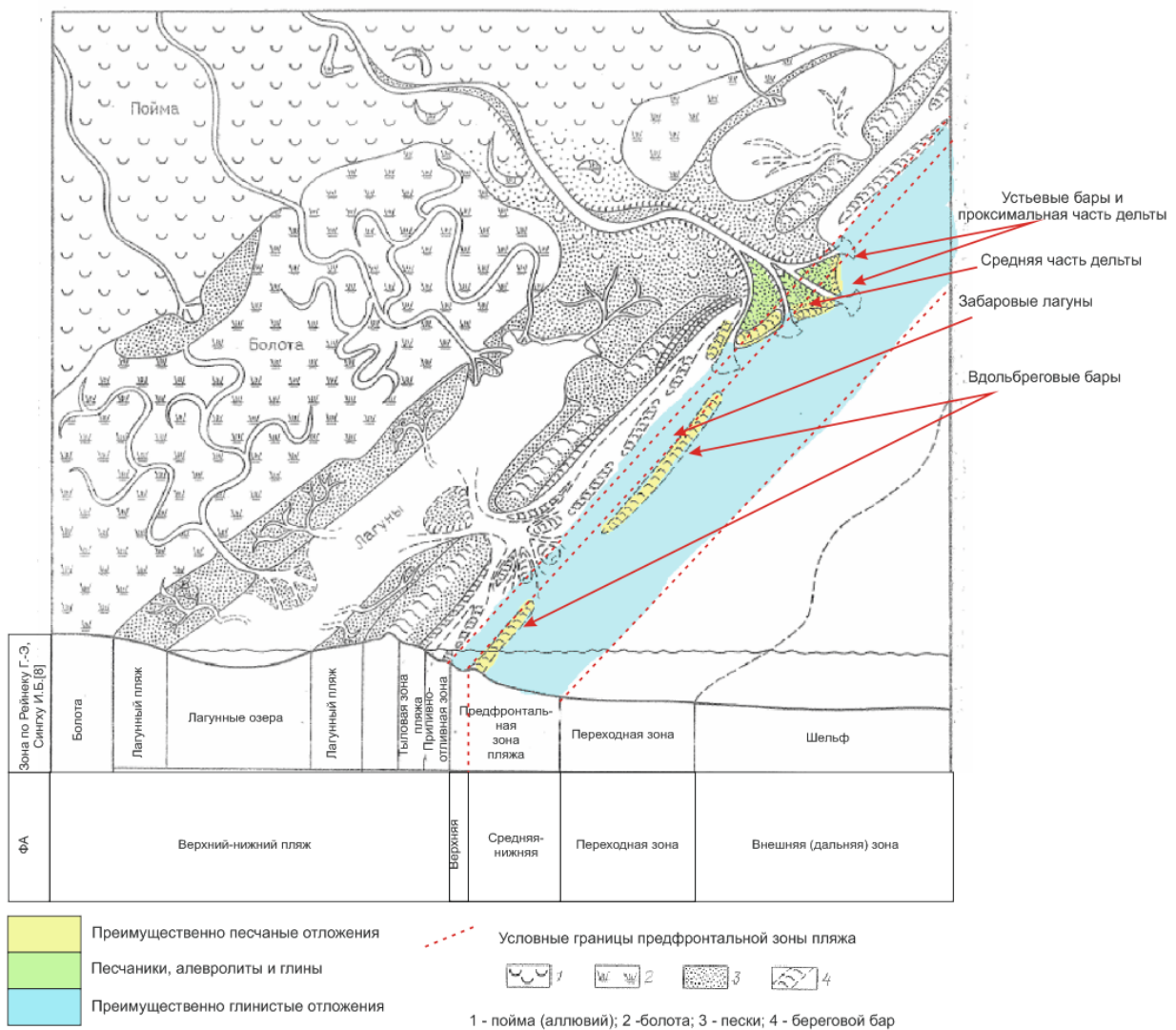


Рисунок 17 - Фациальное разделение внутри ФА предфронтальной зоны пляжа на основе данных Г.-Э Рейнека, И.Б. Сингх (рис.501 [71])

Для типизации внутри ФА предфронтальной зоны пляжа отложения разделены более детально на фации (Таблица 5) и дополнительно проанализированы (Рисунок 18).

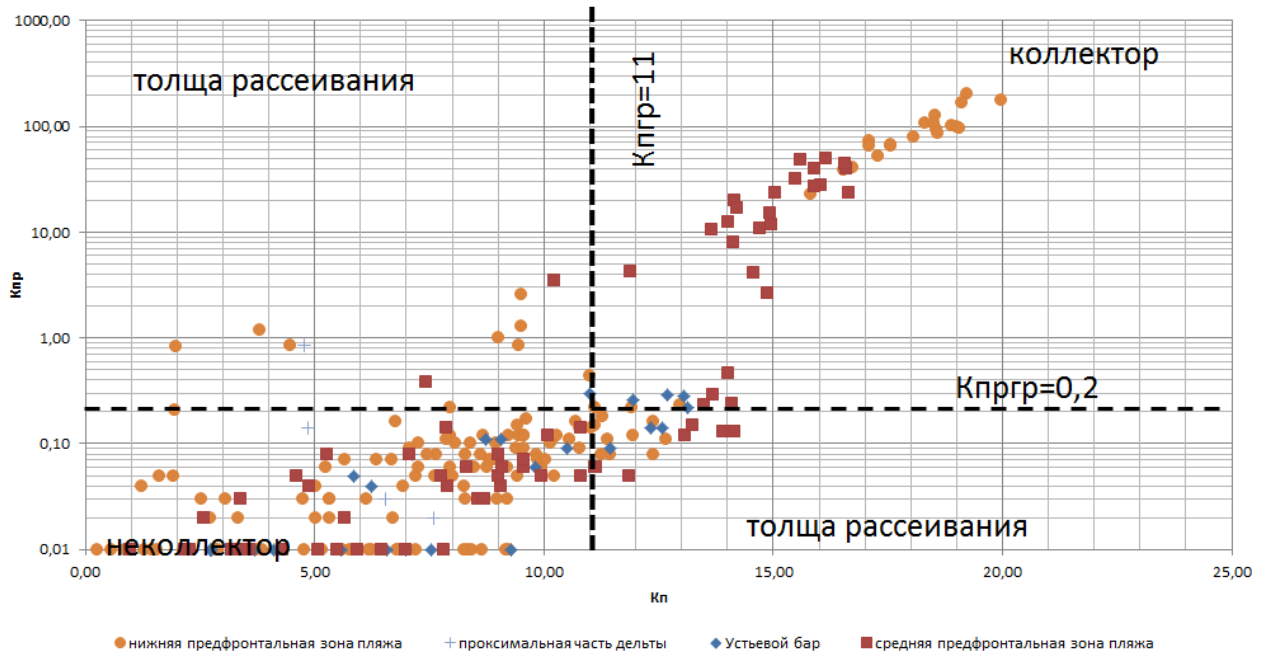


Рисунок 18 - Типизация отложений фациальной ассоциации предфронтальной зоны пляжа

Анализ показал, что коллектор хорошего качества приурочен к фациям средней и нижней частей предфронтальной зоны пляжа, при этом в данных фациях встречаются и заглинизированные отложения. Фации дельтового генезиса по данным анализа ФЕС практически полностью являются неколлекторами. Отсюда можно сделать вывод, что ловушки литологического типа в изучаемой группе пластов, вероятнее всего, приурочены к зоне влияния волновых процессов в предфронтальной части пляжа.

На основе полученных результатов можно обозначить следующие критерии для прогноза литологических ловушек:

- наилучшими коллекторскими свойствами обладают отложения, сформированные в фациальных ассоциациях турбидитов и предфронтальной зоны пляжа;
- экранирующими свойствами могут обладать отложения ФА внешней (дальней) зоны, склоновых шлейфов и переходной зоны;

- толщи рассеивания принадлежат к ФА всех типов, но в большей степени представлены ФА склоновых шлейфов, предфронтальной зоны пляжа и внешней (дальней) зоны
- ловушки литологического типа в изучаемой группе пластов, вероятнее всего, приурочены к зоне влияния волновых процессов в предфронтальной части пляжа, а также связаны с формированием конусов выноса в глубоководной части.

В дальнейшем, при выполнении электрофациального, атрибутивного и сейсмофациального анализа, необходимо использовать выбранные фациальные модели. На основе полученного результата можно будет прогнозировать распределение эффективных толщин и положение литологических экранов.

### 3.2. Электрофациальное моделирование

Характерные признаки фациальных ассоциаций в керне сопоставлены с электрометрическими образами, обозначенными в главе 2.3 (Рисунок 19, Рисунок 20). Последовательность фациальных ассоциаций в полной мере отвечает закону Вальтера-Головкинского и позволяет осуществлять прогноз по данным ГИС в тех интервалах, где отсутствует отобранный керн. В первую очередь анализируются интервалы с данными по керну, а далее разрез «достраивается» по фациальному ряду с учетом электрометрических моделей [50, 65].


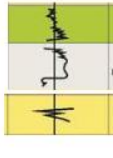
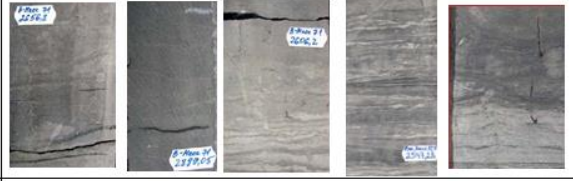

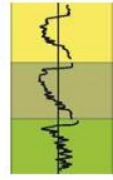

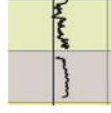

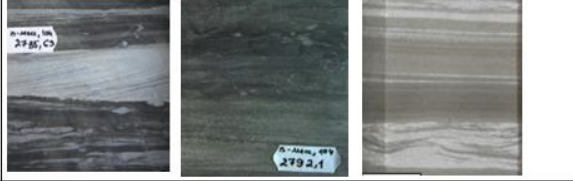

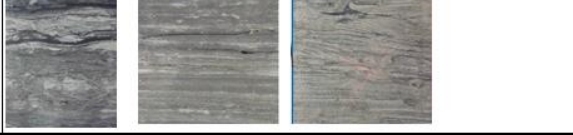
Фациальная ассоциация	Электрометрические образы фаций по кривой ПС (по Муромцеву В.С), входящих в ФА. Образы кривых заимствованы из материалов ООО "Газпром нефть НТЦ" [123]		Характеристика ФА по керну
Верхний/нижний пляж	 <ul style="list-style-type: none"> <li>береговые валы речных пойм</li> <li>пески разливов речных пойм</li> <li>времено заливаемые участки пойм</li> <li>пойменные озера и болота</li> </ul>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>приморские болота (марши, лагуны и др.)</li> <li>заборные лагуны и вдольбереговые промоины</li> <li>пляж</li> </ul>	
Предфронтальная зона	 <ul style="list-style-type: none"> <li>устьевые бары</li> <li>вдольбереговые бары (регрессивные) и прибрежные валы</li> <li>вдольбереговые бары (трансгрессивные) и прибрежные валы</li> <li>барьерные острова</li> <li>промоины разрывных течений</li> <li>головные части разрывных течений</li> </ul>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>Дельтовый канал</li> <li>Проксимальная часть дельты</li> <li>Средняя часть дельты</li> </ul>	
Переходная зона	 <ul style="list-style-type: none"> <li>Дистальная часть дельты</li> <li>Продельта</li> </ul>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>гребни вторичных волн и приливных течений</li> </ul>	
Внешняя(дальняя) зона	 <ul style="list-style-type: none"> <li>открытое море и крупные морские заливы</li> </ul>		

Рисунок 19 - Характеристика ФА мелководно-морских отложений по данным керна и ГИС

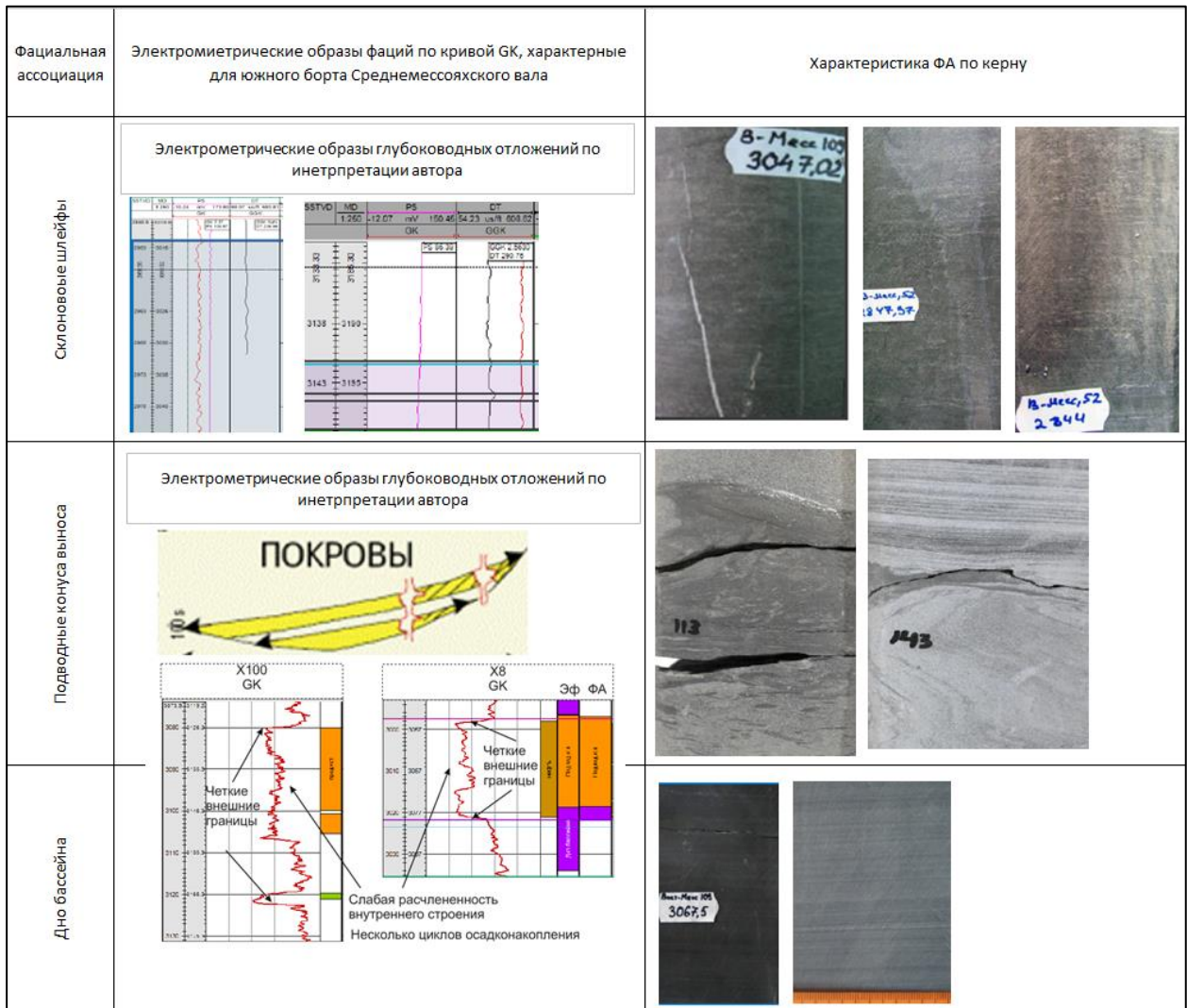


Рисунок 20 - Характеристика ФА глубоководных отложений по данным керна и ГИС

Все скважины в пределах изучаемой территории в интервале клиноформных пластов БУ<sub>15-20</sub> были проинтерпретированы с учетом закрепленных электрометрических образов. По скважине X5 приведен пример выделения фациальных ассоциаций в разрезе мелководно-морских и морских отложений. По скважине X8 приведен пример выделения фациальных ассоциаций глубоководных отложений (Рисунок 21). В скважинах с отсутствием керна электрофации выделены по характерным признакам кровельных и подошвенных линий кривой GK и  $\alpha$ ПС.

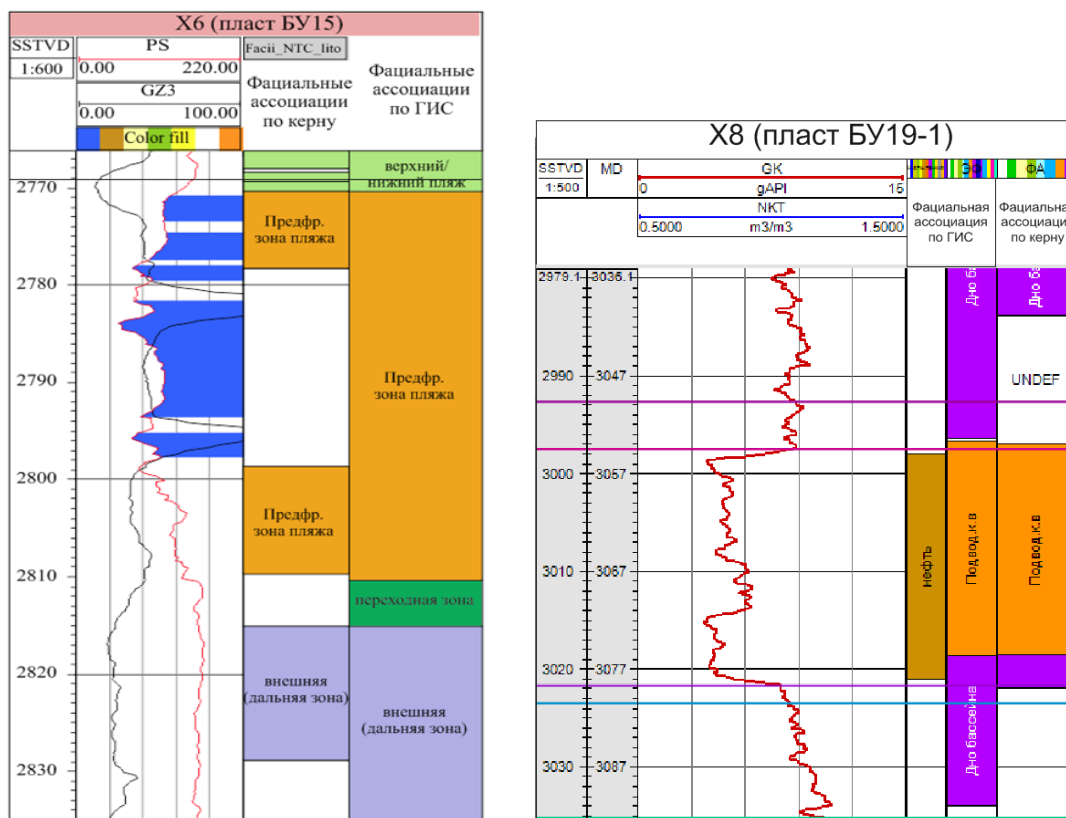


Рисунок 21 - Прогноз ФА по данным ГИС с учетом керна.

Электрометрические образы кривых для фациальных зон мелководно-морских, морских и глубоководно-морских отложений.

После выполненной интерпретации согласно заданному фациальному ряду построена концептуальная модель по данным ГИС (Рисунок 22).



