

ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт наук о Земле

*АБДУЛИНА Вероника Ринатовна*

Выпускная квалификационная работа

**СОЗДАНИЕ КОНЦЕПТУАЛЬНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТОВ  
ГРУППЫ ТП<sub>1-3</sub> ТАНОПЧИНСКОЙ СВИТЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ЗД ГЕОЛОГИЧЕСКОГО  
МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ**

Уровень образования: магистратура

Направление *21.04.01 «Нефтегазовое дело»*

Основная образовательная программа: *ВМ.5780.2020*



Научный руководитель:

Кандидат геолого-минералогических наук

Доцент кафедры Геофизика

Буторин Александр Васильевич



Научный консультант:

Эксперт Блока Интегрированных решений, «Заполярье»

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Кунцевич Мария Александровна

Рецензент:

Руководитель направления

Блока Интегрированных решений, «Заполярье»

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Иголина Мария Владимировна

## ОГЛАВЛЕНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	3
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	5
<b>1. ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....</b>	<b>7</b>
1.1 ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИЙ ОЧЕРК.....	7
1.2 ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ.....	9
1.3 СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА .....	12
1.4 ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ .....	36
1.5 ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РАЙОНА РАБОТ .....	40
1.6 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С.....	42
<b>2. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....</b>	<b>44</b>
2.1 ОСНОВЫ СИКВЕНС-СТРАТИГРАФИИ.....	44
2.2 СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКОЙ АНАЛИЗ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА. ОБСТАНОВКИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ. ЭЛЕКТРОФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ.....	51
2.3 СТРАТИФИКАЦИЯ ИНТЕРВАЛА РАЗВИТИЯ ПЛАСТОВ. РАССМОТРЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ СЦЕНАРИЕВ .....	72
2.4 ОБОСНОВАНИЕ ФЛЮИДАЛЬНЫХ КОНТАКТОВ С УЧЕТОМ КОНЦЕПТУАЛЬНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.....	81
2.5 ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНОГО КАРКАСА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ 3Д МОДЕЛИ .....	89
2.6 ФАЦИАЛЬНОЕ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ .....	92
2.7 ПОДСЧЁТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ ПРИ РАЗЛИЧНОЙ СТРАТИФИКАЦИИ РАЗРЕЗА СКВАЖИН.....	98
ВЫВОДЫ .....	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	102

## АННОТАЦИЯ

Настоящая работа посвящена созданию методики стратификации разреза пластов ТП1-3 танопчинской свиты месторождения С., расположенного на северо-востоке полуострова Ямал. Ключевым примененным принципом стратиграфического расчленения разреза стало использование подходов сиквенс-стратиграфии, увязанных со знаниями об особенностях смен обстановок осадконакопления и общих геологических данных участка (литология, характер насыщения). Подобный интегрированный подход к выделению стратиграфических отбивок позволил наиболее корректно выделить стратиграфические границы и более обоснованно посчитать запасы углеводородов.

Объём работы – 103 страницы. Работа состоит из 13 глав, написанных на основе 15 источников литературы. В работу включено 53 иллюстраций, 4 таблиц.

**Ключевые слова:** сиквенс-стратиграфия, концептуальное геологическое моделирование, 3Д геологическое моделирование, подсчёт запасов.

## ABSTRACT

This work is devoted to the creation of a technique for stratifying the section of the TP1-3 formations of the Tanopchinskaya suite of the S. field, located in the northeast of the Yamal Peninsula. The key applied principle of the stratigraphic subdivision of the section was the use of sequence stratigraphy approaches, linked to knowledge about the features of changes in sedimentation environments and general geological data of the site (lithology, saturation nature). Such an integrated approach to the selection of stratigraphic tops made it possible to most correctly identify stratigraphic boundaries and more reasonably calculate hydrocarbon reserves.

The volume of work is 103 pages. The work consists of 13 chapters based on 15 literature sources. The work includes 53 illustrations, 4 tables.

**Key words:** sequence stratigraphy, conceptual geological modeling, 3D geological modeling, reserves estimation.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ГВК – газовойдяной контакт  
ГИС – геофизические исследования скважин  
ГМК – газоконденсатное месторождение  
ЛУ – лицензионный участок  
МОВ ОГТ – метод отражённых волн в модификации общей глубинной точки  
МОГТ – метод общей глубинной точки  
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение  
РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин  
рис. – рисунок
- СЗ МОВ – сейсмозондирование методом отражённых волн  
СП – совместное предприятие  
ТП – танопчинская свита  
УВ – углеводороды  
шт. – штуки  
APS – нормированное значение самопроизвольной поляризации  
Bay/L – Болото/Фация глинисто-алевролитовых осадков маршей
- DCh – Канал дельты  
DF – Фронт дельты  
DGK – нормированный гамма-каротаж  
HST – Highstand Systems Tract (тракт высокого стояния)  
LST – Lowstand Systems Tract (тракт низкого стояния уровня)  
MFS – Maximum Flooding Surface (поверхность морского затопления)  
SB – Sequence Boundary (граница сиквенса)  
TS – Transgressive Sequence (трансгрессивная поверхность)  
TST – Transgressive Systems Tract (трансгрессивная система трактов)

## ВВЕДЕНИЕ

Для пластов континентального и дельтового генезиса ключевой проблемой на этапе геологического моделирования является корректное разделение на пласты, являющиеся отдельными гидродинамически не сообщающимися объектами. Применение методик сиквенс-стратиграфического анализа, особенностей смен обстановок осадконакопления для обоснования положения стратиграфических границ в едином интегрированном алгоритме является наиболее актуальным подходом к стратификации разреза скважин.

*Целью* работы стала выработка методики скважинной корреляции с применением основ сиквенс-стратиграфического анализа, особенностей смен обстановок осадконакопления для обоснования положения стратиграфических границ пластов танопчинской свиты (пласты группа ТП1-3).

Данная цель определила следующие *задачи*:

- 1) Сбор и анализ литературы по тематике сиквенс-стратиграфии;
- 2) Сбор и анализ литературы по региональному геологическому строению региона работ, палеогеографии аптского возраста (танопчинская свита), особенностей обстановок осадконакопления перспективного интервала пластов группы ТП;
- 3) Макроскопическое описание кернового материала интервала пластов с целью определения обстановок осадконакопления продуктивных пластов;
- 4) Электрофациальный анализ разрезов скважин по данным ГИС, построение концептуальных карт строения ключевых пластов;
- 5) Стратиграфическое расчленение скважинных данных на продуктивные пласты (38 скважин) с учетом данных РИГИС (литология, характер насыщения);
- 6) Создание альтернативной модели стратиграфического разбиения (без учета принципов сиквенс-стратиграфического анализа строения интервала разреза);
- 7) Обоснование флюидальных контактов, обоснование наличия блоков с различным положением флюидальных контактов для обеих созданных моделей стратификации разреза продуктивных горизонтов ТП1-3;
- 8) Геологическое 3Д моделирование пластов, подсчет запасов;
- 9) Анализ влияния на объем запасов различных подходов к стратиграфическому делению на пласты.

*Объектом* исследования является месторождение С. (пласты группы ТП1-3), расположенное в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской

области Российской Федерации, в северной части Западно-Сибирской равнины на северо-востоке полуострова Ямал.

*Предмет исследования:* подходы к стратиграфической корреляции пластов континентального и дельтового (переходного) генезиса для целей построения концептуальной и геологической 3Д модели.

*Актуальность:* Концептуальная и геологическая 3Д модель – это результат обобщения всей имеющейся геолого-геофизической информации для решения задач разведки и разработки УВ. Основа для планирования и понимания геологической перспективы – представление о седиментологической и тектонической истории формирования целевого горизонта, увязанное со всей прямой и косвенной геолого-геофизической информацией. Применение методик сиквенс-стратиграфического анализа, особенностей смен обстановок осадконакопления в едином интегрированном алгоритме для обоснования положения стратиграфических границ является наиболее актуальным подходом к стратификации разреза скважин для продуктивных пластов континентального и дельтового (переходного) генезиса.

*Защищаемые положения:*

1. Совместное, взаимосвязанное применение методики сиквенс-стратиграфического анализа, особенностей смен обстановок осадконакопления и общих геологических данных участка (литология, характер насыщения) позволяет наиболее корректно выделить стратиграфические границы и более обоснованно посчитать запасы.
2. Применение методики сиквенс-стратиграфии при стратификации скважин оказывает значительное влияние на результирующие геологические запасы месторождения.

## 1. ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 1.1 ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИЙ ОЧЕРК

Исследуемое месторождение С. расположено в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области Российской Федерации, в северной части Западно-Сибирской равнины на северо-востоке полуострова Ямал.

Полуостров Ямал с востока омывается Обской губой, с запада – Карским морем. Полуостров представляет собой в разной степени расчленённую равнину, на которой образовано множество болот и озёр. На полуострове Ямал существует густая сеть рек, большинство которых относятся к бассейну Карского моря, а реки на восточной части полуострова – к бассейну Обской губы. Широко распространена многолетняя мерзлота, которая оказывает влияние на современные геологические процессы. Суровый климат полуострова обусловлен расположением региона за Полярным кругом и влиянием арктического морского бассейна. На территории полуострова открыто несколько крупных месторождений углеводородов, в связи с чем основой экономики региона в ближайшем будущем будет нефтегазодобывающая промышленность (рис. 1) (Шишкин и др., 2015).