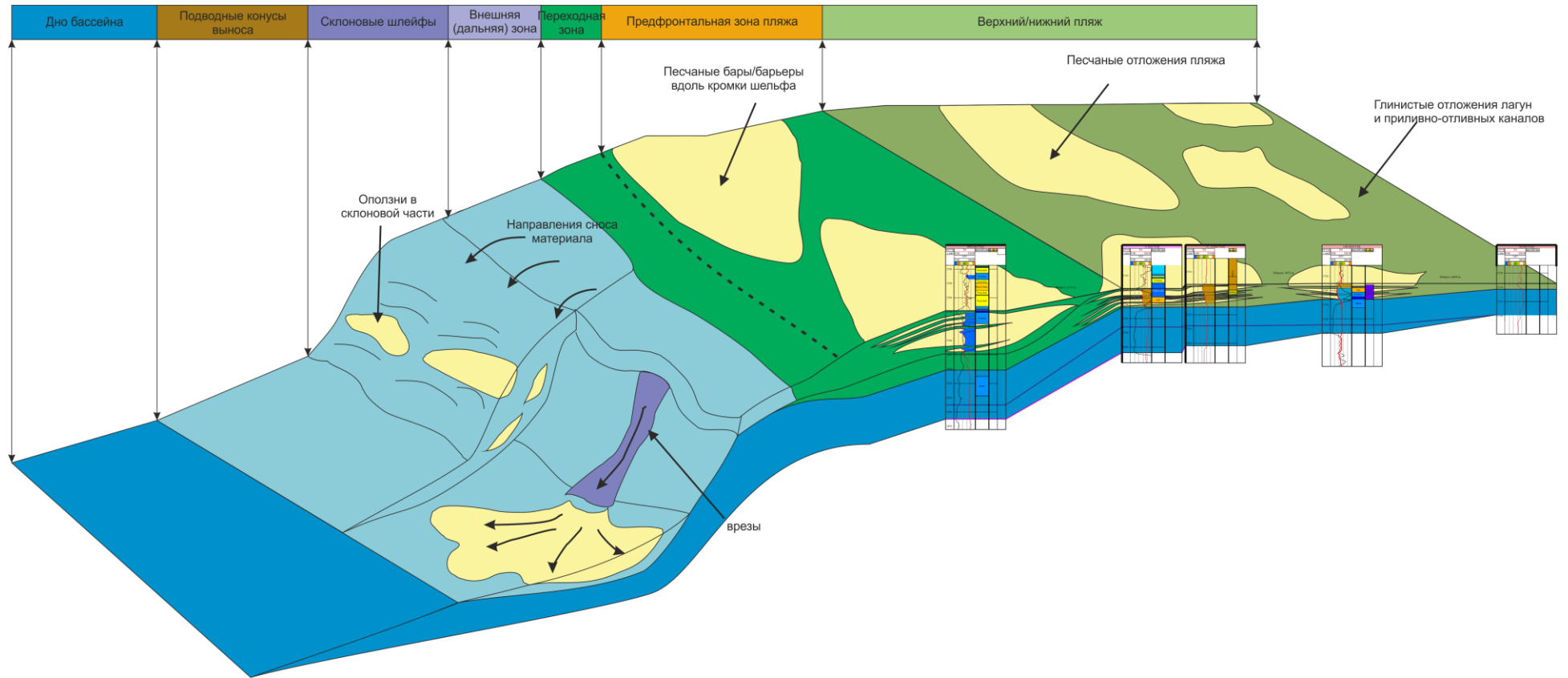


Рисунок 22 - Концептуальная модель по данным ГИС

### 3.3. Сиквенс-стратиграфическая модель по данным сейсмоки и ГИС

Как уже упоминалось ранее в разделе 2.4, автор использует генетическую модель сиквенса, как наиболее подходящую в условиях клиноформного залегания пластов. Все элементы и седиментационные тела, слагающие такую модель, были тщательно изучены автором [68], в данном разделе о них изложена основная информация.

Генетический сиквенс подразделяется на системные тракты (снизу-вверх): HST, early LST (fan) - FSST, late LST (wedge), TST (расшифровка аббревиатур приведена в таблице (Таблица 7). Каждый из выделенных системных трактов представляет собой определенный латеральный ряд фаций на основе принятой концептуальной модели (Рисунок 23):

- HST включает в себя глинистые фации пелагиали, шельфа, песчано-глинистую фацию переходной зоны, преимущественно песчаную прибрежно-морскую фацию, глинисто-песчаные фацию прибрежной равнины;
- FSST – глинистую фацию пелагиали, глинисто-песчаную фацию подводных конусов выноса (турбидиты), глинистую фацию шельфа;
- LST – глинистую фацию шельфа, песчано-глинистую фацию переходной зоны, преимущественно песчаную прибрежно-морскую фацию, глинисто-песчаную фацию прибрежной равнины;
- TST - глинистые фации пелагиали, шельфа, песчано-глинистые фации эстуария и прибрежной равнины.

Таблица 7 - Основные сокращения, используемые для обозначения границ и системных трактов

HST	Системный тракт высокого стояния уровня моря
FSST	Системный тракт падения уровня моря
LST	Системный тракт низкого стояния уровня моря
TST	Трангрессивный системный тракт
BSFR	Базальная поверхность форсированной регрессии
CC	Коррелятивная поверхность субаэральной эрозии
MRS	Поверхность максимальной регрессии
MFS	Поверхность максимального затопления
SU	Поверхность субаэральной эрозии



Согласно заданным по горизонтали фаціальным рядам должно происходить аналогичное замещение фаций по вертикали. Как только происходит выпадение из разреза какого-либо элемента, можно говорить о фаціальном несогласии, а соответственно о границе системных трактов.

Для того чтобы увязаться с данными скважин необходимо ввести систему, которая иллюстрирует соотношение фаціальных рядов (Рисунок 23) с принятой классификацией фаціальных ассоциаций (Рисунок 22). Такая система (Таблица 8) позволит перейти от выделенных электрофаций к системным трактам.

Таблица 8 - Соотношение фаціальных рядов системных трактов и фаціальных ассоциаций

Фаціальная ассоциация	Системный тракт/фаціальный ряд			
	HST	LST	FSST	TST
Верхний/нижний пляж	Прибрежная равнина	Прибрежная равнина		Прибрежная равнина
Предфронтальная зона	Предфронтальная зона	Предфронтальная зона		эстуарий
Переходная зона	Переходная зона	Переходная зона		мелкое море
Внешняя (дальняя) зона	Шельф	Шельф		
Склоновые шлейфы				шельф
Подводные конуса			Турбидиты	
Дно бассейна	Пелагиаль		Пелагиаль	Пелагиаль

В дальнейшем каждый системный тракт предлагается ассоциировать с одним пластом, как генетически связанный объект. Это во многом упростит прогноз коллекторских свойств пласта, так как внутри одного объекта будет четко заданная последовательность фаціальных ассоциаций.

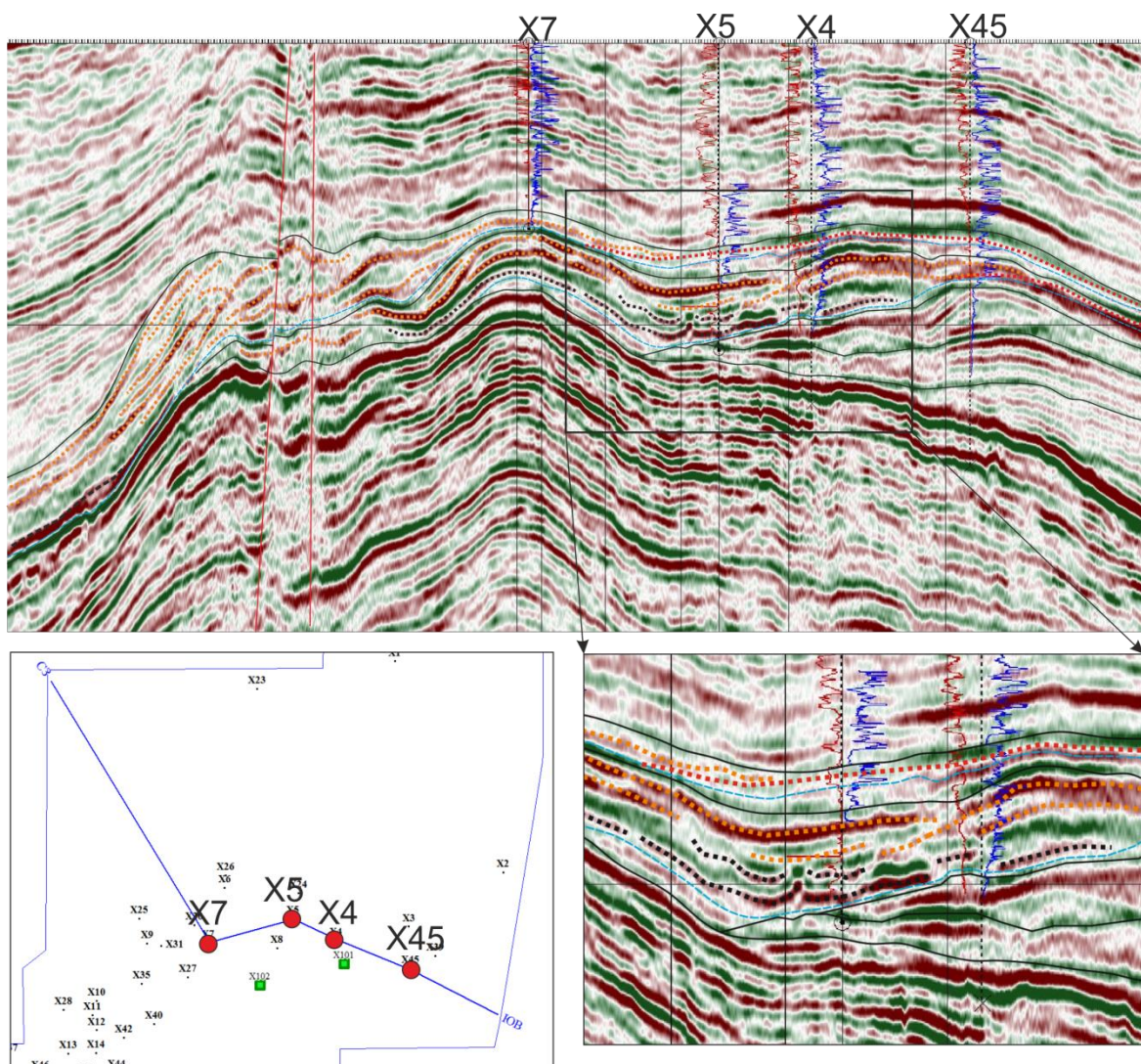
Первой и одной из основных задач, решаемых при изучении осадочного бассейна в рамках сиквенс-стратиграфического подхода, является выделение в изучаемых отложениях всех типов сиквенс-стратиграфических поверхностей.

Комплексный анализ, направленный на решение этой задачи, проводился в пределах сейсмических кубов с привлечением всех поисково-разведочных скважин. Анализ разрезов скважин производился снизу-вверх, начиная с первой глинистой пачки нижнего мела.

В соответствии с принятой априорной моделью по данным керна и ГИС в изучаемом интервале разреза были выделены четыре типа сиквенс-стратиграфических границ: базальная поверхность форсированной регрессии, коррелятивная поверхность субаэральной эрозии, поверхность максимальной регрессии, поверхность максимального затопления. Основные характеристики границ системных трактов по сейсмическому разрезу приведены на рисунке (Рисунок 24).

Наиболее спорная граница по сейсмическим данным – это граница субаэральной эрозии, разделяющая системные тракты высокого стояния уровня моря, низкого стояния уровня моря и трансгрессивного системного тракта. Связано это с тем, что на контакте отложения прибрежной равнины трансгрессивного системного тракта переходят в аналогичные отложения системного тракта низкого стояния уровня моря – образовывались они в разное время, но фациально имеют одну и ту же природу. На сейсмических данных это выражается в хаотичной картине сейсмической записи, без четких границ (как, например, на границе глинистых и песчаных отложений). Эта граница имеет большое значение при моделировании резервуаров, так как играет роль литологического экрана.

Для выявления такого рода границы предложено использовать данные керна, как надежный источник информации о перерывах в осадконакоплении: проанализировано 42 скважины.



- - - - - Границы системных трактов высокого стояния уровня моря (HST) - ярко-выраженная отрицательная фаза сливается с трансгрессивным трактом в глубоководной части, выражается в разделении на отдельные нечеткие фазы в мелководной части
- ..... Границы системных трактов падения уровня моря (FSST) - резкая смена фаз - сейсмические аномалии типа "канала" приклиниваются к HST
- - - - - Границы системных трактов низкого стояния уровня моря (LST) - положительная фаза линзовидных отражений - приклиниваются к HST, всегда перекрыта TST, в глубоководной части налегает на FSST
- Границы трансгрессивных системных трактов (TST) - ярко-выраженные отрицательные фазы
- - - - - Границы субаэральной эрозии - на сейсмических данных характерны приклиниванием вышележащих отражений по типу налегания в зоне сочленения LST и HST и переходом положительной фазы в отрицательную в зоне сочленения TST и HST

Рисунок 24 - Пример выделения сиквенс-стратиграфических границ на разрезе: а) траверс по сейсмическим данным 3Д б) схема расположения композитного профиля

Метод определения границы субаэральной эрозии и трансгрессии основан на выявлении комплекса *Glossifungites* [76, 103], который является признаком заполнения бассейна уплотненными породами в течение продолжительного времени после эрозии. К такому комплексу относятся ископаемые ходы организмов *Diplocraterion*, *Skolithos* и *Thalassinoides*. Данные ходы встречаются в литотипах Sb и Hsb. Главной отличительной особенностью должно быть их наличие в зоне прибрежной равнины, залегающей на предфронтальной части пляжа. В случае если в зоне прибрежной равнины такие ходы отсутствуют – это говорит о том, что отложения относятся к системному тракту нормальной регрессии и фациальный ряд не нарушен. Ходы, присутствующие в зоне предфронтальной части пляжа, перекрытой глинистыми отложениями дальней зоны, тоже являются составной частью системного тракта нормальной регрессии. Таким образом, выявление границы субаэральной эрозии сводится к установлению двух фактов при анализе керна:

- 1) Ходы *Glossifungites* присутствуют в зоне прибрежной равнины.
- 2) Отложения прибрежной равнины залегают на отложениях предфронтальной зоны пляжа.

Предварительно весь керн проанализирован на наличие подобных признаков, обнаружены такие ходы только в одной скважине X5 в интервале глубин 2803-2812 (*Skolithos* и *Thalassinoides*) (Рисунок 25), что подтверждает наличие субаэральной эрозии и говорит о необходимости разделения фациального ряда в разные системные тракты. Ниже приведены основные признаки существования описанных границ по данным скважин и разделение отложений на сиквенсы.

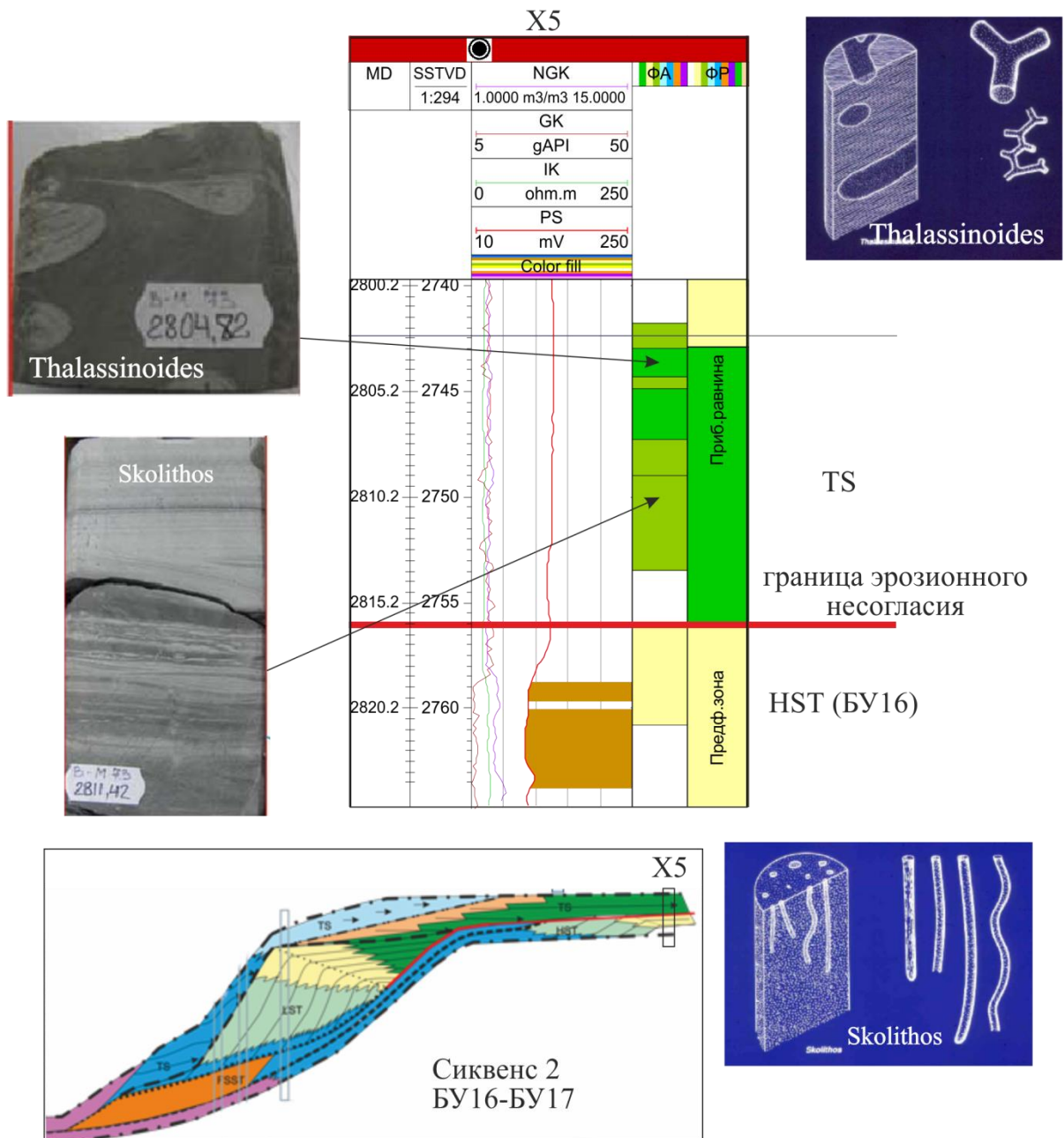


Рисунок 25 - Пример фиксации границы субэраляной эрозии (условные обозначения на Рисунок 23)

Коррелятивная поверхность субэраляной эрозии выделена в разрезах скважин по смене турбидитов преимущественно глинистыми отложениями шельфа. Граница прослежена по следующим признакам: увеличение глинистого материала относительно нижележащих отложений, а, следовательно, снижение сопротивления и повышение значений гамма-каротажа.



Базальная поверхность форсированной регрессии выделена в подошве пачки турбидитов. При этом были использованы следующие корреляционные признаки: повышение значений гамма-каротажа с одновременным понижением значений сопротивления.

Граница поверхности максимальной нормальной регрессии выделена по смене вверх по разрезу прибрежно-морских отложений глинистыми отложениями шельфа. Рассматриваемая граница является подошвой маркирующей пачки глубоководно-морских глин, которая совместно с аналогичными пачками является основой для построения сейсмо-стратиграфического каркаса осадочного чехла.

Граница поверхности максимального затопления выделена по смене вверх по разрезу низкоомных трансгрессивных шельфовых отложений более мелководными песчано-глинистыми фациями.

Установленные сиквенс-стратиграфические границы позволили выделить в изучаемой части осадочного чехла 8 системных трактов, входящих в 2 генетических сиквенса.

Системный тракт высокого стояния уровня моря HST, который представлен керновым материалом в скважине X5, в остальных скважинах выделен по данным ГИС, характеризующих отложения глубоководных глин и мелководно-морских отложений в пределах изучаемой территории. Согласно сиквенс-модели, эти отложения полностью выклиниваются на запад, а на восток должны сменяться аградационными либо проградационными комплексами фаций предфронтальной зоны пляжа и прибрежной равнины. В этих фациях возможно наличие коллекторов.

Системный тракт падения уровня моря FSST, представленный керном в скв. X-6 глинистыми отложениями пелагиали, в скв. X-24, X-5 – переслаиванием фаций пелагиали и подводных конусов выноса, в скв. X-4 переслаиванием уже более мелководных глинистых фаций шельфа с фациями пелагиали. В соответствии с принятой фациальной моделью:

- западнее скв. X-6 должно произойти выклинивание отложений в сторону бассейна (диастема),
- восточнее скв. X-4 должно произойти стратиграфическое выклинивание отложений.

Системный тракт низкого стояния уровня моря LST. Керном представлен в скв. X-6 - шельфовыми отложениями, в скв. X-24, X-5 - преимущественно глинистыми отложениями шельфа в нижней части и глинисто-алевритовыми отложениями переходной зоны в верхней, в скв. X-4 вертикальной последовательностью фаций шельфа, переходной зоны и прибрежно-морских песчаников. В соответствии с принятой фациальной моделью:

- западнее скв. X-6 должно произойти выклинивание отложений в сторону бассейна (диастема),
- восточнее скв. X-4 должно произойти последовательное фациальное замещение морских глинистых отложений на прибрежно-морские песчаники, а затем замещение песчаников на песчано-глинистые отложения прибрежной равнины.

Трансгрессивный системный тракт TST, представленный керном в скважинах X6, X24 и X5 глинистыми отложениями шельфа и замещается отложениями мелкого моря в скважине X4. В соответствии с принятой фациальной моделью восточнее скв. X-2 следует ожидать их замещение на песчаные фации эстуария.

Корреляцию пластов, а также индексацию их внутри сиквенса необходимо выполнять с учетом проведенного анализа стратотипичных разрезов, чтобы не противоречить принятой региональной модели (глава 1.2, [66]).

Нижний сиквенс-1 ограничен сейсмическими горизонтами H4-20 (самотлорская пачка глин, пласт БУ<sub>20</sub>) и H4 (глины над БУ<sub>18</sub>).

Верхний сиквенс-2 ограничен H4 (глины над БУ<sub>18</sub>) и H3-30 (урьевская пачка глин, пласт БУ<sub>16</sub>).

### **3.4. Корреляция пластов с использованием методики ихнофациального анализа, построение структурного каркаса**

В пределах двух сиквенсов была произведена корреляция пластов по скважинам на основе выполненного сиквенс-стратиграфического моделирования и электрофациального анализа.

Сиквенс 1:

Согласно привязке к сейсмическим разрезам, а также с учетом региональной модели строения изучаемых отложений [66, 67] в пределах сиквенса выделены пласты БУ<sub>18</sub> и БУ<sub>19</sub> (Рисунок 26). В данном случае пластов, соответствующих системным трактам больше, чем в утвержденном стратотипе, поэтому вводятся индексы для каждого. Разделение между группой БУ<sub>18</sub> и БУ<sub>19</sub> проведено условно и соответствует максимальной поверхности форсированной регрессии. Фактически между пластами в разрезе скважины появляются выдержанные глинистые пачки, которые связаны с постепенным повышением уровня моря при формировании системного тракта нормальной регрессии, но максимальными поверхностями затопления и границами сиквенса не являются (Рисунок 23, Рисунок 24). Логичнее для одного сиквенса присвоить индексы одной группы пластов, но это будет вступать в противоречие с утвержденными стратиграфическими схемами [68, 74, 75].

В пределах TST пласт не выделяется, системный тракт соответствует глинистой пачке над пластом БУ<sub>18</sub>, как уже утверждалось ранее.

В пределах LST выделено 2 пласта: БУ<sub>18-1</sub>, БУ<sub>18-2</sub>. Керном охарактеризованы в скважинах X24, X5, X4, X8. Коллекторы в данном типе отложений связаны с фациями предфронтальной зоны пляжа.

В пределах FSST выделены два пласта: БУ<sub>19-1</sub>, БУ<sub>19-2</sub>.

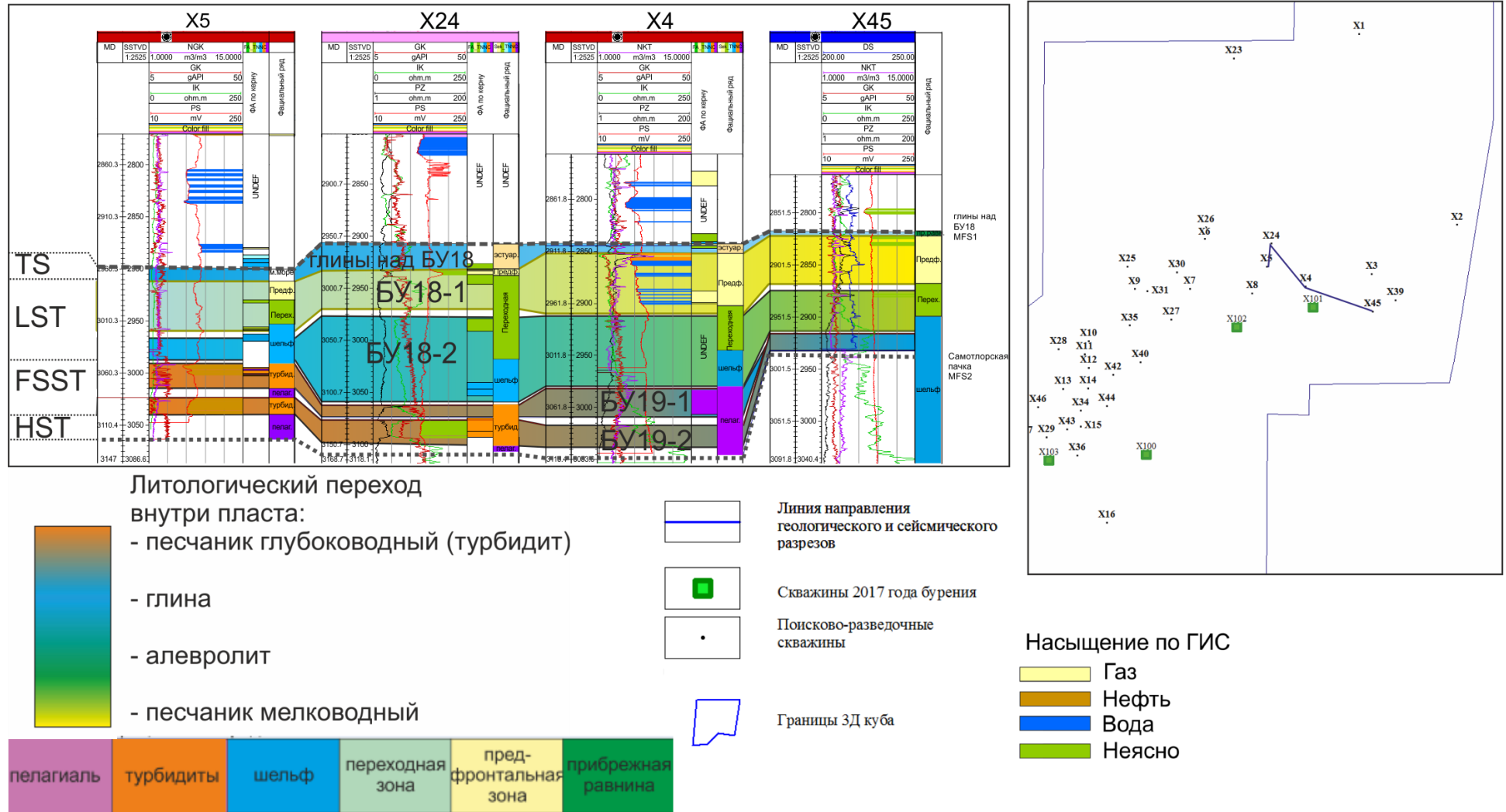


Рисунок 26 - Корреляция разрезов скважин по профилю X6-X24-X5-X4, сиквенс 1

Пласт БУ<sub>19-1</sub> выделяется в верхней части системного тракта, охарактеризован керном в скважине Х4, Х5, Х8. Пласт является продуктивным по данным испытаний, коллекторы связаны с фациями турбидитов. Следует особо отметить, что до проведенного сиквенс-стратиграфического анализа пласт БУ<sub>19-1</sub> скважины Х5 сопоставлялся с

пластом, залегающим выше выделенного сиквенса в скважине Х6 (группа пластов БУ<sub>18</sub>). Пласт БУ<sub>19-2</sub> охарактеризован керном в скважинах Х8 и Х24, представлен отложениями турбидитов и пелагиали. Представляет собой отдельную систему конуса выноса, отделенную от пласта БУ<sub>19-1</sub> тонкоотмученными глинами. Пласт БУ<sub>19-3</sub> выделяется в нижней части системного тракта локально в районе скважины Х16, представляет собой отдельную линзу.

Системный тракт НСТ представлен глинистыми отложениями, подстилающими пласты БУ<sub>19</sub>, в отдельный пласт в пределах территории не обособлены. При этом согласно сиквенс-стратиграфической модели стоит ожидать их опесчанивание на востоке за пределами изучаемой территории.

Сиквенс 2:

Согласно привязке к сейсмическим разрезам, а также с учетом региональной модели строения изучаемых отложений [66, 68] в пределах сиквенса выделены пласты БУ<sub>16</sub> и БУ<sub>17</sub> (Рисунок 27, Рисунок 28).

Аналогично сиквенсу 1 в пределах сиквенса 2 вводятся индексы пластов, так как системных трактов больше, чем пластов, утвержденных в стратиграфических схемах [74, 75].

Под Урьевской пачкой глин, соответствующей трансгрессивному системному тракту ТСТ согласно «схемам...» [74, 75] должен залегать пласт БУ<sub>16</sub>. Согласно сиквенс-стратиграфической модели под системным трактом ТСТ последовательно должны быть сформированы системные тракты LST и НСТ, при этом граница их раздела обнаруживается при выявлении границы субаэральной эрозии (Рисунок 25). Так же наращивание разреза (клиноформа) свидетельствует о смене обстановки осадконакопления.

В плане между скважинами, вскрывшими системный тракт низкого стояния уровня моря LST и скважинами, вскрывшими отложения системного тракта высокого стояния уровня моря HST должна быть полоса фациальной ассоциации шельфа, залегающая непосредственно под ФА прибрежной равнины системного трансгрессивного системного тракта TS. Такая зона фиксируется в скважине X1, где по вертикали по данным электрофациального анализа выделена именно такая последовательность, при этом отмечена особенность разреза – полное отсутствие коллекторов в изучаемом интервале. В данном случае для пластов системного тракта LST введен индекс БУ<sub>16-0</sub>, а для пласта системного тракта HST – БУ<sub>16</sub>. Выклинивание пласта БУ<sub>16-0</sub> показано на рисунке (Рисунок 28). Такая последовательность и разделение в разные системные тракты обоснована анализом ихнофаций, описанным выше. Выделение такой границы позволило решить проблему различных уровней водонефтяных контактов по скважинам в пласте, ранее объединенном в один объект БУ<sub>16</sub>, залегающего под трансгрессивной пачкой (Рисунок 27). Пласт разделен на БУ<sub>16-0</sub> и БУ<sub>16</sub> (Рисунок 28). Залежь в пласте БУ<sub>16-0</sub> ограничена литологическим экраном, обоснованным границей субаэральной эрозии. Выделение системного тракта низкого стояния уровня моря LST позволяет в зоне его приклинивания к системному тракту высокого стояния уровня моря HST прогнозировать развитие литологически экранированных ловушек. Пласты БУ<sub>17</sub> и БУ<sub>17-1</sub> выделены в пределах системного тракта высокого стояния уровня моря HST, под вышележащим пластом БУ<sub>16</sub>.

Сейсмическая корреляция была скорректирована по рекомендации автора с учетом выделенных границ системных трактов. На рисунке приведен разрез, иллюстрирующий все выделенные элементы сиквенсов 1 и 2 (Рисунок 24).

Геологический схематичный разрез, характеризующий строение клиноформного комплекса в районе Среднемессояхского вала по линии скважин X7-X5-X4-X45

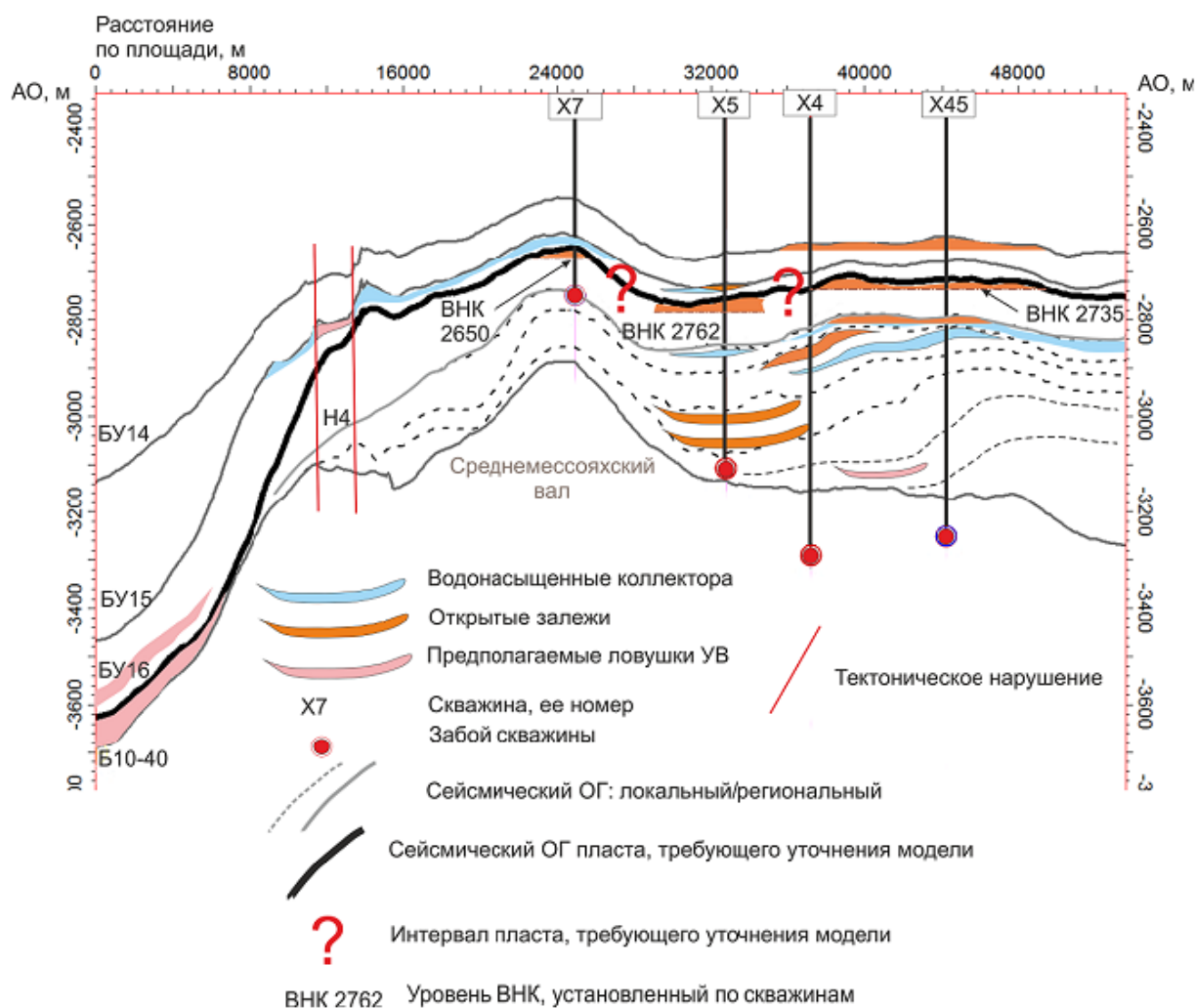


Рисунок 27 - Проблема различных уровней ВНК пласта БУ16 (расположение профиля аналогично сейсмическому разрезу на рисунке 24 б)

Важным замечанием является то, что границы отражающих горизонтов, связанные с поверхностями сиквенс-стратиграфической модели, ведут себя нестандартным образом – ограничены по площади, «задираются» в глубоководной части вверх. Это связано с существующим палеорельефом на время формирования нижнемеловых отложений, а также с постседиментационным развитием Среднемессояхского вала в постсеноманское время (разделы 1.3 -1.5). Именно этот фактор до построения сиквенс-стратиграфической модели вносил неясность в геологическую модель отложений.

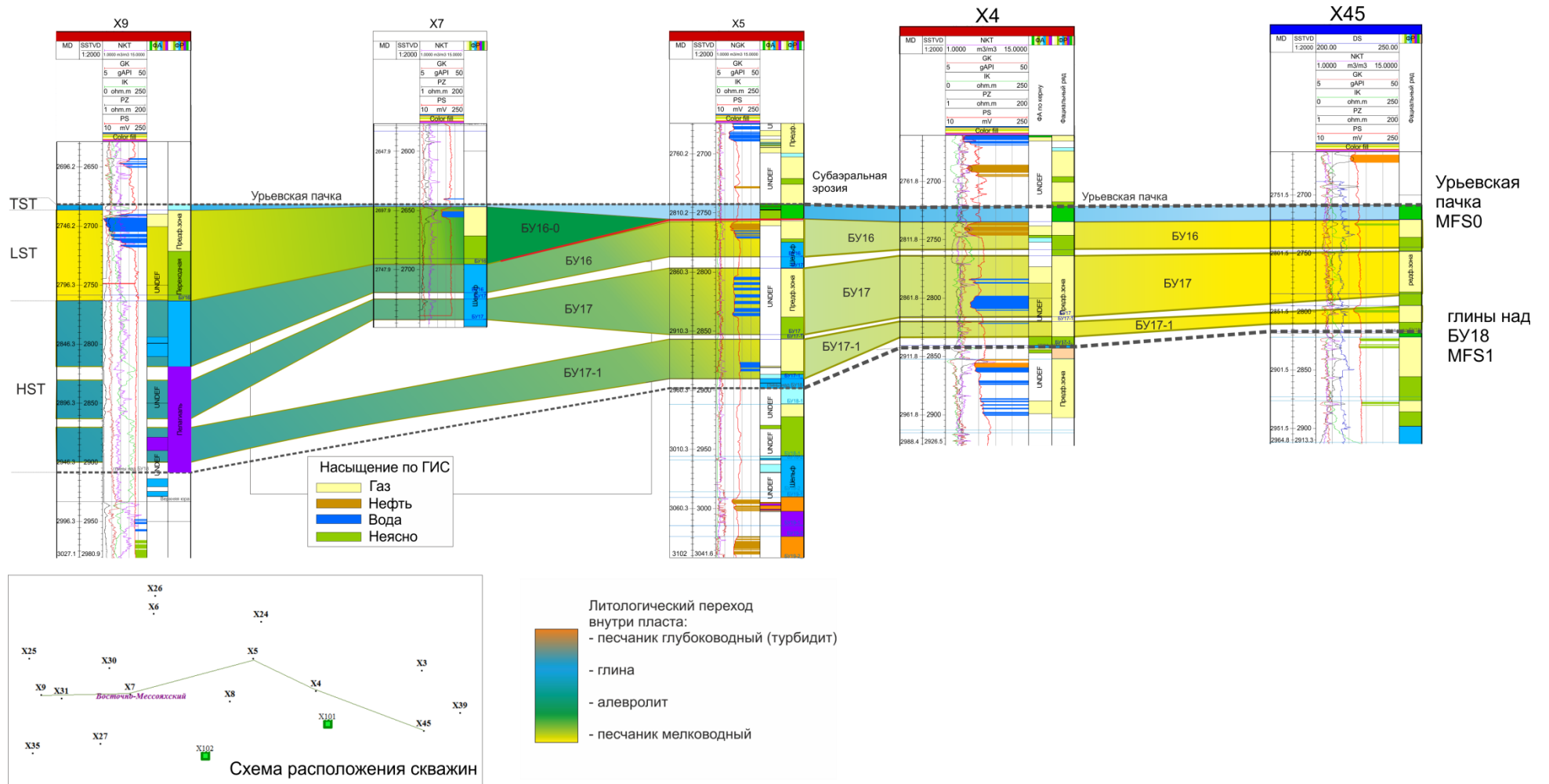


Рисунок 28 - Корреляция разрезов скважин по профилю X9-X7-X5-X4-X9, граница LST/HST/TST



При обосновании границ системных трактов и фациальных границ появилась возможность систематизировать данные по предложенной матрице фациальных ассоциаций (Таблица 6, Таблица 8) и выполнить прогноз с целью поиска новых ловушек углеводородов.