На северо-востоке полуострова Ямал в 610 км к северо-востоку от г. Салехард находится газоконденсатное месторождение (ГКМ) С. (рис. 1). Месторождение приурочено к локальному поднятию одноимённого названия Ямала-Гыданской нефтегазовой области Западно-Сибирской нефтегазовой провинции.

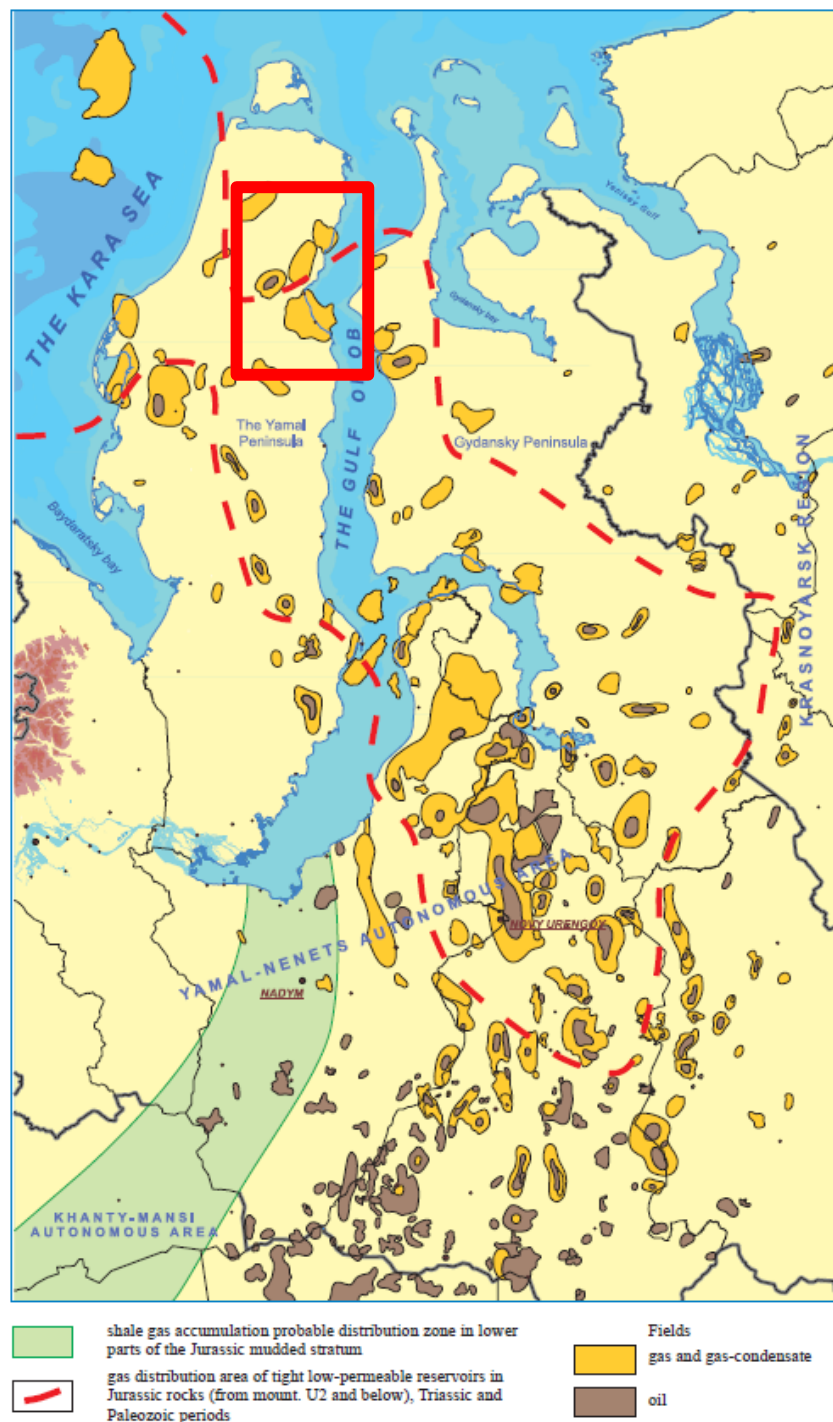


Рисунок 1. Карта распределения залежей нефти и газа северной части Западной Сибири (красной рамкой выделена северо-восточный часть полуострова Ямал, где находится ГКМ С.) (Skorobogatov, 2014)



## 1.2 ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ

Территория полуострова Ямал изучена неравномерно. Первая геологическая карта региона масштаба 1:1000000 была составлена в 1959 г. под редакцией В.Н. Соколова. В середине 60-х годов на юго-востоке Ямала открыто первое крупное нефтегазоконденсатное месторождение Новопортовское. Это событие повлекло увеличение количества геологоразведочных работ на полуострове. Благодаря этому, в 70-х годах разведаны такие месторождения углеводородов, как Бованенковское, Харасавэйское, Крузенштерновское и многие другие. В 80-х годах изучены литологический состав, инженерно-геологические и криогенные свойства верхней части разреза (Шишкин и др., 2015).

В 1960-1980-е годы на территории Ямала проведены геологические съёмки масштаба 1:50000 и выполнены поисково-разведочные работы на медь, цинк, золото, свинец и уран. Результатом работ стало открытие в 1965 г. Саурейского свинцового и в 1968 г. Лекынтальбейского медно-молибденового месторождений (Шишкин и др., 2015).

Несмотря на глубокую изученность территории, в том числе её стратиграфии, магматизма, тектонике и рудоносности, к 90-м годам не была составлена единая картина геологической истории региона и не было полного понимания о его перспективах (Шишкин и др., 2015).

С середины 90-х годов начался новый этап геологических работ, включающий анализ предшествующих работ, применение дистанционных и геофизических материалов и переход к цифровому картированию. Благодаря новому подходу к изучению территории были проведены более точные геологические границы и составлены цифровые макеты геологических карт (Шишкин и др., 2015).

Исследуемое ГКМ С. административно расположено в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области Российской Федерации. В географическом отношении расположено в северной части Западно-Сибирской равнины на северо-востоке полуострова Ямал.

Одноименное куполовидное поднятие, к которому приурочены залежи месторождения С., сейсморазведочными работами изучалось в следующем порядке.

В 1969 г. работами СЗ МОВ (СП 65/69) выявлено поднятие. В 1970 г. однократным профилированием МОВ (СП 23/69-70) поднятие оконтурено.

В 1974 г. однократным профилированием МОВ (СП 23/73-74) поднятие подготовлено к бурению (по отражающему горизонту Б). В 1984 г. работами МОВ ОГТ (СП 26/82-83 и 45/82-83) поднятие повторно подготовлено к бурению (по отражающему горизонту Т4).

По результатам последующих сейсморазведочных работ МОВ ОГТ (СП 26/92-93, СП 49/92-93, СП 65/92-93), выполненных в 1992-1993 гг. с 24-кратной центрально-симметричной системой наблюдений, уточнено геологическое строение меловых и юрских отложений месторождения. Проведено детальное расчленение неокомских отложений, намечены цели поиска и подготовки к бурению перспективных объектов неокомских, ачимовских и юрских отложений.

В период с 2009 по 2011 гг. в пределах ЛУ проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д с целью уточнения геологического строения меловых и юрских отложений и анализа перспектив нефтегазоносности доюрского основания. Работы выполнены ОАО «Интегра-Геофизика» и входящей в ее состав сейсморазведочной партией № 25, объем работ составил 800 км<sup>2</sup>. В результате выполненных работ уточнены структурные поверхности по основным отражающим горизонтам и отражающим горизонтам, приуроченным к продуктивным пластам, выполнен палеотектонический анализ, выделены дизъюнктивные нарушения, выполнен прогноз фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, оценены перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи, юрских отложений и доюрского основания.

Глубокое бурение в пределах площади исследования началось в феврале 1980 г. силами объединения «Ямалнефтегазгеология» с заложения поисковой скважины № 11. По ГИС в ней была выделена серия продуктивных пластов в отложениях танопчинской свиты, но испытания их не проводилось. Как таковое, месторождение С. открыто только в 1982 году, когда при испытании пласта ТП14 в разведочной скважине № 16 был получен фонтан газоконденсатной смеси дебитом 214,68 тыс. м<sup>3</sup>/сут при работе скважины на шайбе диаметром 14 мм.

Современный этап поисково-оценочного и разведочного бурения открыт начался в 2013 г. Согласно проекту, в 2014 г. пробурена разведочная скважина № 202, вскрывшая проектный горизонт (отложения средней юры) на глубине 3600 м. В 2015 г. окончены бурением поисково-оценочные скважины № 201 и 205, вскрывшие, соответственно, отложения нижней юры на глубине 3990 м и отложения верхней юры на глубине 3350 м и разведочная скважина № 204, вскрывшая отложения нижнего мела на глубине 2900 м. В 2016 г. пробурена скважина № 203, которая вскрыла отложения нижнего мела, фактическая и проектная глубина скважины 2900 м.