Далее для всех выделенных пластов построены структурные карты стратиграфической кровли (Рисунок 29, Рисунок 30). Основа для построения – сейсмическая корреляция, выполненная в ТННЦ в рамках работы по договору мониторинга Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского лицензионных участков в пределах 3Д и 2Д сеймики.

На основе критериев для прогноза литологических ловушек, обозначенных в главе 3.1, определены перспективные пласты для анализа в составе сиквенса 1 и сиквенса 2 (Рисунок 30).

Сиквенс 2 включает в себя 2 перспективных пласта в зоне сочленения Среднемессояхского вала и Большехетской впадины: БУ<sub>16-0</sub>, БУ<sub>16</sub> и связанные с ними коллектора предфронтальной зоны LST и HST. В данном случае они оба перекрыты отложениями системного тракта TS, который представлен глинистыми отложениями, формирующими покрывку. Пласты БУ<sub>17</sub>, несмотря на то, что отличаются хорошими коллекторскими свойствами, в шельфовой части залегают под пластом БУ<sub>16</sub> и надежной покрывки не имеют.

Согласно теоретической модели, северо-западнее изучаемой территории должны залежать отложения системного тракта FSST, связанные с глубоководными конусами выноса. Такие отложения скважинами в настоящий момент не вскрыты, но несут огромный нефтегазоносный потенциал. Индексировать эти отложения в данном случае логичнее как пласт БУ<sub>16-1ач</sub>, так как они относятся к группе системных трактов низкого стояния уровня моря.

Сиквенс 1 включает в себя 3 наиболее перспективных пласта БУ<sub>18-1</sub>, БУ<sub>19-1</sub>, БУ<sub>19-2ач</sub> и БУ<sub>19-3ач</sub>. Перспективы пласта БУ<sub>18-1</sub> связаны с предфронтальной зоной LST, залегающей под системным трактом TS.

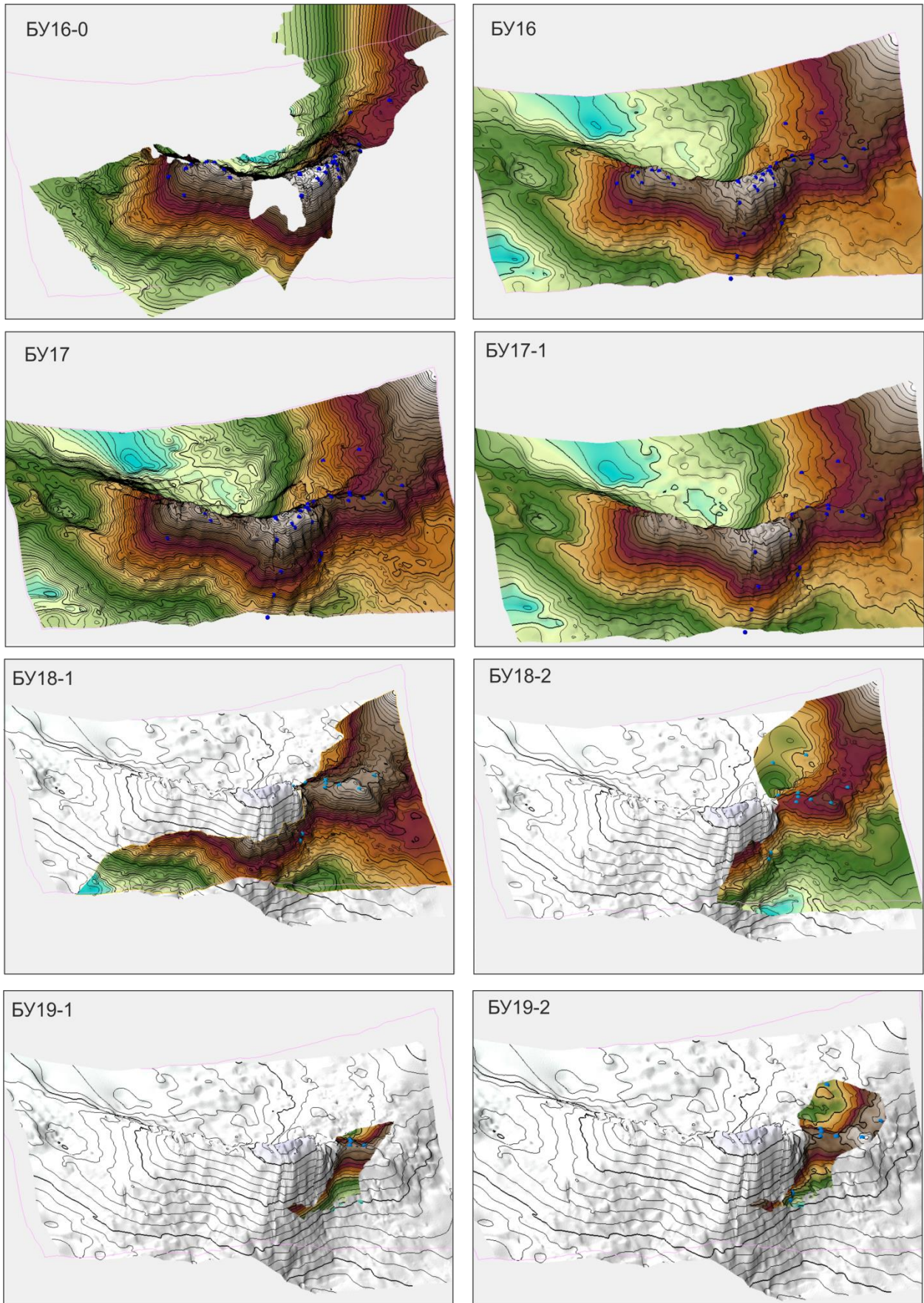


Рисунок 29 - 3Д проекция построенных структурных карт с подложкой структурной карты верхней юры

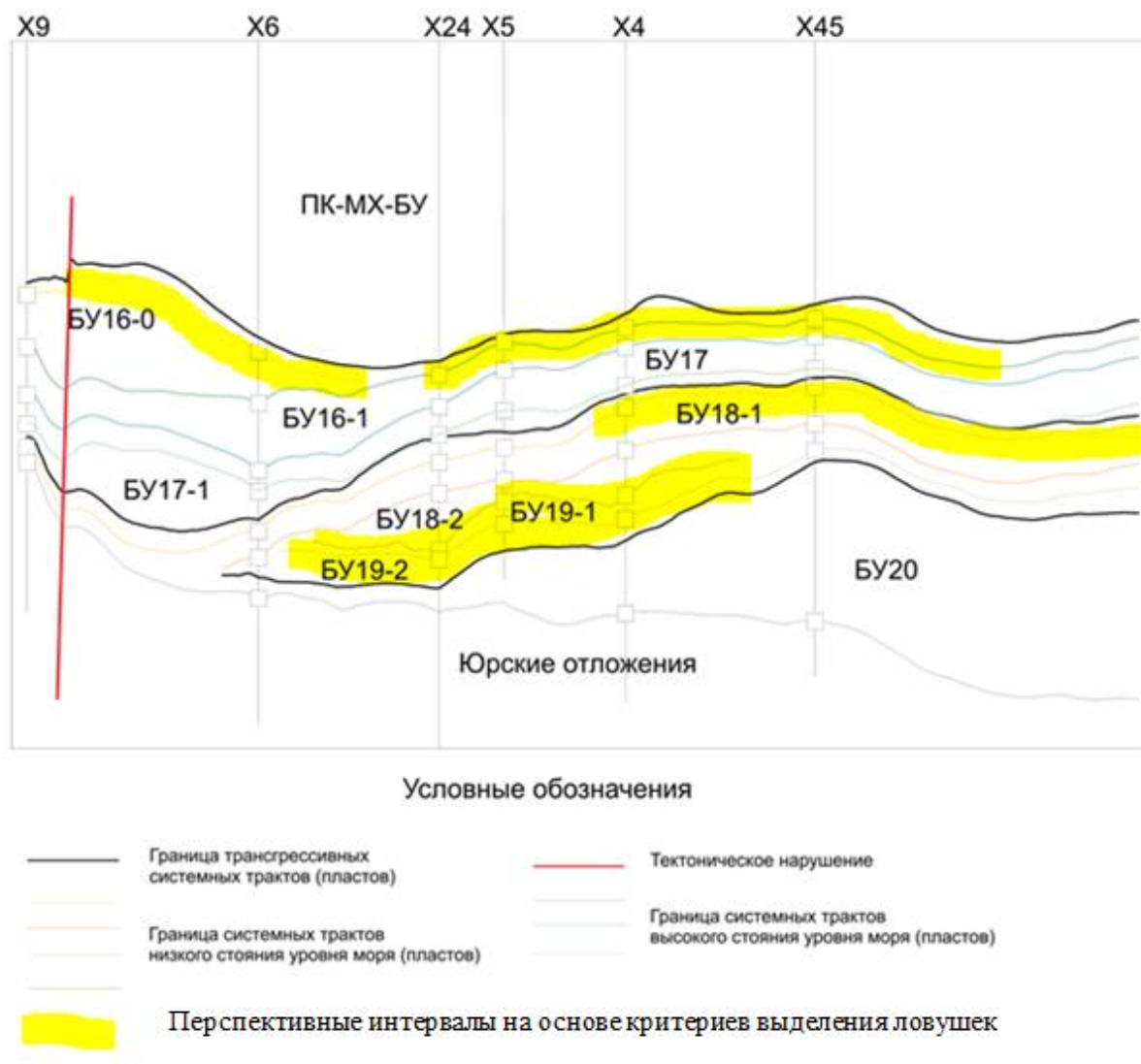


Рисунок 30 - Структурный каркас в крест простирания пластов.

#### Выклинивание вблизи Среднемессояхского вала

Пласты БУ<sub>19-1ач</sub>, БУ<sub>19-2ач</sub> и БУ<sub>19-3ач</sub> относятся к отложениям подводных конусов выноса системного тракта FSST, перекрыты надежной крышкой – глинами шельфовой части системного тракта LST. Пласт БУ<sub>18-2</sub> залегает под пластом БУ<sub>18-1</sub> и не имеет надёжной крышки, хотя коллектора, приуроченные к предфронтальной зоне LST в пределах его распространения должны быть мощные.

Палеорельеф сыграл значительную роль в строении изучаемого интервала и распределению осадков. В дальнейшем при прогнозе литологических свойств обязательно нужно учитывать основные

направления сноса материала, а также наличие седиментационного барьера в виде Среднемессояхского вала для пластов БУ<sub>17-19</sub> (Рисунок 9).

Возможно потенциальные отложения системного тракта HST, залегающие под пластами БУ<sub>19</sub>. На востоке после выклинивания системного тракта LST, песчаные отложения мелководья HST, будут перекрываться трансгрессивным системным трактом (глины над БУ<sub>18</sub>), аналогично сиквенсу 2. Такая зона скважинами не вскрыта, но при анализе сейсмических данных необходимо проанализировать данный интервал. Индекс пласта в данном случае можно будет присвоить БУ<sub>18-3</sub>, так как пласт БУ<sub>18-2</sub> теоретически должен приклиниваться к системному тракту HST, и залегают они под одной глинистой покрывкой TST.

### **3.5. Анализ сейсмических данных, составление прогнозных схем перспективных объектов**

Для дальнейшего анализа выбраны перспективные пласты, определенные на основе сиквенс-стратиграфического анализа: БУ16-0, БУ16, БУ18-1, БУ19-1, БУ19-2. (Рисунок 30)

Первым шагом прогноза литологических свойств является построение карт фациальных ассоциаций. В данном случае это карты фациальных рядов (ФР), соответствующие завершающему этапу формирования пласта в каждой скважине, с учетом направления береговой линии на момент формирования отложений. Внутри каждой зоны ФА (ФР) согласно полученным данным по ФЕС возможны свои зависимости от сейсмических атрибутов. С учетом этих данных выполнен атрибутный и сейсмофациальный анализ. Принят во внимание вывод, сделанный при седиментологическом анализе керна о том, что ловушки литологического типа в изучаемой группе пластов, вероятнее всего, приурочены к зоне влияния волновых процессов в предфронтальной части пляжа, а так же связаны с формированием конусов выноса в глубоководной части. При анализе карт атрибутов особое внимание было уделено форме предполагаемых седиментационных тел согласно принятой модели (Рисунок 15, Рисунок 17, Рисунок 22) для каждой ФА.

Значительное влияние на границы распространения пластов (стратиграфического выклинивания) оказал палеорельеф на момент начала их формирования (Рисунок 9). В пределах территории отчетливо прослеживается локальная впадина, в пределах которой и сформированы пласты БУ<sub>19-1</sub> и БУ<sub>19-2</sub>. Поэтому пласты имеют форму линзы, а границы фациальных зон объединяются линией стратиграфического выклинивания. Речь идет о системном тракте FSST. Мелководная часть циклита относится к пласту БУ<sub>19</sub> и системным трактам LST и HST, расположенным восточнее.

В пласте БУ<sub>18-1</sub> фондоформная часть пласта в пределах Среднемесояхского вала не получила своего развития, что тоже объясняется палеорельефом местности на момент завершения формирования цикла [60].

Возвышающийся Среднемессояхский вал (предположительно в составе островного архипелага) препятствовал формированию типичных клиноформ [43]. Фондоформная часть этого циклита вероятнее всего сформирована южнее Среднемессояхского вала в краевых частях Большехетской впадины.

Все исходные данные для атрибутивного анализа получены при непосредственном участии коллег автора (ООО «ТТНЦ»). Были подобраны значимые атрибуты, окна расчета и построены карты этих атрибутов. Непосредственно автором был выполнен анализ карт с учетом скважинной информации, выделены границы зон ФА (ФР), закартированы перспективные зоны [64]. С учетом определенных критериев выделения коллекторов для детального анализа по сейсмическим данным выбрана фациальная ассоциация предфронтальной зоны пляжа (пласты БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>18</sub>) и зона турбидитов (пласты БУ<sub>19</sub>, БУ<sub>16</sub>).

Границы литологических экранов приняты на качественном уровне. На графике зависимости эффективных толщин пласта от сейсмического атрибута вынесено две границы, разделяющие неколлектор, зону рассеивания и коллектор, понятия о которых введены в разделе 1.4 (Рисунок 31). Литологический экран предполагается за зоной рассеивания.

Во всех случаях в пределах пласта экранирующими свойствами будут обладать линии замещения ФА предфронтальной части и переходной зоны/шельфа, а также стратиграфического выклинивания пласта. Граница ФА прибрежной части и предфронтальной зоны не может рассматриваться как литологический экран, согласно определенным критериям выделения ловушек в разделе 3.1.

ФА турбидитов в пластах БУ<sub>16</sub> скважинами не вскрыты, их развитие предполагается согласно теоретической модели в подножие склона. Ловушки закартированы по структурно-литологическому фактору. В данном случае литологический экран – линия подножия склона, выделенная по сейсмическим данным, граница, ограничивающая ловушку с северо-запада, – последняя замыкающая изогипса.

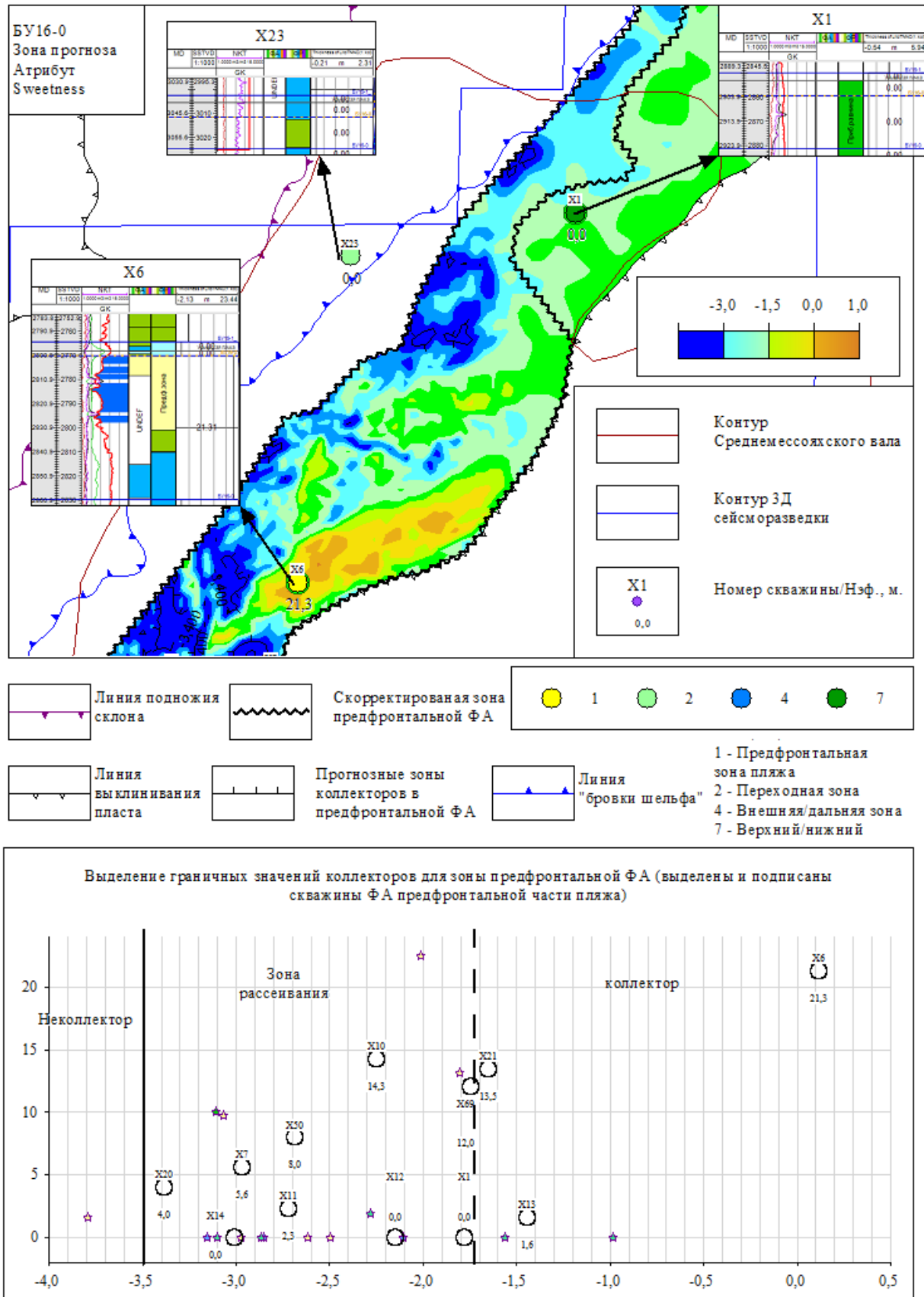


Рисунок 31 - Пример выделения границы литологических экранов по сейсмическим данным по пласту БУ<sub>16-0</sub> (LST)

Пласты БУ<sub>19</sub> связаны с коллекторами в турбидитных отложениях. Как упоминалось выше, эти пласты развиты только в локальной впадине, существовавшей в склоновой части Среднемессояхского вала, мелководная часть пласта отсутствует, что связано с эрозионными процессами во время формирования пластов. Соответственно коллектор здесь прогнозируется в ФА турбидитов и анализ проведен в пределах выделенных границ ФА.

Выделение литологических экранов в пластах системного тракта FSST (глубоководная часть разреза). По пластам БУ<sub>19-2ач</sub> и БУ<sub>19-1ач</sub> (Рисунок 32) в зоне ФА турбидитов выполнен совместный анализ. Граничные значения определены по графику распределения эффективных толщин относительно значений атрибута Sweetness. Пример прогноза приведен по пласту БУ<sub>19-2ач</sub>. Значение атрибута граничное для коллекторов принято -3,6. В пределах развития коллектора выделена зона рассеивания с ухудшенными коллекторскими свойствами (Рисунок 32). На момент построения модели в этом объекте получены притоки безводной нефти из скважин X8, X9 и X24. Благодаря сиквенс-стратиграфическому моделированию, залежь, которая стояла на балансе в этом интервале, существенно расширена по площади (зона объекта южнее скважины X8). В эту часть запланирована скважина, которая пробурена в 2017 году. Результаты бурения приведены в главе 4.



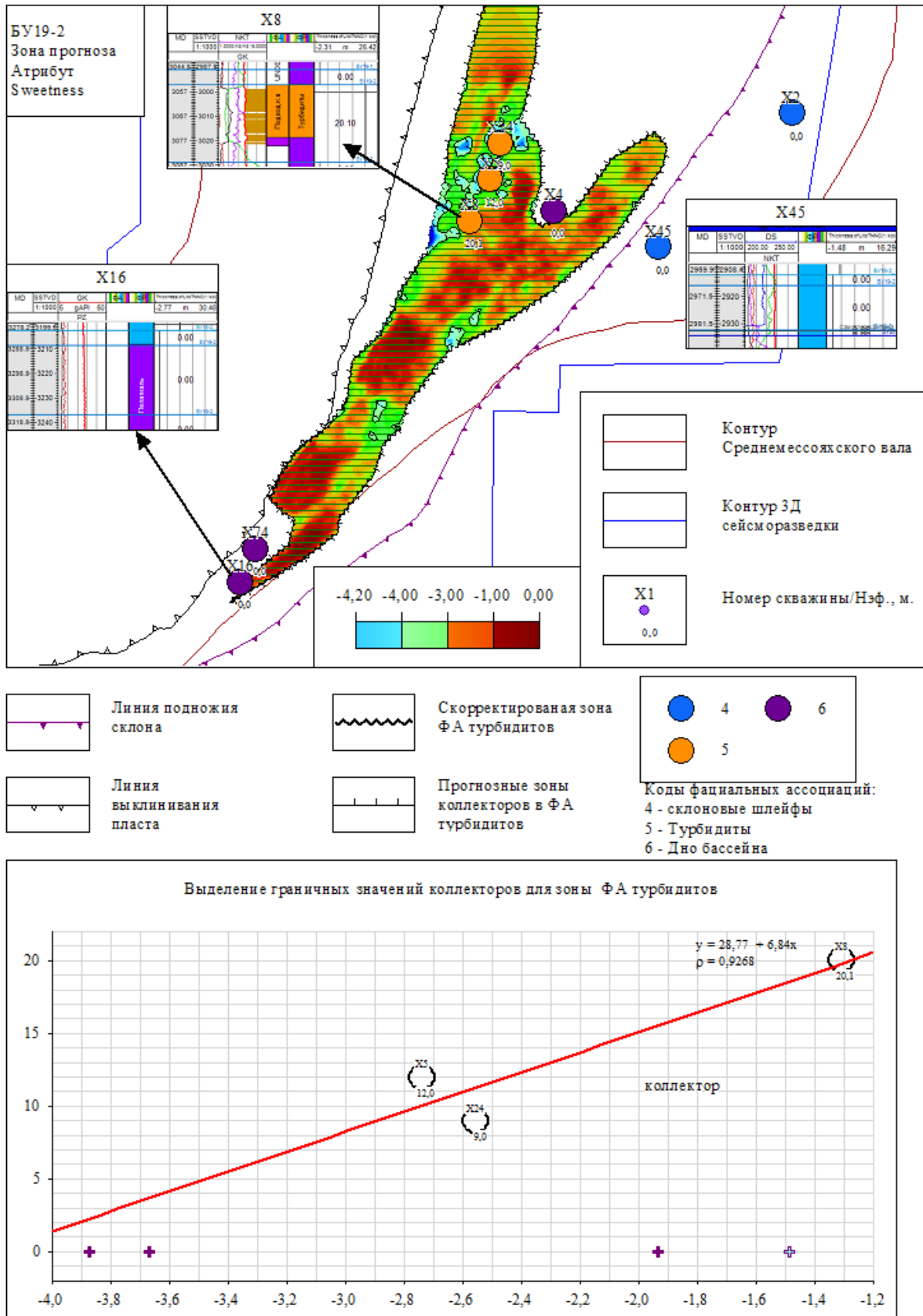


Рисунок 32 - Границы литологических экранов в зоне турбидитов по сейсмическим данным по пласту БУ<sub>19-2ач</sub>

Все выделенные границы литологических экранов перенесены на структурную основу, для выбора перспективных объектов. (Рисунок 33-Рисунок 36).

Для пласта БУ<sub>16-0</sub> (Рисунок 33) основные экранирующие границы:

- граница ФА предфронтальной зоны и переходной зоны
- граница стратиграфического выклинивания пласта
- тектонические нарушения
- граница подножия склона
- структурный фактор

Зона прибрежной равнины рассматривается как продолжение коллектора предфронтальной зоны, но с ухудшением коллекторских свойств.

Граница коллектор/неколлектор внутри предфронтальной зоны не имеет значительной протяженности и не вносит значительные изменения в геологическую модель.

Для пласта БУ<sub>16</sub> (Рисунок 34) основные экранирующие границы:

- граница ФА предфронтальной зоны и переходной зоны
- граница коллектор/неколлектор по данным атрибутивного анализа
- граница подножия склона
- структурный фактор

Зона прибрежной равнины рассматривается как продолжение коллектора предфронтальной зоны, но с ухудшением коллекторских свойств. При этом ловушки ограничиваются водонефтяным контактом и в пределы прибрежной зоны не заходят.

Для пласта БУ<sub>18-1</sub> (Рисунок 35) основные экранирующие границы:

- граница ФА предфронтальной зоны и переходной зоны
- граница коллектор/неколлектор по данным атрибутивного анализа
- тектонические нарушения

Зона прибрежной равнины рассматривается как продолжение коллектора предфронтальной зоны, но с ухудшением коллекторских свойств.

При этом ловушки ограничиваются водо-нефтяным контактом и в пределы прибрежной зоны не заходят.

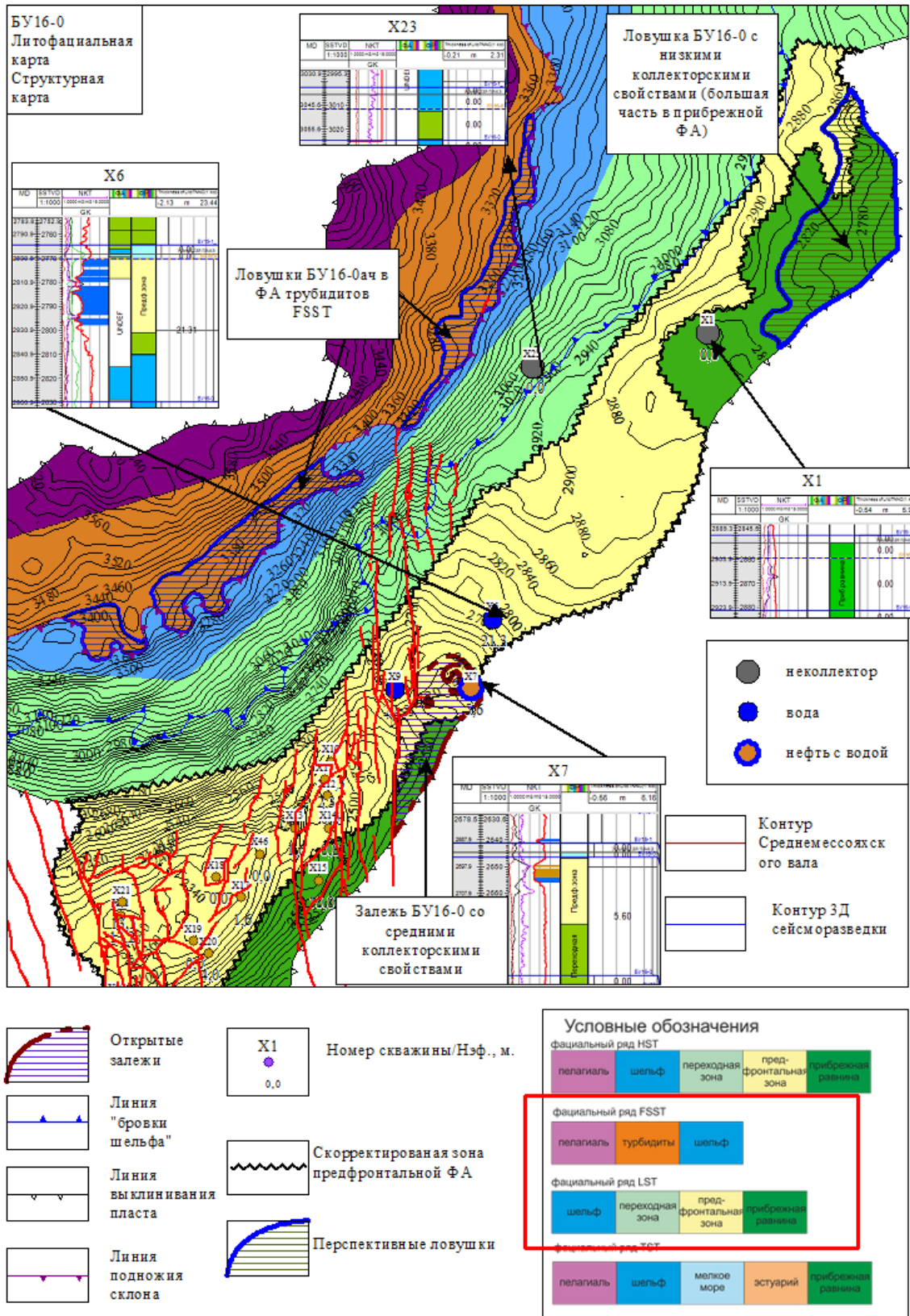


Рисунок 33 - Выделение перспективных объектов пласта БУ<sub>16-0</sub>. Карта уточненных ФА

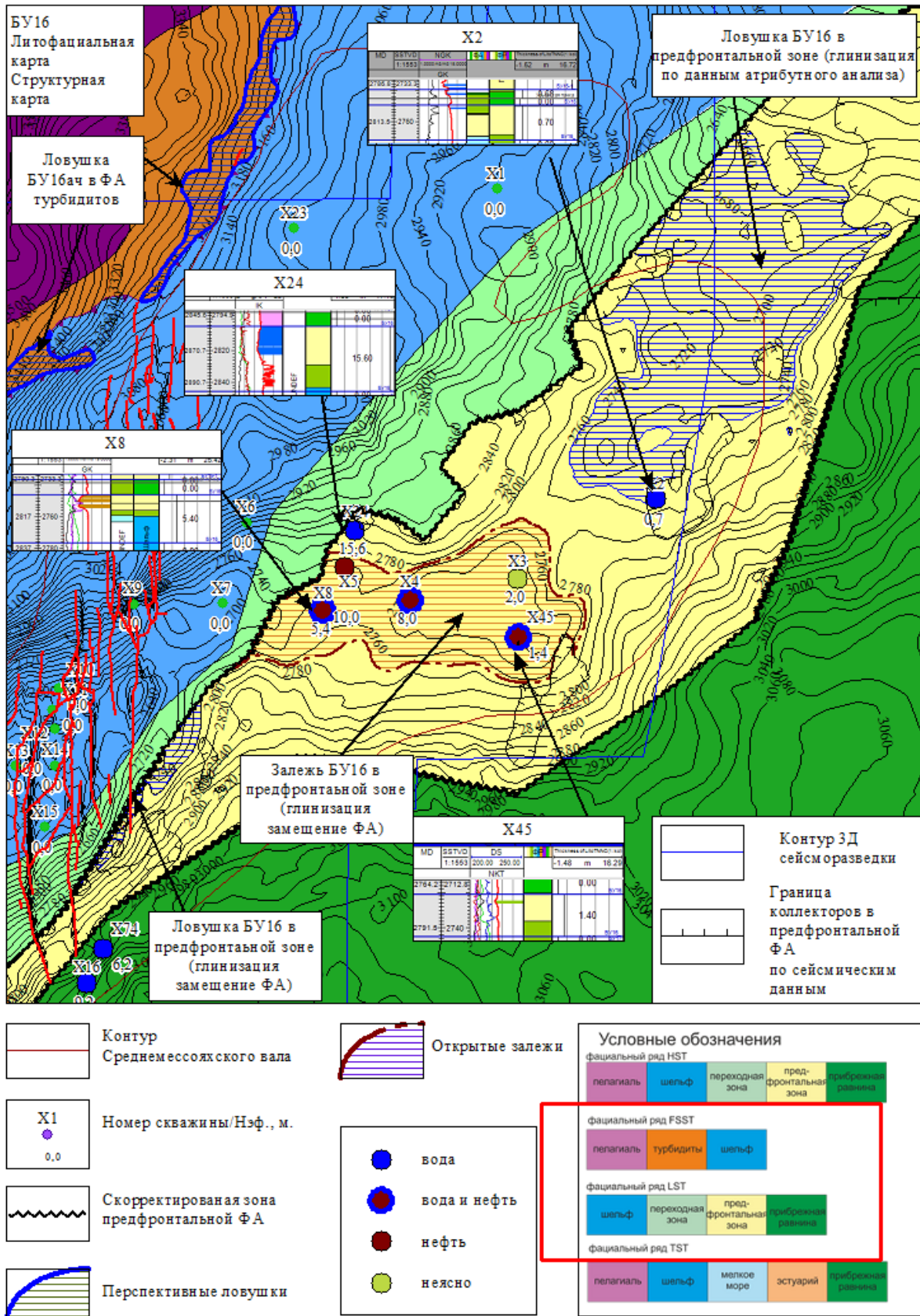


Рисунок 34 - Выделение перспективных объектов пласта БУ<sub>16</sub>. Карта уточненных ФА

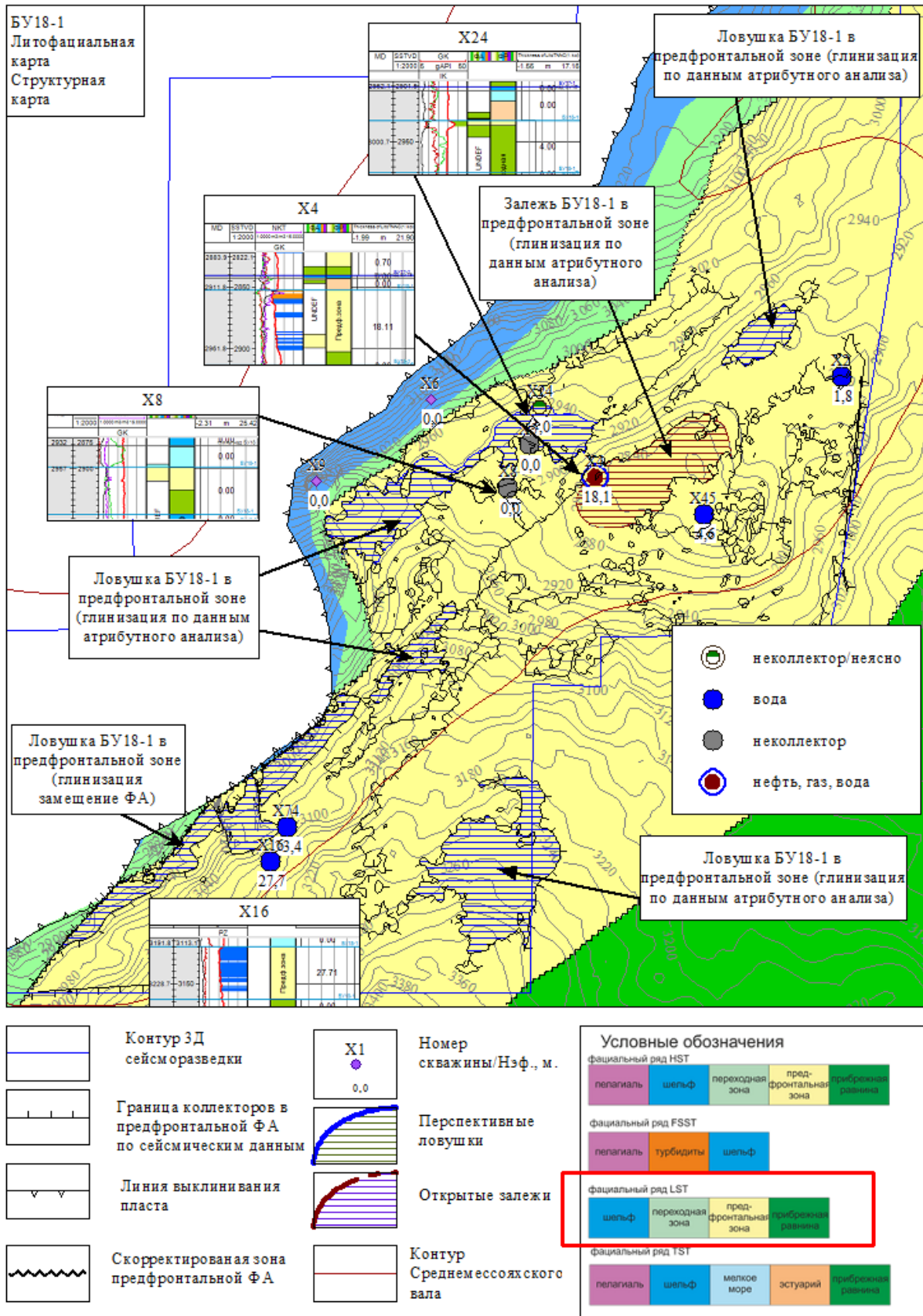


Рисунок 35 - Выделение перспективных объектов пласта БУ<sub>18-1</sub>. Карта уточненных ФА

Для пластов БУ<sub>19-1</sub> и БУ<sub>19-2</sub> (Рисунок 36) основные экранирующие границы:

- граница ФА турбидитной зоны и зоны пелагиали
- граница коллектор/неколлектор по данным атрибутного анализа
- граница стратиграфического выклинивания пласта