Таким образом, по состоянию на 01.06.2017 в пределах площади месторождения С. пробурены 38 скважин. Разведочным бурением изучен, в первую очередь, меловой комплекс – большинство скважин остановлено в отложениях нижнего мела. Отложения юры вскрыты

скважинами № 18, 201, 202 и 205. Из 38 скважин к категории поисковых и поисково-оценочных относятся семь (№ 11, 13, 14, 18, 19, 201, 205), остальные разведочные.

В скважинах выполнен необходимый комплекс ГИС и отобран керн. Проходка с отбором керна по участку составила 4182,1 м, вынос керна составил 3014,9 м или 72,1 % от проходки по скважинам. Общая проходка по пробуренным скважинам составила 110915 м.

За указанный период в разрезе меловых отложений в пределах рассматриваемого участка открыто и поставлено в оперативном порядке на Государственный баланс 47 залежей газа и конденсата. В 2012 г. в оперативном порядке выполнен пересчет запасов углеводородов по пластам, в результате по состоянию на 01.01.2017 в разрезе меловых отложений месторождения С. открыто и поставлено на Государственный баланс 59 залежей газа и конденсата.

### 1.3 СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Полуостров Ямал является частью Западно-Сибирской плиты. Осадочный чехол плиты состоит в основном из мезозойских и палеогеновых отложений. Юрские и меловые образования вскрыты большим количеством скважин с целью нахождения залежей углеводородов. Фундамент плиты представлен складчатыми образованиями протерозоя, палеозоя и триаса (Шишкин и др., 2015).

#### *Протерозойская акротема*

Информация об отложениях позднего протерозоя на полуострове Ямал практически отсутствуют. Среди них выделяют вулканогенно-кристаллосланцевые толщи (Шишкин и др., 2015).

#### *Верхнепротерозойская эонотема*

На юге Ямала скважиной вскрыта *вулканогенно-кристаллосланцевая толща* (PR<sub>2</sub>?vk) (рис. 2). Отложения представлены кварцитами, известняками, базальтами, сланцами хлорит-серицитовыми и кремнистыми вулканомиктовыми алевролитами. Мощность – более 1000 м (Шишкин и др., 2015).

#### *Палеозойская эратема*

Породы домезозойского возраста на севере Западной Сибири залегают на значительных глубинах, что объясняет малое количество сведений по ним. Глубоким бурением, которое вскрыло породы фундамента, рассматриваемый район охарактеризован не в полной мере. По данным бурения, палеозойский фундамент на полуострове имеет сложное строение, осложнен многочисленными разрывными нарушениями и представлен метаморфическими породами. Нефтегазопроявления наблюдаются на Бованенковском поднятии, подтверждена промышленная газоносность на Новопортовском месторождении. Эти означают, что домезозойские отложения можно оценить как перспективные в отношении добычи нефти и газа.

Породы складчатого фундамента вскрыты на Бованенковском месторождении и представлены глинисто-кремнистыми сланцами, доломитами, известняками, кварцитами, выветрелыми песчаниками, аргиллитами, алевролитами. В породах отмечены зеркала скольжения и различно ориентированные трещины, заполненные кальцитом и другими минералами.

Породы фундамента в пределах Среднеямальского мегавала, по данным МОГТ 2D, залегают на глубине от 5000 до 6000 м.

### *Ордовикская система*

#### Нижний отдел

На юго-востоке полуострова вскрыта *Яротинская толща* ( $O_{1-2jr}$ ) (рис. 2), сложенная известняками, глинистыми, серицит-глинистыми и известковистыми сланцами. Цвет пород от серо-зелёного до тёмно-серого. Известняки содержат остатки трилобитов, брахиопод и иглокожих. Мощность – около 150 м (Шишкин и др., 2015).

### *Ордовикская, силурийская, девонская системы нерасчленённые*

Шестью скважинами на полуострове Ямал вскрыты отложения *известняково-доломитовой толщи* ( $O_3-D_{1id}$ ) (рис. 2). Верхняя часть разреза в основном представлена плотными, часто доломитизированными известняками, от серого до тёмно-серого цвета. Структура средне-крупнозернистая, текстура массивная с элементами слоистости. Доломиты от серого до чёрного цвета. По ним развиты трещины, залеченные кальцитом. Карбонатный разрез нарушается покровом афировых базальтов. Базальты калиево-натриевые, низкоглинозёмистые. Контакты с подстилающими и перекрывающими толщами не обнаружены. Мощность – более 800 м (Шишкин и др., 2015).

### *Девонская система*

*Терригенно-карбонатная толща* ( $D_{1tc}$ ) (рис. 2) представлена переслаивающимися серыми доломитами, от тёмно-серого до чёрного цвета известняками и карбонатсодержащие, тёмно-серого цвета глинистыми сланцами. Выше по разрезу выделяют переслаивающиеся светло-серые песчаники с аргиллитами. Мощность – более 1300 м (Шишкин и др., 2015).

### *Девонская-каменноугольная системы*

Известняково-терригенная толща ( $D_3-C_{1it}$ ) (рис. 2) не вскрыта скважинами, однако выделяется условно. Сложена аргиллитами, песчаниками, известняками с прослоями базальтов и их туфов. Мощность – более 1000 м (Шишкин и др., 2015).

### *Нижний-средний палеозой*

*Нижне-среднепалеозойский комплекс* ( $PZ_{1-2vt}$ ) (рис. 2) представлен нерасчленёнными вулканогенно-карбонатно-терригенными образованиями. Мощность – более 3500 м (Шишкин и др., 2015).

## *Верхний палеозой*

*Бованенковская толща* (Pbv) (рис. 2) сложена переслаивающимися алевролитами, песчаниками и углистыми аргиллитами. Мощность – до 1000 м (Шишкин и др., 2015).

На юго-западной части полуострова Ямал условно выделяют *каменноугольно-пермскую толщу* (<sup>s</sup>C-P) (рис. 2). Мощность – до 1800 м (Шишкин и др., 2015).

## *Мезозойская эратема*

Среди толщ осадочного чехла Ямала преобладают мезозойские терригенные отложения. Выделяют все подразделения эратемы (рис.3). В сумме мощность составляет около 8-10 км.

## *Триасовая система*

Отложения триаса на полуострове Ямал изучены слабо и закартированы преимущественно по данным геофизики (рис. 4). Толщи триаса являются нижним структурным этажом платформенного чехла и залегают на складчатом палеозойском фундаменте, подвергшимся эрозии. Среди триасовых отложений в данном регионе выделяют тиутейскую серию, базальтовую толщу и трансгрессивно перекрывающую их тампейскую серию (Шишкин и др., 2015).

## Нижний отдел

Породы *Тиутейской серии* (T1tt) (рис. 2) характеризуются толщами известняков, глинистых мергелей и аргиллитов с горизонтом миндалекаменных базальтов. В отложениях известняков и мергелей обнаружена тонкодисперсная органика. Мощность – более 116 м (Шишкин и др., 2015).

Отложения нижнетриасового возраста на полуострове Ямал в основном представлены глинистыми мергелями, обогащенными тонкодисперсным органическим веществом, карбонатно-глинистыми полосчатыми породами флишоидного типа и оливин-пироксеновыми долерито-базальтами. В пределах исследуемого участка отложения триаса либо отсутствуют, либо имеют весьма малую толщину и залегают только в самых глубоких прогибах. По данным регионального сейсмического профилирования мощности триасовых образований увеличиваются к центральной части арктических районов, где их толщины оцениваются от 1500 до 2000 м.

Угловым и стратиграфическим несогласием доюрское основание перекрыто породами мезозойско-кайнозойского чехла.

Масштаб 1 : 2 500 000



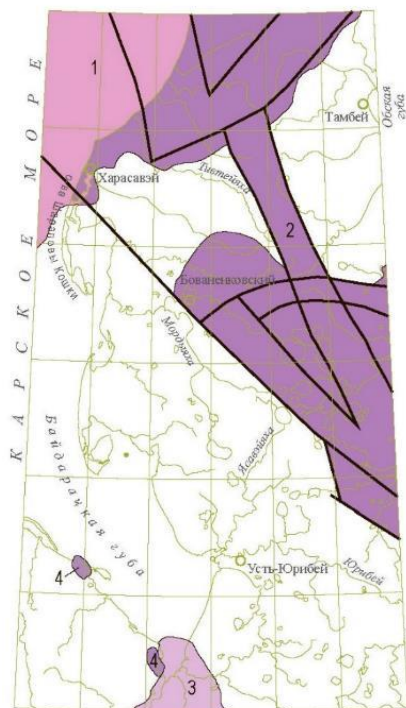
Рисунок 2. Геологическая карта доюрских образований фундамента Западно-Сибирской плиты на территории полуострова Ямал (Шишкин и др., 2015)

МЕЖДУНАРОДНАЯ ШКАЛА				РЕГИОНАЛЬНАЯ ШКАЛА					
ЭРА	СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	СВИТА	ПЛАСТ, ПАЧКА				
КАИНОЗОЙСКАЯ (Kz)	ЧЕТВЕРТИЧНАЯ (Q)								
	ПАЛЕОГЕНОВАЯ (P)	ЭОЦЕН (P <sub>2</sub> )		ЛЮЛИНВОРСКАЯ (P <sub>2</sub> ll)					
ПАЛЕОЦЕН (P <sub>1</sub> )				ТИБЕЙСАЛИНСКАЯ (P, tb)					
М Е З О З О Й С К А Я (Mz)	М Е Л О В А Я (K)	ВЕРХНИЙ (K <sub>2</sub> )	МАССТРИХТСКИЙ (K <sub>2</sub> m)	ГАНЬКИНСКАЯ (K <sub>2</sub> gn)					
			КАМПАНСКИЙ (K, km)						
			САНТОНСКИЙ (K, st)	БЕРЕЗОВСКАЯ (K <sub>2</sub> br)					
			КОНЬЯКСКИЙ (K, kk)						
			ТУРОНСКИЙ (K, t)	КУЗНЕЦОВСКАЯ (K <sub>2</sub> kz)					
			СЕНОМАНСКИЙ (K, s)	МАРРЕСАЛИНСКАЯ (K <sub>1</sub> -K <sub>2</sub> ms)	ПК <sub>1</sub> -ПК <sub>9</sub>				
		НИЖНИЙ (K <sub>1</sub> )	АЛЬБСКИЙ (K, al)	ЯРОНГСКАЯ (K <sub>1</sub> jr)	ХМ <sub>5</sub> -ХМ <sub>10</sub>				
			АПТСКИЙ (K, a)	ТАНОПЧИНСКАЯ (K <sub>1</sub> tn)	ТП <sub>6</sub> (ХМ <sub>11</sub> ), ТП <sub>7</sub> -ТП <sub>15</sub>				
			БАРРЕМСКИЙ (K, br)		НЕЙТИНСКАЯ				
			ГОТЕРИВСКИЙ (K, g)		ТП <sub>17</sub> -ТП <sub>20</sub>				
			ВАЛАНЖИН-БЕРРИАССКИЙ (K <sub>1</sub> v-b)		УТРЕНЯЯ				
					ТП <sub>21</sub> -ТП <sub>26</sub>				
		М Е З О З О Й С К А Я (J)	Ю Р С К А Я (J)	ВЕРХНИЙ (J <sub>3</sub> )	ВОЛЖСКИЙ (J <sub>3</sub> v)	БАЖЕНОВСКАЯ (K <sub>1</sub> -J <sub>3</sub> bg)	Ю <sub>0</sub>		
					КИММЕРИДЖСКИЙ (J <sub>3</sub> gm)				
					ОКСФОРДСКИЙ (J <sub>3</sub> o)				
				СРЕДНИЙ (J <sub>2</sub> )	КЕЛЛОВЕЙСКИЙ (J <sub>2</sub> k)	АБАЛАКСКАЯ (J <sub>2,3</sub> ab)	ДАНИЛОВСКАЯ (J <sub>2,3</sub> dn)		
					БАТСКИЙ (J <sub>2</sub> bt)			МАЛЫШЕВСКАЯ (J <sub>2</sub> ml)	ЮЯ <sub>2</sub> -ЮЯ <sub>4</sub>
					БАЙОССКИЙ (J <sub>2</sub> b)	ЛЕОНТЬЕВСКАЯ (J <sub>2</sub> ln)		ТЮМЕНСКАЯ (J <sub>2</sub> tm)	ЮЯ <sub>5</sub> -ЮЯ <sub>6</sub>
					ААЛЕНСКИЙ (J <sub>2</sub> a)	ВЫМСКАЯ (J <sub>2</sub> vm)			ЮЯ <sub>7</sub> -ЮЯ <sub>9</sub>
ТОАРСКИЙ (J <sub>2</sub> t)	ЛАЙДИНСКАЯ (J <sub>1</sub> -J <sub>2</sub> ld)								
НИЖНИЙ (J <sub>1</sub> )	ПЛИНСБАХСКИЙ (J <sub>1</sub> p)				ДЖАНГОДСКАЯ (J <sub>1</sub> dg)			ЮЯ <sub>10</sub> -ЮЯ <sub>11</sub>	
	СИНЕМЮР-ГЕТТАНГСКИЙ (J <sub>1</sub> s-g)			ЛЕВИНСКАЯ (J <sub>1</sub> lv)					
	ВЕРХНИЙ (T <sub>3</sub> )			НОРИЙСКИЙ (T <sub>3</sub> n)	ТАМПЕЙСКАЯ СЕРИЯ (T <sub>3-2</sub> tmb)				
				КАРНИЙСКИЙ (T <sub>3</sub> k)					
СРЕДНИЙ (T <sub>2</sub> )	ЛАДИНСКИЙ (T <sub>2</sub> l)								
	АНИЗИЙСКИЙ (T <sub>2</sub> a)								
ПАЛЕОЗОЙ	ТРИАС (T)				Pz				
					Кв				

Рисунок 3. Сводный стратиграфический разрез мезозойских и кайнозойских отложений Ямальской НГО Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Составил А.Ф. Огнев по материалам стратиграфических совещаний 1986 и 1990 гг.)



Масштаб 1 : 5 000 000



**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

**ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ СТРУКТУРНО-ФОРМАЦИОННАЯ МЕГАОБЛАСТЬ**

Ямало-Тазовская структурно-формационная область  
Южно-Карская подобласть

1 Район Центральной впадины Карского моря

Ямало-Явайская подобласть

2 Ямальский район

Приуральская структурно-формационная зона

Северо-Приуральская подзона

3 Щучинский район

УРАЛЬСКАЯ СТРУКТУРНО-ФОРМАЦИОННАЯ МЕГАЗОНА

Западно-Уральская структурно-формационная зона

Лемвинская подзона

4 Байдарацкий район

— Рифтовые разломы

Рисунок 4. Схема структурно-формационного районирования триасовых отложений на полуострове Ямал (Шишкин и др., 2015)

**Нижний-средний отделы**

Согласно модели строения рифтогенного комплекса, в центральной части полуострова Ямал находится Ямальский рифт. Предполагают, что его заполняет *базальтовая толща* ( $T_{1-2b}$ ) (рис. 3), сложенная базальтами, долеритами и туффитами основного состава. По данным сейсморазведки, мощность толщи – 700-1500 м (Шишкин и др., 2015).

## Средний-верхний отделы

*Тампейкая серия* ( $T_{2-3tm}$ ) (рис. 3). Отложения данной серии развиты в крупных впадинах, поэтому не вскрыты ни одной скважиной, которые пробурены в положительных структурах. Однако по данным бурения в прилегающих регионах, тампейская серия сложена аргиллитами, алевролитами, песчаниками и туффитами с остатками растений. Внутри тампейской серии выделяют две толщи: нижнюю песчано-глинистую и верхнюю существенно глинистую. Согласно геофизическим данным, мощность серии – более 2000 м (Шишкин и др., 2015).

Выше по разрезу, по геофизическим данным, выделяют *теунтойскую свиту* ( $T_{3tn}$ ) (рис. 3). Свита представлена пестроцветными глинами с прослоями сероцветных алевролитов, песчаников и гравелитов. Мощность свиты – до 230 м (Шишкин и др., 2015).

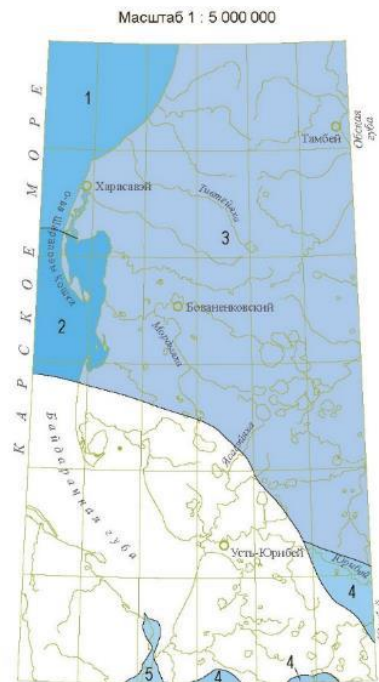
*Кора выветривания поздне триасово-раннеюрского возраста* ( $T_3-J_1$ ) (рис. 3) сложена слабощементированной глинисто-кремнистой рыхлой породой. Мощность – 20 м (Шишкин и др., 2015).

## Юрская система

Отложения юрского периода на полуострове Ямал вскрыты большим количеством скважин. Толщи юры распространены почти повсеместно (рис. 5), залегая трансгрессивно на поверхности разновозрастных тощи – от докембрийских до триасовых. В целом юрские отложения представляют собой единый бассейн морского осадконакопления. Мощность юры в среднем на полуострове составляет 880-1000 м (Шишкин и др., 2015).

### Нижний отдел

В нижних толщах юрской системы залегает *зимняя свита* ( $J_{1zm}$ ), которая представлена светло-серыми и буровато-серыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитоподобных глин. В самых нижних слоях свиты выделяют прослой конгломератов с гальками кварца, кремнистых и изверженных пород. Также встречаются растительные остатки, обломки раковин двустворок и конкреции пирита и сидерита. Обстановка осадконакопления свиты является прибрежно-морской. Зимняя свита залегает на доюрских отложениях и перекрывается левинской свитой. Отмечаются включения остракод (*Ogmoconcha longula*) и фораминифер (*Ammodiscus siliceus*, *Trochammina inusitata*). Мощность – до 600 м (Шишкин и др., 2015).



- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**  
**ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ СТРУКТУРНО-ФОРМАЦИОННАЯ МЕГАОБЛАСТЬ**  
**Ямало-Тазовская структурно-формационная область**  
**Южно-Карская подобласть**
- 1 Район Центральной впадины Карского моря
  - 2 Приновоземельский район
- Ямало-Явайская подобласть**
- 3 Ямало-Енисейский район  
Ямало-Гыданский подрайон
  - 4 Южно-Ямальский район
- Приуральская структурно-формационная зона**  
**Северо-Приуральская подзона**
- 5 Щучинский район

Рисунок 5. Схема структурно-формационного районирования ниже-среднеюрских отложений на полуострове Ямал (Шишкин и др., 2015)

Широкое распространение имеет *левинская свита* ( $J_1lv$ ), сложенная сероцветными алевроитистыми и аргиллитоподобными глинами с прослоями глинистых алевролитов, конгломератов и песчаников (это продуктивный пласт). В свите наблюдаются включения растительных остатков, остатков замещённых пиритов водорослей и конкреции пирита. В нижних слоях свиты встречаются включения гравия и гальки. Отмечаются включения двустворок и фораминифер. Отмечаются включения двустворок (*Harpax laevigatus*) и фораминифер (*Trochammina lapidosa*, *T. inusitata*, *Ammodiscus siliceus*). Левинская свита залегает либо согласно на отложениях зимней свиты, либо с размывом и угловым несогласием на доюрских отложениях. Мощность – 100-110 м (Шишкин и др., 2015).

Выше по разрезу вскрыта *шараповскую свиты* (J<sub>1</sub>šp). Отложения свиты представлены тёмно-серыми, серыми алевролитами, аргиллитами, светло-серыми песчаниками с прослоями аргиллитоподобных глин и линзами конгломератов и гравелитов. Галька сложена кварцем, кремнистыми породами и окатышами аргиллитов. Отмечаются включения двустворок (*Tancredia kuznetsovi*, *Narпах laevigatus*) и фораминифер (*Trochammina lapidosa*). Отложения шараповской свиты согласно залегают на толще левинской свиты и перекрываются китербютской свитой. Мощность – до 200 м (Шишкин и др., 2015).

*Китербютская свита* (тоарский ярус) охарактеризована морскими отложениями трансгрессивного цикла осадконакопления, которые представлены однородными серыми и темно-серыми аргиллитоподобными глинами, преимущественно тонкоотмученными, с пиритом и сидеритом. Отмечаются включения двустворок (*Dacryomya inflata*, *Tancredia bicarinata*) и фораминифер (*Ammobaculites lobus*, *Saccammina inanis*, *Recurvoides* sp.). Общая толщина свиты на Бованенковском месторождении составляет от 40 до 60 м. В пределах месторождения С. отложения свиты скважинами не вскрыты. К кровле свиты приурочен сейсмический ОГ Т<sub>4</sub>.

*Надояхская свита* (тоарский, ааленский ярусы) сложена темно-серыми песчаниками, мелкозернистыми и тонкослоистыми с прослоями сильно песчаных темно-серых алевролитов и аргиллитоподобных глин. Отмечаются прослои углистых пород, включения аммонитов (*Dactylioceras* ex gr. commune), двустворок (*Dacryomya inflata*, *D. gigantea*, *Tancredia bicarinata*, *Arctotis marchaensis*, *Luciniola* sp.) и фораминифер (*Ammodiscus glumaceus*, *Globulina sibirica*).

В составе свиты выделяется продуктивный пласт ЮЯ<sub>10</sub>.

Общая толщина свиты составляет до 300 м, почти 150 м на Бованенковском и около 170 м на Восточно-Бованенковском месторождениях. В пределах месторождения С. вскрытая скважиной № 201 толщина свиты составляет 120 м.

*Лайдинская свита* (ааленский ярус) представлена преимущественно глинами аргиллитоподобными темно-серыми и черными с тонкой горизонтальной и волнисто-линзовидной слоистостью за счет тонких прослоев и линзочек серого алевритового материала. Отмечаются включения двустворок (*Retroceramus* ex gr. elegans, *Arctica* ex gr. humiliculminata, *Tancredia* sp.) и фораминифер (*Verneuilinoides syndascoensis*).

Глинистые отложения лайдинской свиты являются крышкой для резервуара ЮЯ<sub>10</sub>.

Общая толщина свиты достигает 100 м.

*Вымская свита* (ааленский, байосский ярусы) сложена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитоподобных глин. Песчаники и алевролиты преимущественно темно-



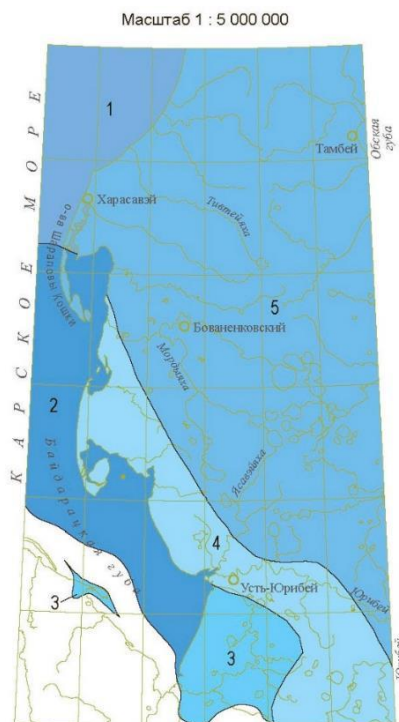
келловейского века началась обширная морская трансгрессия, охватившая более 1,5 млн. км<sup>2</sup>. В восточном направлении, где образования позднеюрского возраста оказались частично размытыми, зафиксированы отдельные фрагменты только морских глинистых образований. Завершение седиментационного этапа не совпадает с рубежом юрского и мелового периодов, а охватывает начало берриасского века.

В южной части полуострова Ямал выделяют *тюменскую свиту* (J<sub>2tm</sub>), которая характеризуется чередованием песчаников, алевролитов и глин с включениями обугленного растительного детрита. Внутри тюменской свите выделяют 3 подсвиты. Нижняя представлена отложениями серых мелко- и среднезернистых песчаников с глинистым и карбонатно-глинистым цементом, алевролитов и аргиллитоподобных глин. Мощность – 135 м. Средняя подсвита сложена толщей переслаивающихся сероцветных уплотнённых глин, глинистых песчаников и алевролитов. Характерны обугленный растительный детрит. Мощность – до 96 м. Верхняя подсвита представлена серыми слабосортированными песчаниками и алевролитами с прослоями уплотнённых глин и обильным растительным детритом. Мощность – до 130 м. В целом, тюменская свита несогласно залегает на породах фундамента и трансгрессивно перекрыта отложениями абалакской или даниловской свиты. Общая мощность – до 350 м (Шишкин и др., 2015).

#### Средний-верхний отделы

На полуострове широко распространена *абалакская свита* (J<sub>2-zab</sub>) (рис. 6), сложенная тёмно-серыми аргиллитоподобными глинами. По всему разрезу наблюдаются пиритовые и известковые конкреции. Отмечаются включения аммонитов (*Cardioceras* spp., *Longaeviceras* spp., *Amoeboeras* spp., *Aulacostephanus* spp.), двустворок (*Buchia* spp.), и фораминифер (*Ammodiscus thomsi*, *Tolypammina svetlanae*, *Dorothia insperata*, *Trochammina rostovzevi*).

Абалакская свита трансгрессивно залегает на тюменской свите и согласно перекрывается толщами баженовской свиты. Мощность – до 40 м на поднятиях и 100-165 м в понижениях (Шишкин и др., 2015).



- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**  
**ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ СТРУКТУРНО-ФОРМАЦИОННАЯ МЕГАОБЛАСТЬ**  
**Ямало-Тазовская структурно-формационная область**  
**Южно-Карская подобласть**
- |   |  |
|---|--|
| 1   | Район Центральной впадины Карского моря            |
| 2   | Приновоземельский район                            |
| <b>Ямало-Явайская подобласть</b><br>Еремино-Ямальский район |  |
| 3   | Байдацацко-Рявкинский подрайон                     |
| 4   | Обско-Ямальский подрайон                           |
| 5   | Фроловско-Тамбейский район.<br>Тамбейский подрайон |

Рисунок 6. Схема структурно-формационного районирования келлювей-верхнеюрских отложений на полуострове Ямал (Шишкин и др., 2015)

### *Юрская-меловая системы*

#### Средний-верхний отделы юры–нижний отдел мела

В разрезе верхнеюрских-нижнемеловых отложений выделяют *баженовскую свиту* ( $J_3-K_1b\check{z}$ ), сложенную битуминозными известково-кремнистыми и кремнисто-известковыми аргиллитами с прослоями рыхлых листоватых разностей (“баженитов”) и глинистых известняков. Встречаются прослой радиоларитов и глинистых известняков. Аммониты: *Aulacostephanus s.str.*, *Dorsoplanites spp.*, *Surites spp.*, *Hectoroceras spp.*; фораминиферы: *Ammodiscus veteranus*, *Dorothia tortuosa*; белемниты: *Simobelus (Simobelus) sp.*, *Simobelus*

(Liobelus) sp., Lagonibelus (Lagonibelus) sp., Cyliindroteuthis sp., Pachyteuthis sp.; двустворки: Buchia spp.