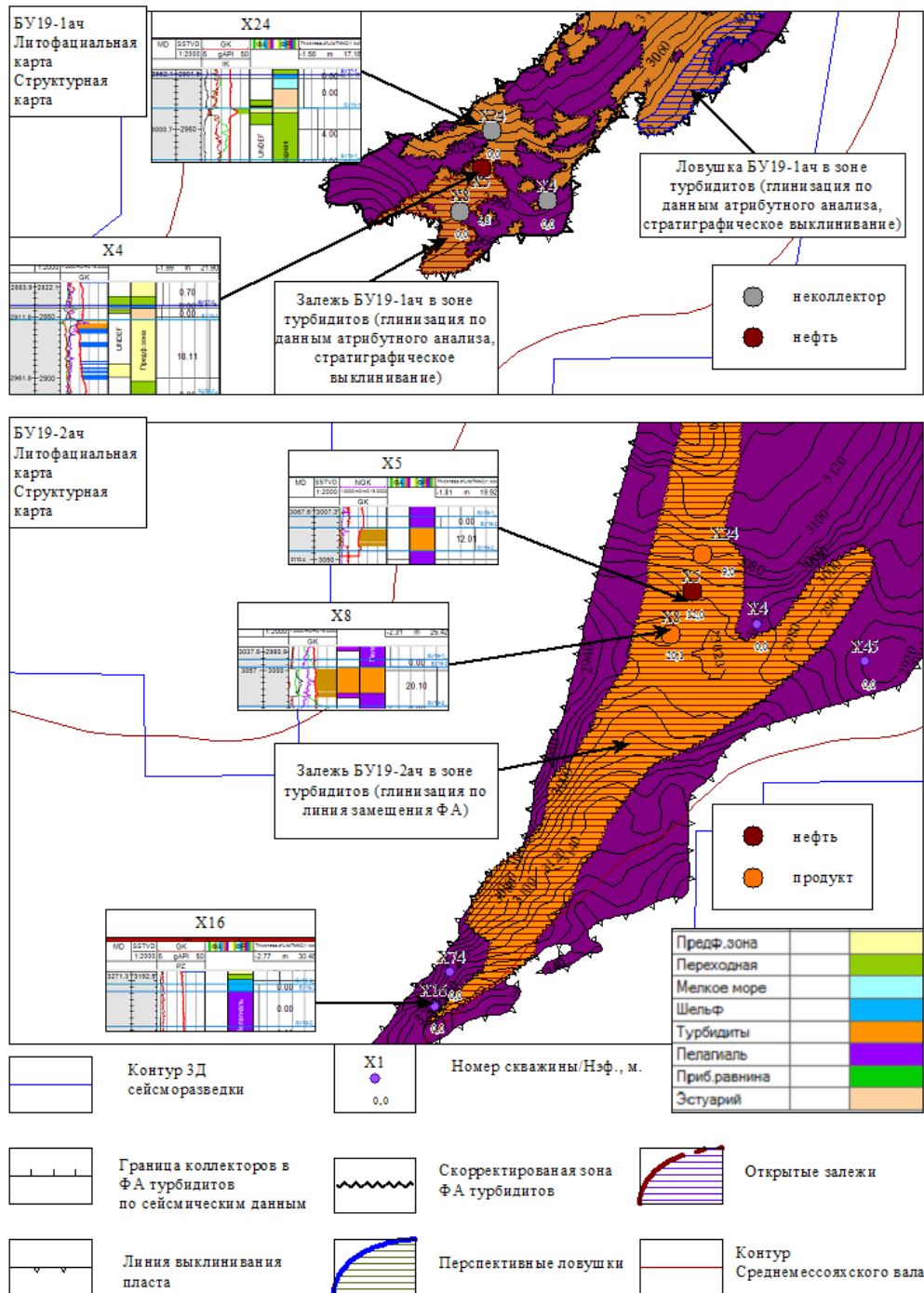


Рисунок 36 - Выделение перспективных объектов пластов БУ<sub>19-1ач</sub>, БУ<sub>19-2ач</sub>.

Карта уточненных ФА

На основе полученных литолого-фациальных карт с выделенными объектами была составлена сводная схема прогнозных объектов (Рисунок 37).

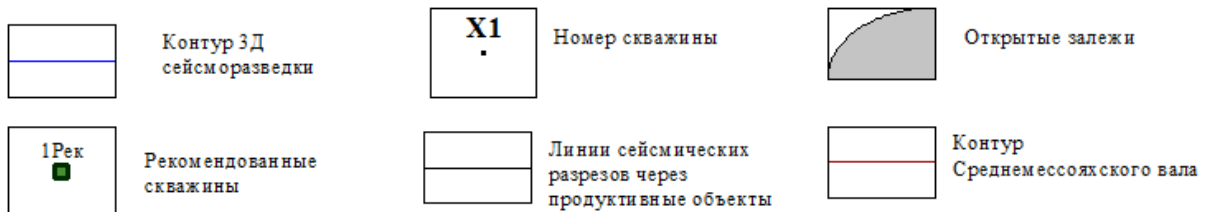
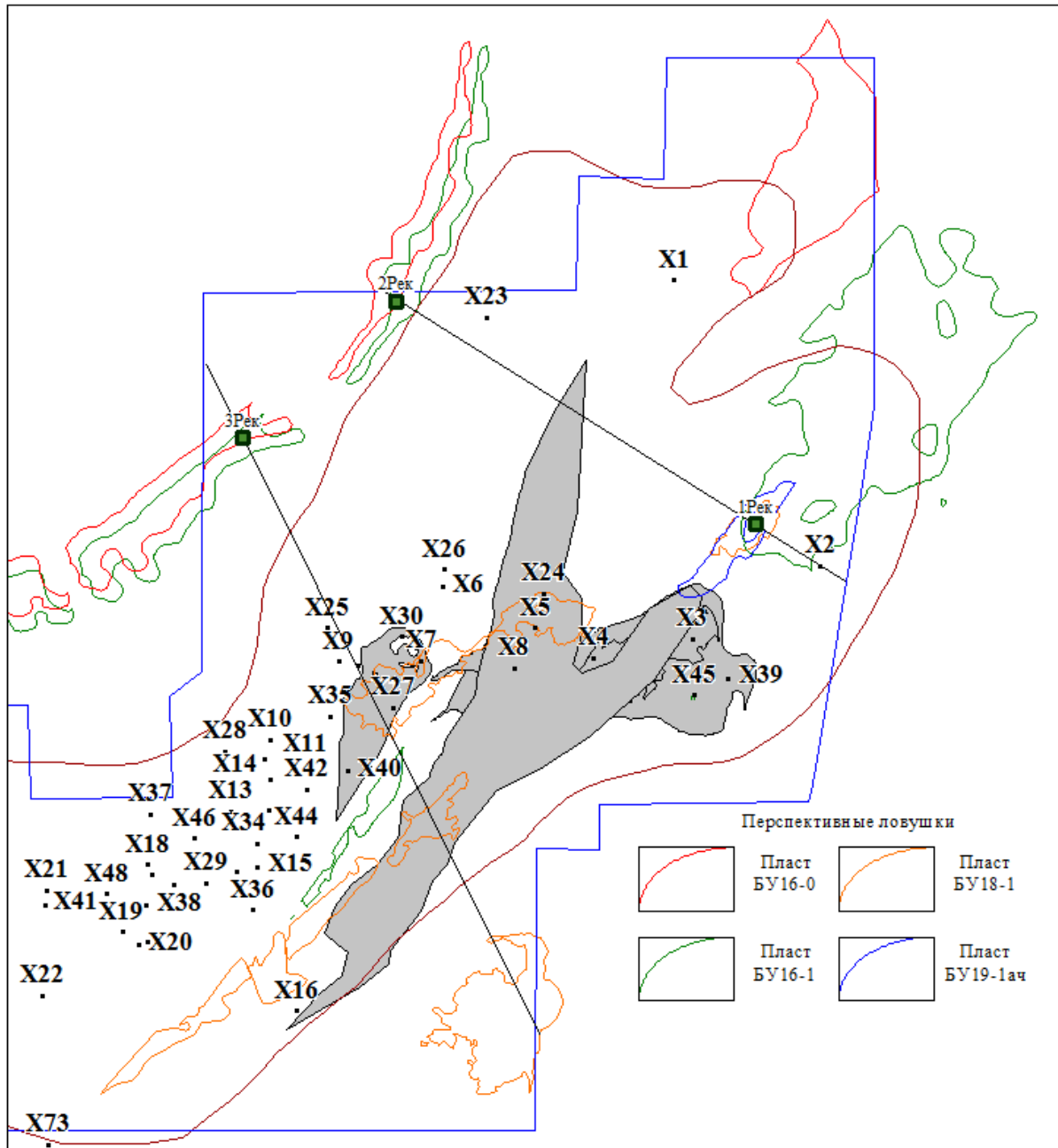


Рисунок 37 - Схема прогнозных объектов пластов БУ<sub>16-19</sub>

На схеме прогнозных объектов отчетливо прослеживается тренд распределения залежей вдоль южного борта Среднемессояхского вала. При этом ловушки смещаются по направлению с юго-востока на северо-запад. Такое расположение характерно для антиклинальных объектов клиноформного типа, но при этом это значительно затрудняет поиск и доразведку, так как минимальное перекрытие не позволяет объединять их в единый этаж разведки. В данном случае территория пересечения объектов пластов БУ<sub>18-1</sub> и БУ<sub>16-1</sub> в районе скважины Х2 является оптимальным местом, куда и рекомендована точка для бурения поисковой скважины. Примерная площадь минимального объекта при этом составляет 45 тыс.м<sup>2</sup>, а максимального – 200 тыс.м<sup>2</sup>, что обеспечивает целесообразность бурения скважины. Помимо этого, рекомендовано бурение скважин на объекты ачимовского типа (фондоформная часть пластов БУ<sub>16</sub>), так как продуктивность объектов такого типа подтверждена для Уренгойского ЛФПР. Через рекомендуемые точки выполнен сейсмический разрез (Рисунок 38).

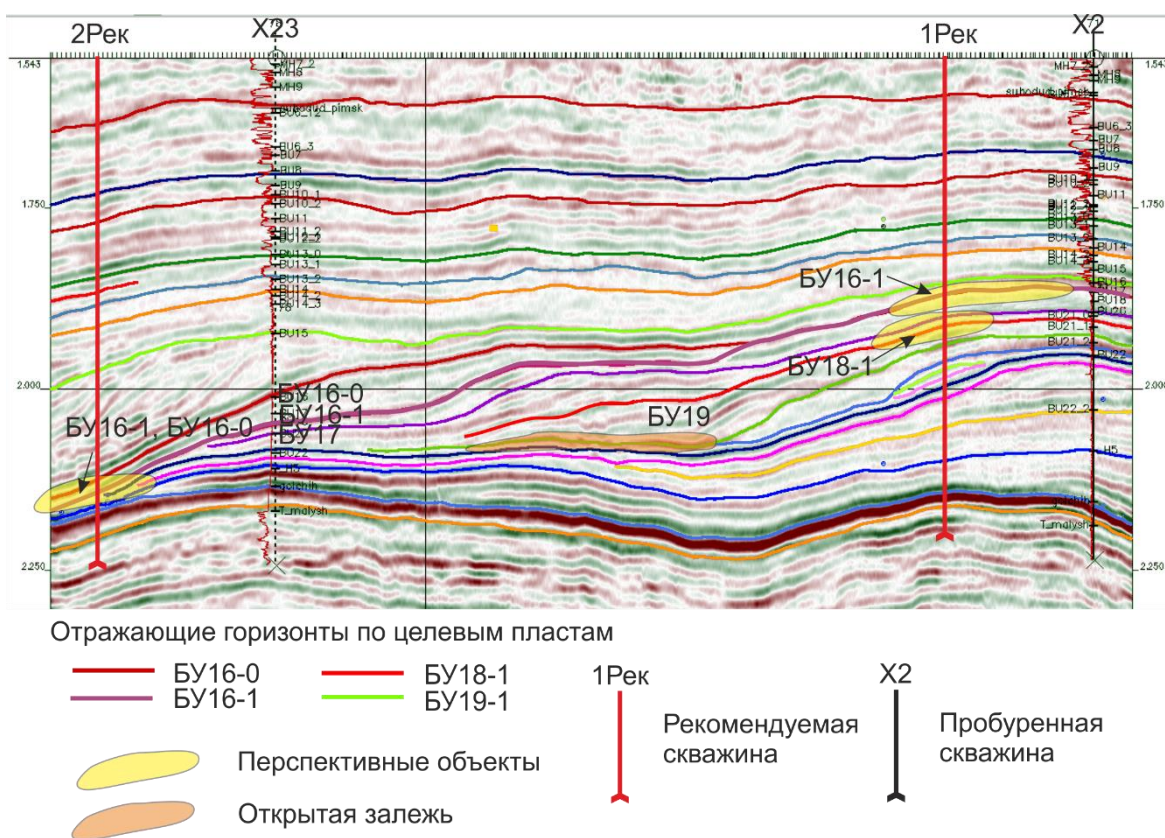


Рисунок 38 - Сейсмический разрез через рекомендуемую скважину 1



#### 4. Рекомендации по использованию результатов и анализ подтверждения прогноза

Сиквенс-стратиграфическая модель была построена в 2013 году, на основе полученного результата заложены скважины, которые пробурены в период 2014-2017 гг. Последний вариант модели скорректирован с учетом новой геолого-геофизической информации.

Оценить эффективность модели возможно по показателю успешности скважин, пробуренных в указанный период.

Таблица 9 - Оценка эффективности сиквенс-модели

Год бурения	Скважина	Количество продуктивных объектов, подтвержденных испытаниями в изучаемом объекте
2014	X45	2
2015	X99	1
2016	нет	-
2017	X100	1
	X101	1
Результативность по модели в целом:		100%

Все скважины, пробуренные в период 2014-2017 годов, в изучаемом интервале дали промышленные притоки нефти и газа. Для дальнейшего изучения территории необходимо использовать данную модель строения резервуара. Предлагается построить сиквенс-стратиграфическую модель вышележащих отложений неокома (пласты БУ<sub>13-15</sub>) и нижележащих отложений (пласты БУ<sub>20</sub>), для того, чтобы иметь полное представление о строении резервуара и выявить возможные пропущенные объекты.

Характеристика прогнозных объектов, приведена по новым скважинам, законченным бурением и испытанием в 2017 году, которые были запланированы на последний вариант модели. Скважина X100 бурилась на перспективный объект, который относится к фациальной ассоциации конусов выноса. Скважина X101 – бурилась на объект в фациальной ассоциации предфронтальной зоны.

Фациальная ассоциация турбидитов (скважина X100, объект БУ19-2ач): керн, отобранный из прогнозного интервала, представлен массивным

песчаником с легко-улетучивающимся запахом УВ на скеле, характеристика по ГИС соответствует фациальной ассоциации турбидитов по данным анализа ФЕС и электрометрической модели: УЭС 120-170 Ом, Кп-19,7%, Кпр – 90мД (Рисунок 39). По данным испытаний в интервале получен приток нефти дебитом более 500 м<sup>3</sup>/сут.

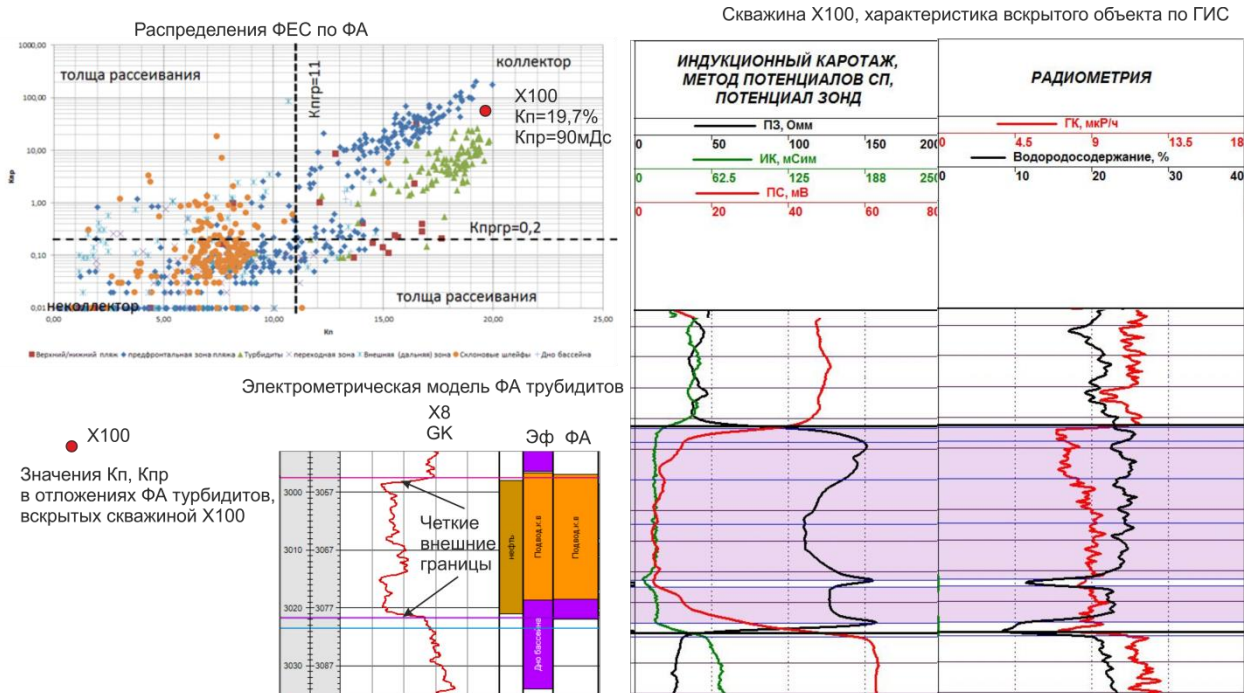


Рисунок 39 - Характеристика фациальной ассоциации турбидитов по скважине X100

Фациальная ассоциация предфронтальной зоны (скважина X101, объект БУ18-1): керн, отобранный из прогнозного интервала, представлен песчаником мелкозернистым, субгоризонтально-слоистым, за счет прослоев серого аргиллита, с выпотами нефти, характеристика по ГИС соответствует фациальной ассоциации предфронтальной зоны по данным ФЕС и электрометрической модели: УЭС 40-70 Ом, Кп – 12-13,5%, Кпр – 0,5 – 1 мД (Рисунок 40). По данным испытаний в интервале получен приток газоконденсата дебитом более 300 тм<sup>3</sup>/сут.

В результате изучения литолого-фациальных характеристик пластов с учетом лабораторных исследований керна получены данные, позволившие выделить несколько фациальных ассоциаций, складывающихся в закономерный ряд.

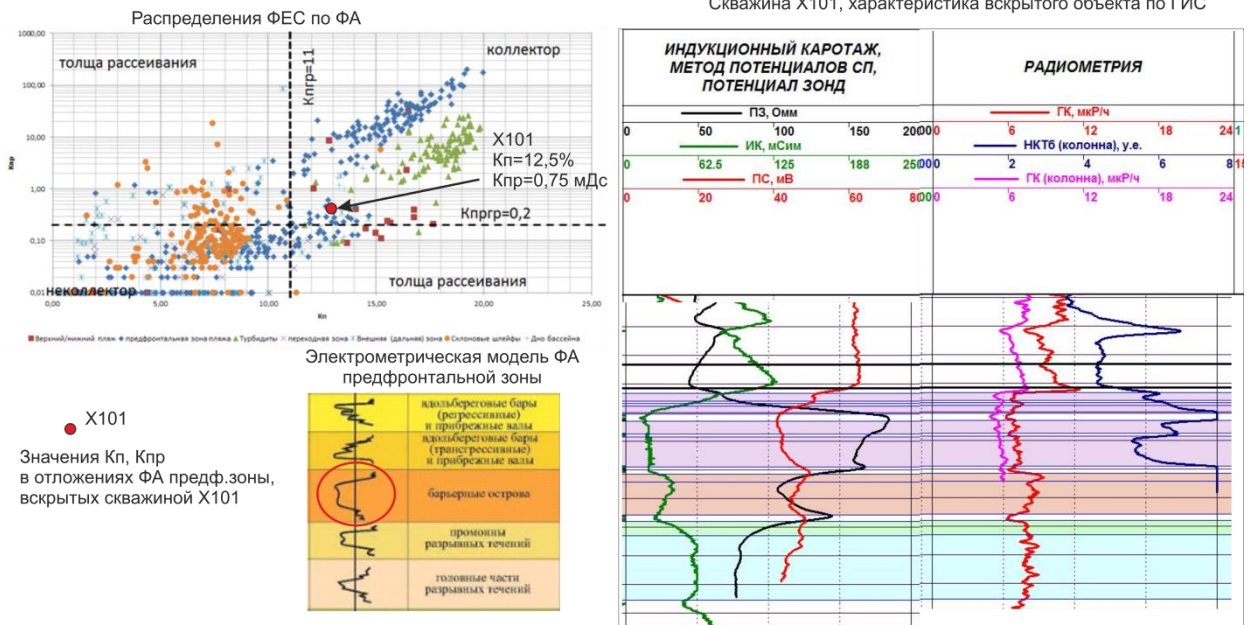


Рисунок 40 - Характеристика фациальной ассоциации предфронтальной зоны по скважине X101

Каждая фациальная ассоциация обладает характерным набором свойств пласта ( $K_p$ ,  $K_{пр}$ ). Данный ряд может быть задан как логическая последовательность в математической модели резервуара. В каждой скважине фациальные ассоциации выделены непрерывным блоком и представляют собой одномерное распределение для заданного интервала. Построенные карты фациальных ассоциаций с учетом атрибутивного анализа по данным сейсмики являются двумерной моделью заданного распределения.

С целью построения трехмерной модели полученная информация должна использоваться как исходная база данных. Межскважинное пространство и пространство между сейсмическими горизонтами с помощью инструментов интерполяции и заданной логической формулы может быть заполнено данными из фациального ряда. Подобный прогноз может использоваться с целью более точного определения параметров пласта ( $K_p$ ,  $K_{пр}$ ) и дальнейшего подсчета запасов уже открытых залежей в пределах изученного интервала. Трехмерные модели ФЕС позволят выполнить проект разработки открытых залежей.

## Заключение

В результате выполненной работы **основная задача** – спрогнозировать границы литологических ловушек решена в полном объеме, в период 2012-2017 годов все пробуренные скважины, запроектированные по рекомендации автора, дали промышленные притоки в исследуемом интервале.

Результат моделирования и прогноза внедрен в программу геолого-разведочных работ на период 2018-2023 гг. в пределах Восточно-Мессояхского лицензионного участка. Скорректированы точки заложения скважин.

С учетом полученного положительного опыта дальнейшие исследования в пределах Среднемессояхского участка направлены на создание сиквенс-стратиграфической модели выше- и нижележащих отложений. Это позволит достичь максимальных показателей приростов запасов нефти и газа со снижением затрат на изучение поисково-разведочным бурением.

Северный борт Среднемессояхского вала также исследуется с помощью предложенной методики – ограничением на этой территории является отсутствие в зоне развития клиноформ данных 3Д сейсморазведки. С учетом полученных данных на южном борту, в программу ГРП заложено проведение сейсморазведочных работ 3Д, после которых, через год запланировано бурение скважин на перспективные объекты, выделенные по данным 2Д. Положение скважин будет уточнено с использованием сиквенс-стратиграфической модели, построенной на данных 3Д.

Перспективным направлением исследования является подтверждение выявленных закономерностей ФЕС промысловыми данными после разбуривания объекта эксплуатационной сеткой.

**Библиографический список**

- 1) Алексеев, В.П. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология»/ В.П. Алексеев. -Екатеринбург: УГГГА, 2003. -147 с.
- 2) Ахияров, А.В. Оценка неоднородности терригенных отложений прибрежно-морского генезиса [электронный ресурс]/ А.В. Ахияров //Геология нефти и газа, -1997. -№ 10 –Режим доступа: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1997/10/Stat/stat06.html>
- 3) Барабошкин, Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары: Пособие по работе с керном/ Е.Ю. Барабошкин. – Тверь: ГЕРС, 2011. – 152 с
- 4) Бородкин, В.Н. Ачимовская толща - один из главных объектов стабилизации добычи углеводородного сырья на Севере Западной Сибири. / Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Попов Ю.Л., **Потапова Е.А.** // Тезисы докладов восьмой Всероссийской научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Муравленко Виктора Ивановича) Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского Мегабассейна (опыт, инновации), - 2012, - т.2, С. 10-12
- 5) Бородкин, В.Н.. Материалы к уточнению стратиграфической схемы берриас-нижнеаптских отложений ЗС с учетом клиноформного строения разреза / Бородкин В.Н., Курчиков А.Р.// Геология и геофизика. -2010. -№ 12. -т. 51. -С. 1631-1639
- 6) Бородкин, В.Н. Эволюция взглядов на стратификацию разреза неокома Западной Сибири / Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.-2011. -№1. - С. 7-19.
- 7) Бородкин, В.Н. Стратиграфо-корреляционная основа геологического моделирования нижнемеловых отложений

- Гыданской нефтегазоносной области севера Западной Сибири/ Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. –2014. -№ 3. -С. 4-12.
- 8) Бородкин, В.Н. Стратотип песчано-алевритовых пластов в разрезе берриас-валанжина Уренгойского нефтегазоносного района / Бородкин В.Н., Брехунцов А.М., Мельников В.М. // Труды ЗапСибНИГНИ. -1982. -Вып. 169. -С. 136-143.
- 9) Бородкин, В.Н. Гипостратотипический разрез песчано-алевритовых пластов группы БТ в разрезе нижнего неокома тазовского литофациального района / Бородкин В.Н., Нестеров И.И. (мл), Каримова Н.А. и др. // Горные ведомости. -2008. -№4. С.24-32
- 10) Бородкин, В.Н. Альбом залежей углеводородов ачимовского нефтегазоносного комплекса севера Западной Сибири в соответствии с упорядочением индексации пластов в государственном балансе запасов углеводородов: учебное пособие/ В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, И. В. Кислухин, А. В. Мельников. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 72 с.
- 11) Бородкин, В.Н. Предложения по уточнению схемы литолого-фациального районирования нижнемеловых отложений в пределах Гыданской нефтегазоносной области Западной Сибири / Бородкин В.Н., Курчиков А.Р.// Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. Научн. Конгр. (г. Новосибирск, 8-18 апреля 2014 г.): Междунар. Науч. Конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология»: Сб. материалов в 4 т. Т.1
- 12) Бородкин, В.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений в пределах Среднемессояхского вала и Большехетской впадины на Севере Западной Сибири / Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С.,

- Зарипов С.М.// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2011. -№7. –С 11-20.
- 13) Бородкин, В.Н. Моделирование геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности, нефтегазового потенциала ачимовского клиноформного комплекса Севера Западной Сибири: автореф. дис. ... док. геолог.- мин. наук: 25.00.12/ Бородкин Владимир Николаевич. – Тюмень, 2007. – 46 с.
- 14) Браун, А. Интерпретация 3Д сейсмических данных/ А. Браун. – Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists, 1990. – 514 с.
- 15) Бижу-Дюваль, Б. Седиментационная геология/ Б. Бюжу-Дюваль – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 704 с.
- 16) Вассоевич, Н.Б. Эволюция представлений о геологических фациях. М.; Л.: ВНИГРИ, 1948. С. 13-44. (Литологический сб.; Т. 1).
- 17) Гатина, Н.Н. Опыт применения сейсмоседиментологических исследований для картирования неантиклинальных ловушек на примере территории юго-восточного склона Среднемессояхского вала / Гатина Н.Н., Гаврилов С.С, Горбунова А.О., Ким О.О., Тихомиров Е.В. // Геология нефти и газа. -2015. -№3. – С. 14-21
- 18) Гришкевич, В.Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа: монография/ В.Ф. Гришкевич. -Тюмень: ИздатНаукаСервис, 2005. — 116 с.
- 19) Гурари, Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ Западно-Сибирской плиты (история становления представлений): монография/ Ф.Г. Гурари. – Новосибирск: СНИИГГмМС, 2003. - 141 с.
- 20) Жемчугова, В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем:

- учебное пособие / В. А. Жемчугова. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. - 344 с.
- 21) Закономерности формирования и распределения коллекторов углеводородов в нижнемеловых отложениях севера Западной Сибири / Танинская Н. В. [и др.] // Разведка и охрана недр. - 2016. - № 2. - С. 30-36.
  - 22) Закревский, К.Е. Геологическое моделирование клиноформ неокома Западной Сибири/ К.Е. Закревский, Н.В. Нассонова. - Тверь: ГЕРС, 2012. -С.11.
  - 23) Зорина, С.О. Основные направления и уровни секвенс-стратиграфических исследований в России и за рубежом / Зорина С.О., Жабин А.В.// Вестник ВГУ, Серия: Геология. -2010. -№ 2, - С83-93
  - 24) Изотова, Т.С. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики / Изотова Т.С., Денисов С.Б., Вендельштейн Б.Ю. – М.: Недра, - 1993. -176 с.
  - 25) Иванова, Л.Н. Принципиальная фациальная модель осадочного бассейна клиноформного типа / Л.Н. Иванова, Л.В. Лапина, М.В. Лебедев, Р.Б. Яневиц // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 7–11.
  - 26) Карагодин, Ю.Н. Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии/ Ю.Н. Карагодин. – Новосибирск: Гео, 2006. – Т. 1: Мел Западной Сибири. – 166 с.
  - 27) Карагодин, Ю.Н. Методологические вопросы литмологии и секвенс-стратиграфии / Ю.Н. Карагодин.// Геология и геофизика. - 1996. -Т.37. -№ 4. -С. 3–12.
  - 28) Карагодин, Ю.Н. Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов/ Ю.Н. Карагодин, Н.П. Запивалов - М.: Наука, 1990. - 224 с.



- 29) Карагодин, Ю.Н. Система понятий и терминов в седиментационной цикличности / Ю.Н. Карагодин. // В кн.: Теоретические исследования по терминологии седиментационной цикличности. – Новосибирск.: Наука, 1978. – с.7-53
- 30) Конторович, В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / Конторович, В.А. // Геология и геофизика. -2011. -т. 52 (8). -с. 1027—1050.
- 31) Корнев, В.А. Строение неокомских (берриас-барремский) клиноформных седиментационных комплексов ЗС по данным сейсмогеологического анализа / Корнев В.А., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл.) // Горные ведомости. -2011. -№9. -С. 42 – 58.
- 32) Корнев, В.А. Прогнозирование сложнопостроенных ловушек углеводородного сырья в клиноформных комплексах неоком-верхнеюрских отложений Большехетской впадины Западной Сибири на базе регионального сейсмогеологического анализа / Корнев В.А., Монастырев В.Б. и др. //Горные ведомости. -2009. - №4. -с.24-37
- 33) Корнев, В.А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным (на примере осадочного чехла Западной Сибири). / В.А. Корнев. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – 374 с.
- 34) Кулишкин, Н.М. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности Мессояхской гряды на Севере Западной Сибири / Кулишкин Н.М., Харахинов В.В., Шленкин С.И., Попова О.И., Коняев Д.Н., Андрейчик Ю.Б., Пантелеев А.В., Подойницин А.В. // Геология и минерально сырьевые ресурсы Сибири. -2012. - т.9. -№1. -с.39-48.
- 35) Курчиков, А.Р. Сейсмогеологическое картирование сейсмофациальных комплексов неокома в пределах Пур-Тазовской

- нефтегазоносной области / Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Попов Ю.Л. // Известия вузов. Нефть и газ. -2012. -№6. – С. 19 - 23.
- 36) Курчиков, А.Р. Оценка перспектив нефтегазоносности нижнемеловых и среднеюрских отложений в пределах Среднемессояхского вала и Большехетской впадины севера Западной Сибири / Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Зарипов С.М. // Материалы VII Всероссийской научно-технической конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна», к 100-летию Н.К. Байбакова. -2011. -с.202-204
- 37) Курчиков, А.Р. Состояние и структура ресурсной базы углеводородов нижнемеловых отложений Пур-Тазовской нефтегазоносной области севера Западной Сибири / Курчиков А.Р., Попов Ю.Л., Бородкин В.Н., Недосекин А.С., Вашурина М.В. // Известия вузов. Нефть и газ. -2014. -№1. –С20-28.
- 38) Крашенинников, Г.Ф. О понимании термина «фация» и его генетическом содержании / Крашенинников Г.Ф. // Бюл. Моск. О-ва испытателей природы. Отделение геол. -1968. -т. 3. -№2. -с. 3-15.
- 39) Крашенинников, Г.Ф. Учения о фациях. / Г.Ф. Крашенинников. – М.: Высшая школа, 1971. – 368 с.
- 40) Лебедев, М.В. Фациальные серии в осадочных бассейнах / Лебедев М.В. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2008. - № 3. – С.8-16.
- 41) Лебедев, М.В. К уточнению формулировки закона Головкинского–Вальтера / М.В. Лебедев // Тезисы докладов XIV Международной научно-практической конференции «Геомодель». – Геленджик, 2012. [Электронный ресурс]. -Режим доступа: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=624>

- 42) Лебедев, М.В. Фациальные несогласия в осадочных бассейнах / М.В. Лебедев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 10. – С. 62–68.
- 43) Максимов Е.М. Строение и условия формирования ачимовской толщи Западно-Варьеганского месторождения / Максимов Е.М., Тренин Ю.А., Романова Т.И. // Геология нефти и газа. -1991. – №2. – С. 12-16
- 44) Малеванная, Е.А. (Потапова Е.А.) Применение сейсмофациального анализа при изучении распределения коллекторов на примере месторождения Широкого Приобья / Малеванная Е.А. (Потапова Е.А.), Финогенова А.С. // Нефтяное хозяйство. -2011. - №4. -С. 33-35
- 45) Малярова, Т. Н. Сейсмофациальный анализ, как универсальное средство понимания строения резервуара / Малярова Т. Н.// Технологии сейсморазведки. -2007. -№2. –С79-87.
- 46) Малярова, Т.Н. Современные методы сейсмофациального анализа на реальных примерах / Малярова Т.Н., Иванова Н.А. //Тезисы докладов VIII международной научно-практической конференции Геомодель-2006. – 2006. –С136.
- 47) Маргулис, Л.С. Секвенсная стратиграфия в изучении строения осадочных чехлов [Электронный ресурс]/ Л.С. Маргулис // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т.3. - №3. – Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/2/37\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/37_2008.pdf)
- 48) Маринов, В.А. Биостратиграфия и условия формирования нижнего мела Малохетского структурно-фациального района (Западная Сибирь) / Маринов В.А., Злобина О.Н., Игольников А.Е., Могучева Н.К., Урман О.С. // Геология и геофизика. -2015. -т. 56. -№10. - С.1842-1853
- 49) Мельникова, В.М. Строение отложений осадочного чехла полуострова Гыдан и оценка перспектив его нефтегазоносности:

- Дис. ... канд. г-м. наук: 25.00.12/ Мельникова Марина Владимировна. –Тюмень: ТюмГНГУ, 2013 -169с.
- 50) Муромцев, В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа/ В. С. Муромцев. –М: Недра, 1984. -256 с.
- 51) Мясникова, Г.П. Волновая природа седиментационного процесса при формировании Западно-Сибирского бассейна/ Г.П. Мясникова, В.И. Шпильман, Лю Гочень // Тезисы докладов третьей научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – Ханты-Мансийск, 2017. – с.235-251
- 52) Наливкин, Д.В. Учение о фациях в 2-х т.: /Под ред. Д.В. Наливкина. -М.: АНСССР, 1956. – 534 с. (т. 1).
- 53) Наливкин, Д.В. Учение о фациях в 2-х т.: /Под ред. Д.В. Наливкина. -М.: АНСССР, 1956. – 393 с. (т. 2).
- 54) Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика. - 1977. - № 10. - С. 38-47.
- 55) Нежданов, А.А. Проблемные вопросы стратиграфии мезозоя Западной Сибири / Проблемы стратиграфии мезозоя Западно-Сибирской плиты (материалы к Межведомственному стратиграфическому совещанию по мезозою Западно-Сибирской плиты)/ под ред. Ф.Г. Гурари, Н.К. Могучевой. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – С.5-10.
- 56) Нежданов, А.А. Проблемы стратиграфии неокомских отложений / Нежданов А.А., Мельникова М.В// Сборник научных трудов ООО«ТюменьНИИгипрогаз»: 2011/ - Тюмень: Флат, -2011. - 224 с.
- 57) Нежданов, А.А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных/ Курс лекций для студентов специальностей 080400 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений

- полезных ископаемых” и 080500 «Геология нефти и газа». - Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. - 133 с.
- 58) Пейтон, Ч. Сейсмическая стратиграфия: в 2т./ под ред. Ч. Пейтон. –М: Мир, 1982. -374 с (т.1).
- 59) Петтиджон, Ф.Д. Осадочные породы. / Ф.Д. Петтиджон. – М.: Недра, 1981. – 751 с.
- 60) Петров, К.К. Подводные ландшафты: теория, методы исследования/ К.К. Петров. – Л.: Наука, 1989. - 126 с.
- 61) **Потапова Е.А.** Способы улучшения результатов сейсмофациального анализа при геометризации залежей в карбонатных коллекторах / Потапова Е.А.// Проблемы развития нефтяной и газовой промышленности Сибири: Сборник тезисов докладов XVII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза. -2012. -С 48-50
- 62) **Потапова, Е.А.** Анализ и принципы унификации терминологии при построении литолого-фациальной карты пласта дельтового генезиса / Потапова Е.А. // Нефтяное хозяйство. - 2014. - №2. - С. 100-104
- 63) **Потапова, Е.А.** Анализ факторов, влияющих на нефтегазоносность тектонических блоков Среднемессояхского вала / Е.А. Потапова, Л.А. Дубровина, Ю.В. Лошаченко // Тезисы докладов XIX международной научно-практической конференции Геомодель-2017. – Геленджик, 2017. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=43824>
- 64) **Потапова, Е.А.** Выделение ловушек литологического типа пласта БУ15 в пределах Восточно-Мессояхского лицензионного участка на основе литолого-фациального анализа/ Е.А. Потапова, Л.А. Дубровина// Нефтяное хозяйство. - 2014. - №1. - С. 30-32

- 65) **Потапова, Е.А.** Решение задачи построения литолого-фациальной карты в пределах юго-восточного склона Среднемессояхского вала с целью прогноза перспективных объектов/ Потапова Е.А. // Международная научная конференция "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология" СГУГиТ/ИНГГ СО РАН. Новосибирск. 27-30 апреля 2015 г.
- 66) **Потапова Е.А.** Проблемы стратификации отложений неокома в пределах Среднемессояхского вала и сопредельных территорий севера Западной Сибири. / Е.А. Потапова, А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. - №12. С. 4-14
- 67) **Потапова Е.А.** Типизация отложений пластов БУ15-20 в пределах Среднемессояхского вала на основе петрофизического анализа керн и фациального анализа с целью прогноза наличия коллектора. / Е.А. Потапова // Нефтепромысловое дело. – 2017. - №11. – С. 5-13
- 68) **Потапова, Е.А.** Реализация сиквенс-стратиграфического подхода для уточнения корреляции клиноформных пластов группы БУ на юго-восточном склоне Среднемессояхского вала / Потапова Е.А.// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2015. -№7. -С. 22-29.
- 69) Пухарев, В.А. Применение классификационных алгоритмов при седиментологическом моделировании / Пухарев В.А., **Потапова Е.А.**, Малиновская О.И. // Нефть и газ. Oil&Gas Journal Russia. - 2012. -№1. -С.55-59.
- 70) Расчленение стратотипических и гипостратотипических разрезов мезозоя Западной Сибири, принятое на совещании по вопросам корреляции и индексации продуктивных пластов мезозойских отложений Тюменской области (20-21 февраля 1986 г.)