Баженовская свита согласно залегает на отложениях абалакской свиты и перекрывается толщей ахской свиты. К кровле свиты приурочен региональный опорный отражающий сейсмический горизонт «Б».

Мощность до 10 м на поднятиях и до 75-90 м в понижениях (Шишкин и др., 2015).

*Даниловская свита* (J<sub>2</sub>-K<sub>1dn</sub>) представлена толщами аргиллитоподобных с прослоями битуминозных глин. Выделяет две подсвиты. Нижняя сложена тёмно-серыми аргиллитоподобными глинами с базальным горизонтом из песчаников и алевролитами в основании. Мощность – до 25 м. Верхняя подсвита также состоит из аргиллитоподобных с прослоями битуминозных глин с остатками рыб. Мощность – до 80 м. Отложения даниловской свиты трансгрессивно залегают на малышевской и тюменской свитах и согласно перекрываются толщей ахской свиты. Общая мощность – до 125 м (Шишкин и др., 2015).

#### *Меловая система*

Отложения мелового периода на полуострове Ямал распространены повсеместно и обычно залегают согласно на юрских толщах (Шишкин и др., 2015).

#### Нижний отдел

*Ахская свита* (K<sub>1ah</sub>) охватывает практически всю территорию Ямала. Однако в разрезе ахской свиты наблюдают лито-фациальные различия, выделяя Западно-Ямальский и Восточно-Ямальский подрайоны (рис. 7, 8 а-м) (Шишкин и др., 2015).

Для Западно-Ямальского характерны толщи сероцветных аргиллитоподобных глин с прослоями алевролитов и глинистых песчаников и пиритовыми стяжениями. Выше по разрезу залегает *арктическая пачка* мощностью 10-30 м, представленная аргиллитоподобными глинами с нитевидными прослойками тёмно-серого до серого алевролитового материала (Шишкин и др., 2015).

В разрезе верхней части ахской свиты Восточно-Ямальского подрайона под песчано-алевролитовой толщей залегает *сеяхинская пачка*, сложенная аргиллитоподобными тёмно-серыми глинами мощностью до 150 м, ниже которой наблюдают опесчанивание низов ахской свиты (90-150 м). Это *новопортовская песчаная толща*. Кроме того, в разрезе синхронно новопортовской толще присутствуют ещё три толщи.





Рисунок 7. Схема структурно-формационного районирования берриас-нижнеаптских отложений на полуострове Ямал (Шишкин и др., 2015)

*Толща 1 (подачимовская)* состоит из аргиллитоподобных тёмно-серых микрослоистых глин. Встречаются фораминиферы. Комплексы фораминифер сверху вниз: KF9 (*Recurvoides romanovae*, *Cribrostomoides* sp.), KF3 (*Hyperammina aptica*, *Glomospira charoides*, *Glomospirella* ex gr. *gaultina*, *Ammodiscus micrus*, *Recurvoides obskiensis*, *R. paucus*, *Pseudobolivina jamalica*, *Orientalia baccula*, *Marginulina striatocostata*, *Valanginella tatarica*, *Cribrostomoides mutabilis*, *Ammobaculites gerkei*, *Trochammina parviloculata*, *T. anabarensis*, *T. polymera*, *Lenticulina novella*, *L. lideri*, *Verneuilioides perexiguus*), KF1 (*Trochammina rosaceaformis*, *T. polymera*, *Cribrostomoides mutabilis*, *Kutsevella praegoodlandensis*, *Recurvoides praeobskiensis*, *R. transitorius*, *R. obskiensis*, *Ammobaculoides sibiricus*, *Gaudryina gerkei*, *Evolutinella emeljanzevi*, *Ammodiscus veteranus*, *Lenticulina novella*, *L. notus*, *L. observabilis*, *Marginulina zaspelovae*, *Verneuilioides perexiguus*). Мощность – 20 м.

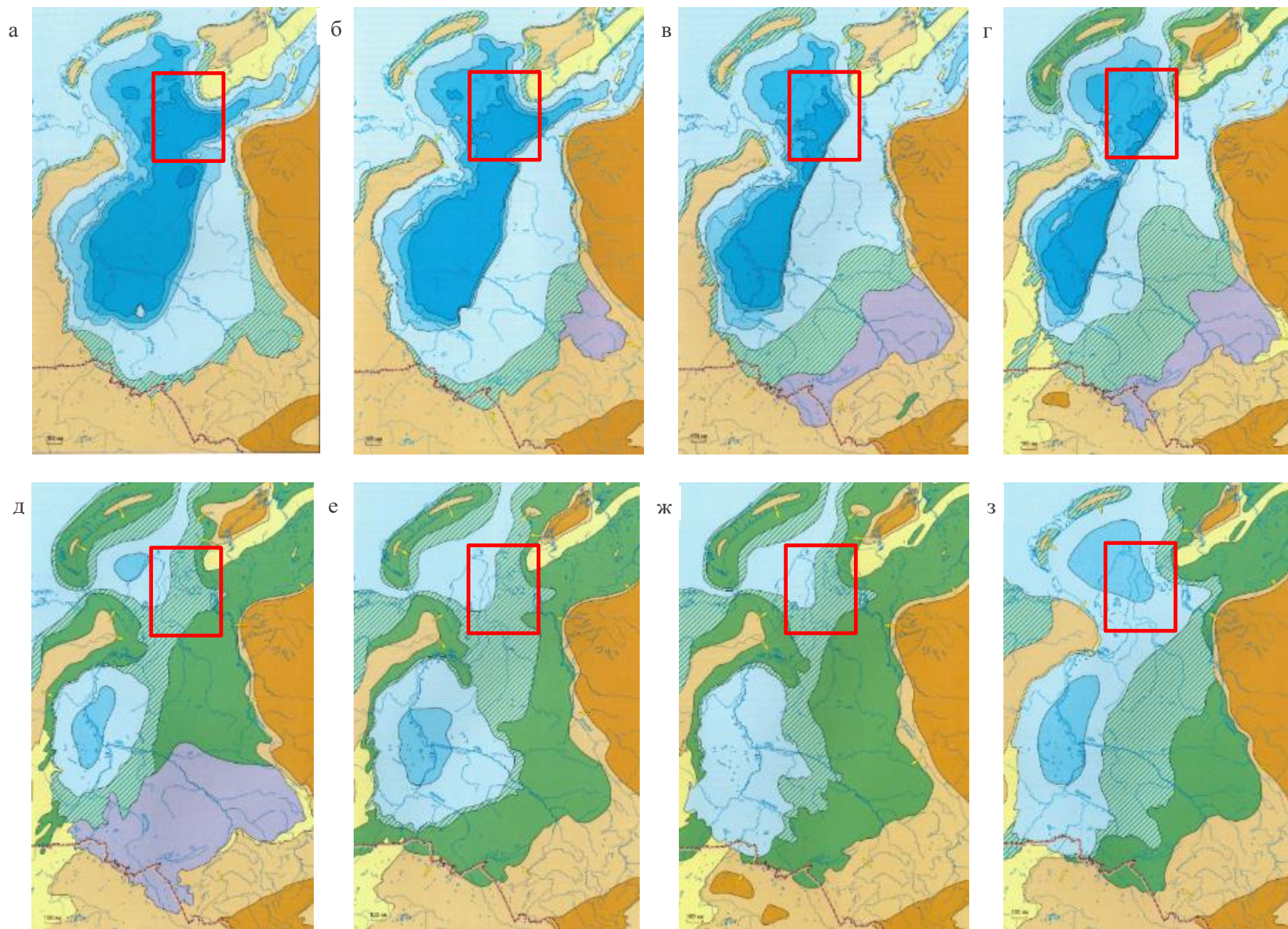


Рисунок 8. Палеогеографическая схема Западной Сибири: а) берриас; б) ранний валланжин; в) поздний валланжин; г) готерив; д) баррем; е) ранний апт; ж) поздний апт; з) ранний-средний альб; (красным квадратом выделен полуостров Ямал)

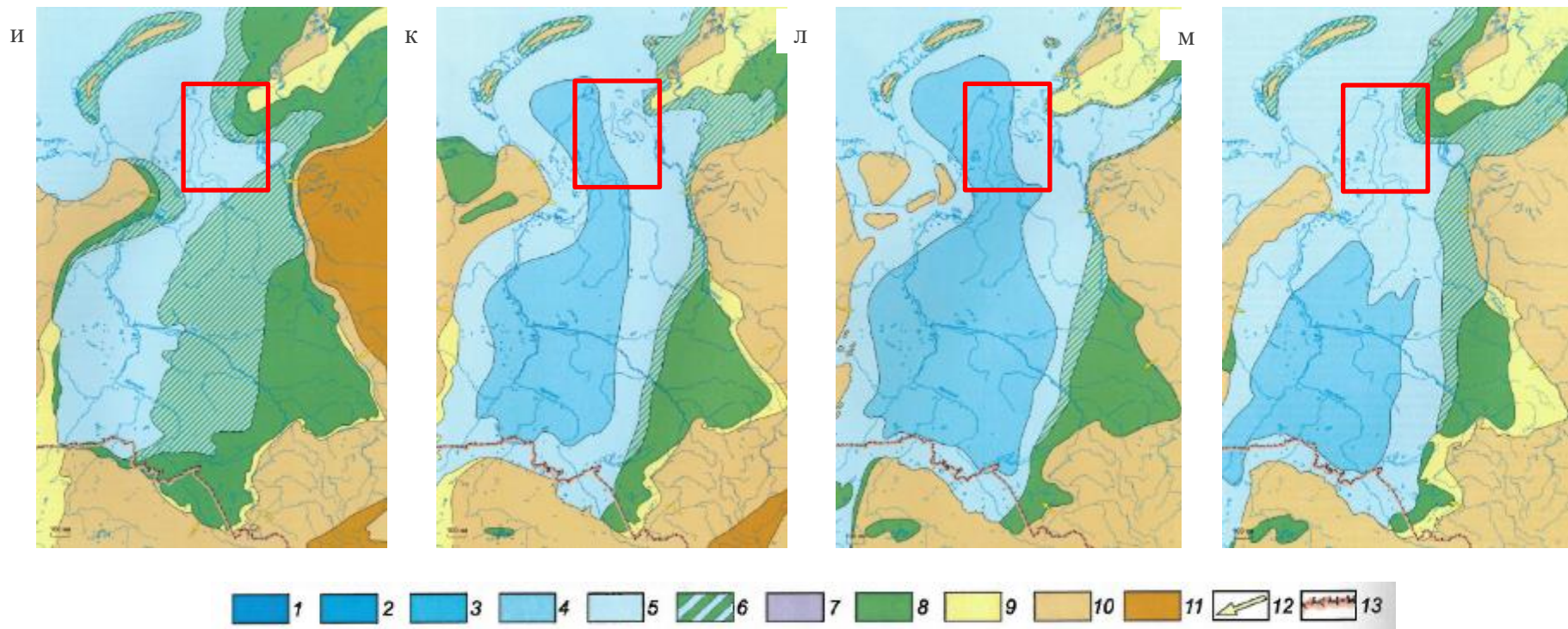


Рисунок 8 (продолжение). Палеогеографическая схема Западной Сибири: и) сеноман; к) средний-поздний турон; л) кампан; м) поздний кампан, маастрих, дат. Условные обозначения: 1-11 – палеогеографические области: области морского осадконакопления: 1 – море глубокое, более 400 м; 2 – море глубокое, 200-400 м; 3 – море мелкое, 100-200 м; 4 – море мелкое, 25-100 м; 5 – море мелкое, менее 25 м; 6 – области переходного осадконакопления: равнина прибрежная, временами заливавшаяся морем (осадки пойменные, озёрно-болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые); 7 – внутренние водоёмы: пресные, временами засолявшиеся; области континентального осадконакопления; 8 – равнина низменная, аккумулятивная (осадки русел, пойм, озёр и др.); 9 – равнина денудационно-аккумулятивная; области размыва: 10 – равнина возвышенная (денудационная суша); 11 – горы низкие; 12 – главные направления сноса обломочного материала; 13 – государственная граница. (Конторович и др., 2014)

*Толща 2 (ачимовская)* представлена песчаниками, серыми известковистыми алевролитами с прослоями уплотнённых глин. Встречаются включения аммонитов (*Polyptychites sp.ind.*, *Euryptychites sp.ind.*) и фораминиферы. Мощность – от 0 до 50-100 м.

*Толща 3* сложена серыми и тёмно-серыми аргиллитоподобными глинами с пластами серых алевролитов и растительным детритом, пиритизированными водорослями и пиритом. Фауна: аммониты *Polyptychinae* (*Dichotomites*). Комплекс фораминифер сверху вниз: KF10 (*Recurvoides tigjanikus*, *Cribrostomoides romanovae*, *C. umbanatus*, *Evolutinella grandis*, *L. aff. novella*), KF6 (*Trochammina gyroidiniformis*, *T. mugiensis*, “*Acruliammina*” *pseudolonga*, *Hyperammina aptica*, *Cribrostomoides concavoides*, *C. infracretaceous*, *Evolutinella nascens*, *Ammoscalaria difficilis*, *A. tenuitestata*, *Lenticulina prima*, *Ammodiscus continentalis*, *Saccamina orbiculata*, *Quenqueloculina berjosovica*, *Discorbis sp.*, *Glomospirella multivoluta*, *Marginulina spp.*, *Bulbobaculites indigenus*, *Reophax consous*, *Recurvoides neremovensis*, *R. dubrovskajae*, *Ammobaculites subasper*, *Spiroplectammina improcera*, *Tritaxia gracila*, *Orientalia Ijantorica*). Мощность – до 580 м (Шишкин и др., 2015).

Ачимовские песчаные тела являются продуктивными. Отложения ахской свиты согласно залегают на толщах даниловской (Западно-Ямальский подрайон) и баженовской (Восточно-Ямальский подрайон) свит и перекрываются отложениями танопчинской свиты. В целом мощность свиты от 450 до 680 м (Шишкин и др., 2015).

Выше по разрезу залегают *танопчинская свита* ( $K_{1tn}$ ), которая распространена, как на Западно-Ямальском, так и на Восточно-Ямальском фациальных подрайонах. Отложения танопчинской свиты вскрыты скважинами на всех месторождениях Ямала. Свита сложена существенно континентальными сероцветными глинисто-песчаными образованиями. Песчаники и алевролиты по составу кварц-полевошпатовые с примесью слюдистых минералов, с глинистым и карбонатно-глинистым цементом. К этим образованиям приурочены продуктивные пласты ТП<sub>1</sub>-ТП<sub>22</sub> (Шишкин и др., 2015).

Формирование мощных отложений углеводородов связано с тем, что отложения в танопчинской свиты формировались в благоприятных условиях мелкого моря и прибрежной области переходного осадконакопления, характеризующихся активной динамикой среды и способствующей формированию выдержанных, высокопористых коллекторов (рис. 8) (Генераленко и Бардаченко, 2017).

Алевролитовые, часто аргиллитоподобные глины насыщены углистым детритом. В нижней части свиты характерны тонкие линзовидные прослои каменного угля и конкреции сидерита. Отмечается комплекс фораминифер, представленный скоплениями *Ammodiscus continentalis*, *Sigmomorphina variabilis*, *Globulina tubifera*, характерны также *Glomospirella*

compacta, Trochammina fusca, T. gyrodiniformis, Miliammina ex gr. awunensis, Guttulina racemiformis, Lenticulina lideri, L. pastilus, Nectina vagiformis, Verneuilinoides neocomiensis.

В соответствии со стратиграфической схемой в нижней части танопчинской свиты выделяются песчаные пласты ТП<sub>16</sub>-ТП<sub>26</sub>.

Средняя часть вмещает характерный для неокома Ямала корреляционный репер – нейтинская глинистая пачка мощностью до 50-80 м с редкими пластами алевролитов и песчаников – пласты ТП<sub>14</sub>-ТП<sub>16</sub>. Характерен обугленный растительный детрит, сидеритовые конкреции. К верхней части нейтинской пачки приурочен отражающий сейсмический горизонт «М» (Шишкин и др., 2015).

В верхней части разреза танопчинской свиты характерно неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых горизонтов, меняющихся по площади и по разрезу, с различными литологическими переходами, фациальными вариациями и внутриформационными размывами. Крупные песчаные тела представлены песчаниками светло-серыми, средне- и мелкозернистыми, массивными, крепкими, слюдистыми. В маломощных, расчлененных и слабовыраженных в разрезе пластах песчаники серые, темно-серые, глинистые, плохо отсортированные. Характерно обилие углей (выделяют от 3 до 12 пластов углей мощностью 1,5–3 м). Обилён растительный детрит, обломки древесины, отпечатки листовой флоры. В верхней части танопчинской свиты выделяются песчаные пласты ТП<sub>1</sub>-ТП<sub>15</sub>. На западе Ямала характерно большое содержание углей общей мощностью до 40 м (Крузенштерновское месторождение) (Шишкин и др., 2015).

На западной части Ямала (Бованенковское, Крузенштерновское и Харасавэйское месторождения) танопчинская свита является основным нефтегазоносным комплексом. На данной территории свита сложена переслаивающимися прослоями песчаников, алевролитов и аргиллитов в нижней части морского и прибрежно-морского генезиса, в верхней – преимущественно континентального облика. Среди них выделяют два продуктивных пласта – ТП<sub>18</sub>, в котором увеличивается содержание глинистого материала и обуглившегося детрита; ТП<sub>16-17</sub>, сложенный песчано-алевролитовыми прослоями. (Шишкин и др., 2015).