- 71) Рейнек, Г.-Э., Сингх, И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков)/ Г.-Э. Рейнек, И.Б. Сингх.– М.: Недра , 1981. -439 с. Пер. изд.: ФРГ, США, 1975
- 72) Рединг, Х.Г., Коллинсон, Д.Д. Обстановки осадконакопления и фации: в 2-х т.: Пер. с англ./Под ред. Х. Рединга. -М.: Мир, 1990. – 351 с. (т. 1).
- 73) Рединг, Х.Г., Коллинсон, Д.Д. Обстановки осадконакопления и фации: в 2-х т.: Пер. с англ./Под ред. Х. Рединга. -М.: Мир, 1990. – 384 с. (т. 2).
- 74) Решение 5-го Межведомственного Регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-сибирской равнины. –ЗапСибНИГНИ. –Тюмень. -1991, - 53 с.
- 75) Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. –Новосибирск. -2004.
- 76) Розбаева, Г.Л. Обоснование поверхностей несогласия по данным керна и каротажа в задаче геомоделирования / Розбаева Г.Л., Евдощук А.А., Белкина В.А. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2013. -№2. - С.21-25.
- 77) Розбаева, Г.Л. Детальная литолого-фациальная модель отложений нижнехетской свиты в Сузунском НГР (Западная Сибирь): автореф. дис. ... канд. геолог.- мин. наук: 25.00.12 / Розбаева Галина Леонидовна. – Тюмень, 2014. – 16 с.
- 78) Романовский, С.И. Седиментологические основы литологии / С.И. Романовский. -Л.: Недра, 1977. – 408 с.
- 79) Рухин, Л.Б. Основы общей палеогеографии. 2-е издание / Л.Б. Рухин. – Л.: Гостоптехиздат, 1962, - 259 с.

- 80) Селли, Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. -М.: Недра, 1989. – 370 с.
- 81) Стратиграфо-корреляционная основа построения региональной сейсмогеологической модели неокомских шельфовых и клиноформных отложений севера Западной Сибири / В.Н. Бородкин, Н.П. Дещеня, И.И. Нестеров (мл.), П.В. Пенягин, Н.А. Каримова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003, № 4-5, с. 34-40.
- 82) Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности/ Под. Ред. Н.Н. Ростовцева. - Л.: Недра. -1978. -183 с.
- 83) Страхов, Н.М. Основы теории литогенеза: в 2-х т./ Н.М. Страхов. – М.: АН СССР, 1960 – 212 с. (т. 1).
- 84) Страхов, Н.М. Развитие литогенетических идей в России и СССР/ Н.М. Страхов. –М.: Наука, 1971 – 622 с.
- 85) Трофимук, А.А. Общетеоретические и методологические вопросы основных направлений и задач исследования геоцикличности. Геоцикличность / А.А. Трофимук, Ю.Н.Карагодин. – Новосибирск: АН СССР, 1976 – с. 9-15
- 86) Трушкова, Л.Я. Проблемы региональной стратиграфии на стадии высокой степени изученности недр в Западной Сибири и пути их решения / Трушкова Л.Я., Игошкин В.П.// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2009. - №7. – С.16-25.
- 87) Ханин, А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение/ А.А. Ханин. –М.: Недра, 1969. -368 С.
- 88) Харахинов, В.В. Мессояхский порог – уникальный нефтегазогеологический объект на Севере Сибири / Харахинов В.В., Кулишкин Н.М., Шленкин С.И. // Геология нефти и газа. — 2013. — №5 . — С. 36-50



- 89) Хитров, А.М. Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре: методическое руководство/А.М. Хитров, В.Д. Ильин, П.Т. Савинкин. -М.: МПР РФ, МЭ РФ, ВНИГНИ, 2002. -63 с.
- 90) Чернова, О.С. Основы геологии нефти и газа: Учебное издание/ О.С. Чернова. –Томск: ЦППС НД ТПУ, 2010. -396 с.
- 91) Чернова, О.С. Седиментология резервуара: Учебное пособие по короткому курсу/ О.С. Чернова. – Томск: ЦППС НД ТПУ, 2009. - 250 с.
- 92) Чухланцева, Е.Р. Комплексование методов литофациального и геолого-геофизического моделирования в целях геометризации верхнесеноманских залежей мессояхской зоны нефтегазоаккумуляции: автореф. дис. ... канд. геолог.- мин. наук: 25.00.16/Чухланцева Елена Рафиковна. – Томск, 2016. – 22 с.
- 93) Шиманский, В.В. Прогноз коллекторов в отложениях ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны в связи с моделью их седиментации / Шиманский В.В., Бородкин В.Н. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. -2003. №4-5. - С.18-24.
- 94) Шиманский, В.В. Закономерности формирования и распространения ачимовских песчаников в осевой зоне неокомского морского бассейна седиментации/ Шиманский В.В., Брехунцов А.М. // В сб.: Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск. -2001. -С. 141-148.
- 95) Шиманский, В.В. Литологические резервуары в клиноформах неокома Западной Сибири — резерв прироста запасов углеводородов / Шиманский В.В., Трушкова Л.Я. // Разведка и охрана недр. -2000. -№6. - С.28-33
- 96) Шлезингер А.Е. К оценке новых методических приемов секвенс-стратиграфического анализа / Шлезингер А.Е., Гладенков Ю.Б.,

- Захаров В.А // Стратиграфия. Геол. корреляция. -2006. -Т. 14. -№ 6.  
-С. 117–120
- 97) Galloway, W.E. Genetic stratigraphic sequences in basin analysis I: architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units/ W.E. Galloway. -AAPG Bull, 1989. – P. 125-142
- 98) Gressly, A. Observation geologiques Sur Le Jura Soleurois/ A. Gressly. – N. Denkschr. Alg. Schweiz. Ges. Naturf., Bd2, 1838. Bd14, 1840. Bd5, 1841. -349 p.
- 99) Catuneanu. O. Principles of sequence stratigraphy/ O. Catuneanu. – Amsterdam: Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Alberta, 2006. - 375 p.
- 100) Catuneanu, O., Abreu, V., Bhattacharya, J.P., Blum, M.D., et al. Towards the standardization of sequence stratigraphy // Earth-Science Reviews. 2009. Vol. 92. P. 1–33.
- 101) Kamal Hami-Eddine\*, Pascal Klein, Loic Richard, Paradigm «Well facies based supervised classification of prestack seismic: application to a turbidite field» 79th Society of Exploration Geophysicists International Exposition and Annual Meeting 2009 (SEG Houston 2009).
- 102) Manuel Poupon\*, Flagship Geosciences, Houston, Kostia Azbel, CGGGeoscience, Houston, and George Palmer, GeoNexus Corp., Calgary. «Finding channel sands with seismic facies analysis and lithoseismic modeling» Oil and Gas Journal March 1999 edition of Offshore Magazine.
- 103) Pemberton, S.G. Lithology and sedimentology of shallow to marginal systems: Short Course Volume 15/ S.G. Pemberton, M. Spila, A.J. Pulham, et al. – Canada: Geological Association of Canada, 2001. -343 p.
- 104) Philip Neri «Revolutionary software for seismic analysis» World Oil Magazine, May 1997.

- 105) Plint A. G., and Nummedal D. The falling stage systems tract: recognition and importance in sequence stratigraphic analysis. In *Sedimentary Response to Forced Regression* (D. Hunt and R. L. Gawthorpe, Eds.), pp. 1–17. Geological Society of London Special Publication 172, 2000
- 106) Posamentier H.W., Vail P.R. Eustatic controls on clastic deposition II – sequence and systems tract models//The society of economic Paleontologist and Mineralogist, *Sea-Level Changes – An integrated Approach*. SEPM Special Publication №42, 1988
- 107) Posamentier, H. W., and Allen, G. P. Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications. *SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology* №. 7, p. 210, 1999
- 108) Serra O. & ABBOTT H. – The contribution of logging data to sedimentology and Stratigraphy. 55th Ann. Fall Techn. Conf. SPE of AIME paper SPE 9270, and in *SPE J.*, Feb. 1982

## Фондовая литература

- 109) Агалаков, С.Е. Мониторинг сейсмогеологических моделей Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского лицензионных участков, оперативная оценка запасов, разработка рекомендаций к планам ГРП: отчет о НИР/ Агалаков С.Е., Найденов Л.Ф. **Потапова Е.А.**, Дубровина Л.А., Обласова Л.В., Волков В.М. и др. -Тюмень: ООО «ТННЦ», 2012. -110 с.
- 110) Агалаков, С.Е. Мониторинг сейсмогеологических моделей Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского лицензионных участков, оценка ресурсов, разработка рекомендаций к планам ГРП: отчет НИР/ Агалаков С.Е., **Потапова Е.А.**, Розбаева Г.Л., Дубровина Л.А., Обласова Л.В., Волков В.М. и др. -Тюмень: ООО «ТННЦ», 2013 . -120 с.
- 111) Агалаков, С.Е. Аналитическое сопровождение программы ГРП на Восточно-Мессояхском и Западно-Мессояхском месторождениях: отчет о НИР/ Агалаков С.Е., **Потапова Е.А.**, Розбаева Г.Л., Дубровина Л.А., Обласова Л.В., Волков В.М. и др. -Тюмень: ООО «ТННЦ», 2014. -85 с.
- 112) Агалаков, С.Е. Аналитическое сопровождение программы ГРП по Восточно-Мессояхскому и Западно-Мессояхскому месторождениям: отчет о НИР/ Агалаков С.Е. , **Потапова Е.А.**, Розбаева Г.Л., Дубровина Л.А., Обласова Л.В., Волков В.М. и др. - Тюмень: ООО «ТННЦ», 2015. -96 с.
- 113) Агалаков, С.Е. Создание интегрированной сейсмогеологической модели неокома на территории Большехетского проекта и прилегающих к нему территорий с целью прогноза ловушек углеводородов: отчет о НИР/ Агалаков С.Е, Нечаева Е.Е., **Потапова Е.А.** и др. -Тюмень: ООО «ТННЦ», 2012. -120 с.
- 114) Агалаков, С.Е. Зональный геологический проект поисков и разведки Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений:

- отчет о НИР/ Агалаков С.Е., Сметанин А.Б., Сафонов В.Г., Беспалова С.Н., Деревягин А.А., Хатту О.А., Култышева О.Г., Андреева М.А., Глазунова З.П., Назарова О.А., Вяльцева Г.А. и др., -Тюмень: ОАО «Недра-аудит», 2006. -156 с.
- 115) Балдин, В.А. Оценка перспектив нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского прогиба (Енисей-Пясинское междуречье): отчет о НИР/ Балдин В.А., Цветкова И.В., Селивантеева С.В. –Уфа: ООО НПЦ «Геостра», 2014. -257 с.
- 116) Игошкин, В.П. Оценка перспектив нефтегазоносности левобережья р. Енисей территории Танамского и Дерябинского нефтегазоносных районов: отчет о НИР/ Игошкин В.П., Кузнецова М.С., Лютова Т.Л., Новоселова О.А. и др., -Тюмень: ООО «НППГМ «Геосейс», 2014, -294 с.
- 117) Касаткин, В.Е. Подсчет геологических запасов нефти, газа и конденсата, технико-экономическое обоснование КИН и КИК Восточно-Мессояхского месторождения: отчет о НИР/ Касаткин В.Е. Лагутина С.В., Толстых Е.Н. и др. –Тюмень: ООО «Газпромнефть НТЦ», 2011 г. -900 с.
- 118) Конторович, А.Э. Комплексный научный анализ геолого-геофизических материалов по юго-западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, исследование кернового материала с целью прогноза нефтегазоносности, определения основных направлений освоения территории, экономической оценки эффективности проекта (9 книг в 15-ти томах, в 4-х папках): отчет о НИР/ Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Ершов С.В. и др. -Новосибирск, Красноярск: ИНГГ СО РАН, ФГУП СНИИГГиМС, ЗАО «КРАСНОЯРСКГЕОФИЗИКА», 2008. -1105С.
- 119) Козубовская, И.Г. Создание Сейсмогеологической модели осадочного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы в пределах

- северных районов ЯНАО: отчет о НИР/ Козубовская И.Г. и др.- Тюмень: ООО «ЛНТНГ «Петрограф», 2007. – 229 с.
- 120) Кулишкин, Н.М. Прогнозирование зон распространения коллекторов и их свойств в интервалах меловых и юрских отложений с сейсмической синхронной инверсией и комплексной интерпретацией сейсмических данных объединенных 3d сейсмических съемок на Восточно-Мессояхской площади (сп 01/09-10 и сп 01/11-1 – 620 км) в границах Восточно-Мессояхского лицензионного участка в 2012: отчет о НИР/ Кулишкин Н.М. и др., -Тверь: ООО Славнефть-НПЦ, 2012. -150 С.
- 121) Самсонов, Б.В. Выполнение комплекса геохимических методов на Восточно-Мессояхском месторождении в 2013 г.: отчет о НИР/ Самсонов Б.В., Писакина Т.Л., Делюсин В.Н. и др. –Санкт-Петербург.: ООО «ГеоПрогноз», 2013г. -117 С.
- 122) Сокол, И.Д. Переобработка и комплексная интерпретация региональных профилей МОГТ и материалов ГИС с целью уточнения сейсмогеологической модели строения меловых и верхнеюрских отложений Большехетской зоны (в 3-х книгах): отчет о НИР/ Сокол И.Д и др. –Лабытнанги: ОАО «Ямалгеофизика», 2006 г. -408С.
- 123) Филиппович, Ю.В. Литолого-фациальный анализ по основным резервуарам юры и мела Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского месторождений: отчет о НИР/ Филиппович Ю.В., Захарова О.А., Чухланцева Е.Р. и др. – Санкт-Петербург.: ООО «Газпром нефть НТЦ», 2011 г. - 172 С.

## Список иллюстраций

Рисунок 1 Обзорная схема района работ на тектонической основе (фрагмент карты под ред. И.И. Нестерова, 1990 г.) .....	13
Рисунок 2 Схема изученности территории сейсмическими и скважинными данными.....	16
Рисунок 3 Выкопировка из схемы литолого- фациального районирования Уренгойско-Пурпейский район (Уренгойский подрайон).....	18
Рисунок 4 Сопоставление местных стратиграфических подразделений .....	19
Рисунок 5 Корреляция реперных пачек глин по скважинам .....	25
Рисунок 6 Схема расположения изучаемой территории относительно ЛФР с вынесенными линиями региональных сейсмических профилей, схемы корреляции .....	27
Рисунок 7 Условная граница раздела Уренгойского ЛФПР и Тазовского ЛФР на сейсмическом разрезе .....	28
Рисунок 8 Палеогеографические схемы клиноформного комплекса на изучаемой территории .....	30
Рисунок 9 Палеорельеф на момент начала формирования ачимовской части подсамотлорского комплекса (dt Н4 –Н4-20 в пределах 3D) .....	32
Рисунок 10 Изученность керном группы пластов БУ <sub>16-20</sub> в скважинах .....	34
Рисунок 11 График зависимости Кп/Кпр для пластов БУ <sub>16-20</sub> .....	38
Рисунок 12 Шкала терминологии для фациального анализа отложений мелководного генезиса [62].....	50
Рисунок 13 Система классификации морской обстановки осадконакопления по данным ООО "Газпром нефть НТЦ" [123] .....	51
Рисунок 14 Электрометрические образы конусов выноса, характерные для южного борта Среднемессояхского вала.....	52
Рисунок 15 Концептуальная модель формирования отложений и фациальный ряд [67].....	62
Рисунок 16 График зависимости Кп/Кпр для группы пластов БУ <sub>15-20</sub> [67] .....	74
Рисунок 17 Фациальное разделение внутри ФА предфронтальной зоны пляжа на основе данных Г.-Э Рейнека, И.Б. Сингх (рис.501 [71]) .....	75
Рисунок 18 Типизация отложений фациальной ассоциации предфронтальной зоны пляжа .....	76
Рисунок 19 Характеристика ФА мелководно-морских отложений .....	78
Рисунок 20 Характеристика ФА глубоководных отложений .....	79
Рисунок 21 Прогноз ФА по данным ГИС с учетом керна. Электрометрические образы кривых для фациальных зон мелководно-морских, морских и глубоководно-морских отложений.....	80

Рисунок 22 Концептуальная модель по данным ГИС .....	81
Рисунок 23 Сиквенс-стратиграфическая модель: А) Фациальные ряды системных трактов, входящих в единый сиквенс. (по данным Cotuneanu, 2006 [99] с дополнениями и изменениями); Б) разработка сиквенс-модели по скважинам .....	83
Рисунок 24 Пример выделения сиквенс-стратиграфических границ на разрезе: а) траверс по сейсмическим данным 3Д б) схема расположения композитного профиля .....	86
Рисунок 25 Пример фиксации границы субаэральной эрозии (условные обозначения на Рис. 23) .....	88
Рисунок 26 Корреляция разрезов скважин по профилю X6-X24-X5-X4, сиквенс 1.....	92
Рисунок 27 Проблема различных уровней ВНК пласта БУ16 (расположение профиля аналогично сейсмическому разрезу на рисунке 24 б) .....	95
Рисунок 28 Корреляция разрезов скважин по профилю X9-X7-X5-X4-X9, граница LST/HST/TST .....	96
Рисунок 29 3Д проекция построенных структурных карт с подложкой структурной карты верхней юры.....	98
Рисунок 30 Структурный каркас в крест простирания пластов. Выклинивание вблизи Среднемессояхского вала .....	99
Рисунок 31 Пример выделения границы литологических экранов по сейсмическим данным по пласту БУ <sub>16-0</sub> (LST) .....	103
Рисунок 32 Границы литологических экранов в зоне турбидитов по сейсмическим данным по пласту БУ <sub>19-2ач</sub> .....	105
Рисунок 33 Выделение перспективных объектов пласта БУ <sub>16-0</sub> . Карта уточненных ФА .....	107
Рисунок 34 Выделение перспективных объектов пласта БУ <sub>16</sub> . Карта уточненных ФА .....	108
Рисунок 35 Выделение перспективных объектов пласта БУ <sub>18-1</sub> . Карта уточненных ФА .....	109
Рисунок 36 Выделение перспективных объектов пластов БУ <sub>19-1ач</sub> , БУ <sub>19-2ач</sub> . Карта уточненных ФА .....	110
Рисунок 37 Схема прогнозных объектов пластов БУ <sub>16-19</sub> .....	111
Рисунок 38 Сейсмический разрез через рекомендуемую скважину 1 .....	112
Рисунок 39 Характеристика фациальной ассоциации турбидитов.....	114
Рисунок 40 Характеристика фациальной ассоциации предфронтальной зоны по скважине X101 .....	115



### Список таблиц

Таблица 1 Сопоставление комплексов органических остатков в пределах литолого-фациальных районов и в изучаемых скважин.....	22
Таблица 2 Соответствие пластов из отчетов и публикаций разных лет, относительно маркирующих горизонтов из «стратиграфических схем» [74, 75].....	23
Таблица 3 Минералогический состав пород по скважинам группы пластов БУ <sub>16-22</sub> .....	36
Таблица 4 Интервалы значений Кп и Кпр для пластов БУ <sub>16-22</sub> .....	37
Таблица 5 Фациальные обстановки группы пластов БУ <sub>16-22</sub> прибрежно-морского генезиса [67].....	69
Таблица 6 Распределение ФЕС по ФА [67].....	73
Таблица 7 Основные сокращения, используемые для обозначения границ и системных трактов .....	82
Таблица 8 Соотношение фациальных рядов системных трактов и фациальных ассоциаций .....	84
Таблица 9 Оценка эффективности сиквенс-модели .....	113