Преимущественно морские отложения пластов ТП<sub>18-22</sub>, ТП<sub>16-17</sub> постепенно сменяются на континентальные песчано-глинистые отложения, составляющие основную часть разреза танопчинской свиты. В этих отложениях выделяют продуктивные пласты ТП<sub>15</sub>, ТП<sub>13-14</sub>, ТП<sub>12</sub>, ТП<sub>10-11</sub>, ТП<sub>9</sub>, ТП<sub>7-8</sub>, ТП<sub>6</sub>, ТП<sub>5</sub>, ТП<sub>4</sub>, ТП<sub>1-3</sub>, с которыми связаны основные запасы углеводородов на месторождении. Эти породы отличаются обилием углистого материала до появления метровых прослоев бурого угля (Шишкин и др., 2015).

Песчаники и алевролиты, слагающие разрез свиты, в разной степени выветрелые. Серые и светло-серые слабоглинистые песчаные разности являются лучшими коллекторами в разрезе. Однако иногда наблюдаются заглинизированные песчаники и алевролиты, имеющие низкие коллекторские свойства (Шишкин и др., 2015).

Тёмно-серые, почти чёрные аргиллиты танопчинской свиты плотные песчанистые с обломками пеллеципод и иногда сильно углефицированные. Углистый материал наблюдается в виде тонкодисперсной массы, придающей аргиллитам почти чёрный цвет. Часто встречается сидеритизация пород (Шишкин и др., 2015).

Танопчинская свита согласно залегает на отложениях ахской свиты и трангрессивно перекрывается яронгской свитой. К кровле танопчинской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт «М'».

Мощность – от 590 – 600 м на Ямальской структуре до 900–1000 м на Тамбейской группе структур (Шишкин и др., 2015).

В танопчинской свите выделяют следующие фациальные комплексы:

1. *Комплекс отложений дельты флювиального типа*, состоящий из песчаников устьевых баров, песчаных отложений распределительных каналов, алевроглинистых отложений дистальной части устьевых баров и глинистых отложений внутридельтовых заливов или лагун (ТП<sub>25-27</sub>).
2. *Комплекс отложений дельты приливно-отливного типа*, сложенный песчано-глинистыми породами приливно-отливных дельт и междельтовых областей приливно-отливной зоны, рассечённой многочисленными каналами и ручьями (ТП<sub>16-24</sub>).
3. *Комплекс отложений междельтового приливно-отливного побережья*, представленный песчаниками и алевролитами приливно-отливных каналов, чередующихся с алевроглинистыми породами приливно-отливных отмелей, прибрежных озёр и заболоченной поймы (угли) (ТП<sub>2-15</sub>).
4. *Комплекс отложений дельты головной части полуоткрытого залива* представлены песчаниками головной части залива и алевроито-глинистыми отложениями центральной части залива/лагуны (ТП<sub>1</sub>).
5. *Открыто-морской комплекс отложений, образованный в условиях мелководного морского бассейна*, венчающий разрез танопчинской свиты и состоящий из глинистых пород фации дальнего пляжа с маломощными редкими прослоями баровых песчаников (Генераленко и Бардаченко, 2017).

Пласты ТП<sub>1-3</sub> (самая верхняя часть свиты), являющиеся объектами исследования настоящей работы, сложены пачкой песчаников и алевролитов с прослоями аргиллитов. Для

них характерны проградационные последовательности, в алеврито-глинистых пачках с волнистой слоистостью встречен глауконит, детрит раковин двустворок, редкие ризоиды (Вакуленко и др. 2020). Серые и светло-серые песчаники и алевролиты слабосцементированы, рыхлые, местами глауконитовые. Аргиллит в прослоях тёмно-серый слюдистый плитчатый (Шишкин и др., 2015).

В составе вышележающей *яронгской свиты* ( $K_{1jr}$ ) преобладают сероцветные глины, иногда аргиллитоподобные с прослоями мощностью до 40 м разнозернистых песчаников и алевролитов (продуктивные пласты  $XM_1-XM_{10}$ ,  $ТП_0$ ). Для свиты характерно обилие глауконита в виде отдельных зёрен и линз мощностью до 10-13 см. Также в свите наблюдают растительный детрит и остатки двустворок плохой сохранности. Комплекс фораминифер с *Ammobaculites fragmentarius*.

Породы яронгской свиты трансгрессивно залегают на осадках таношчинской свиты и перекрываются отложениями марресалинской свиты. Мощность – от 130-140 м на поднятиях до 340 м во впадинах (Шишкин и др., 2015).

#### Нижний-верхний отделы

Нижний-верхний отделы меловой системы Ямала развиты повсеместно (рис. 9 а-з) и представлены отложениями *марресалинской свиты* ( $K_{1-2mr}$ ). Разрез свиты преимущественно сложен сероцветными алевролитами, алевритами, песчаниками и песками с прослоями глин мощностью до 12 м. На северо-западе полуострова марресалинская свита разделена на 2 пачки. Нижняя пачка глинистая, сложена алевролитами с прослоями алевролитовых глин и обилием углефицированных растительных осадков. Мощность – 300-500 м. Верхняя пачки состоит преимущественно из песчаников и алевролитов с обилием углефицированных растительных остатков. Мощность – 50-120 м.

Песчаники серые мелкозернистые кварцево-полевошпатовые, слабосцементированные и рыхлые, с различными типами слоистости. Глины тёмно-серые в различной степени песчанистые, рыхлые и комковатые. Свита согласно залегает на яронгской и трансгрессивно перекрыта кузнецовской свитой.

В составе свиты выделяются пласты  $ПК_1-ПК_{10}$ .

К кровле свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт «Г».

Общая мощность – от 380-420 м на Малоямальской площади до 650-670 м на Южно-Тамбейской (Шишкин и др., 2015).

## Верхний отдел

Верхний отдел меловой системы Ямала развит повсеместно (рис. 8 и-м). Отложения включают в себя верхнюю часть марресалинской (описана выше), кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты. Согласно региональной схеме структурно-фациального районирования верхнемеловых (без сеномана) отложений Западной Сибири месторождение С. приурочено к Ямальско-Уренгойскому подрайону Ямальско-Тюменского района.

Нижняя часть разреза верхнемелового отдела представлена *кузнецовской свитой* (K<sub>2</sub>kz). Свита сложена серыми и зеленовато-серыми глинами с примесью глауконита, остатками пиритизированных водорослей, чешуёй рыб и редкими прослоями алевролитов. Моллюски: аммониты (*Baculites romanovskii*), двустворки (*Inoceramus cf. labiatus* Schloth). Комплекс фораминифер: *Pseudoclavulina hastata hastata*, *Gaudryinopsis filiformis angusta*. Диноцисты: слои с *Chlonoviella agarica* – *Euridinium saxoniense*, *Chlamydophorella nyei* – *Chatangiella tripartite*, *Subtiliasphaera hyaline*, *Chatangiella spectabilis* – *Heterosphaeridium difficile*.

В основании свиты встречаются пески с фосфатными стяжениями или листоватые слабобитуминозные глины. Свиты трансгрессивно залегает на марресалинской свите и перекрывается согласно отложениями берёзовской. Мощность – 7-100 м (Шишкин и др., 2015).

*Берёзовская свита* (K<sub>2</sub>br) распространена по всему полуострову Ямал. Свита сложена глинами, опоковидными глинами, опоками с прослоями алевролитов и песчаников. В свиты выделяют две подсвиты. Нижнеберёзовская подсвита представлена серыми и голубовато-серыми, в разной степени окремнёнными опоками со слабовыраженной слоистостью и редкими прослоями глауконит-кварцевых песчаников и алевролитов с глинисто-кремнистым цементом. Двустворки: *Oxytoma tenuicostata*. КФ: обедненные агглютинирующие фораминиферы, *Discorbis sibiricus*, *Ammobaculites dignus*-*Pseudoclavulina hastata admota*, *P. hastata hastata*. Комплекс радиолярий: *Ommatodiscus mobilis*. Диноцисты: слои с *Spinidinium sverdrupianum*. Мощность – до 230 м. К кровле подсвиты приурочен отражающий сейсмический горизонт «С» (Шишкин и др., 2015).

Верхняя подсвита представлена глинами серыми, темно-серыми, слабоалеовритистыми, с редкими прослоями опоковидных глин и опок. Отмечаются включения углистого растительного детрита, конкреции пирита и сидерита, а также редкие зерна глауконита. КФ: с *Spiroplectammina optata*, с *Spiroplectammina senona rocurica* - *Spiroplectammina lata*. Комплекс радиолярий: *Prunobrachium articulatum* и *Euchitonidae*, *Pronobraehium eraason* и *Dictyomitra uralia*. Общая толщина свиты достигает 270 м.



В целом берёзовская свита согласно залегает на кузнецовской свите и перекрывается осадками ганькинской. Общая мощность – до 480 м (Шишкин и др., 2015).

Вышележащая *ганькинская свиты* ( $K_2gn$ ) образована серыми глинами с конкрециями мергеля и сидерита. Свита согласно залегает на берёзовской свите и перекрыта глинами тибейсалинской свиты. Мощность – 100-390 м (Шишкин и др., 2015).

## ***Кайнозойская эратема***

### *Палеогеновая система*

#### Палеоцен

Согласно унифицированной региональной стратиграфической схеме палеогеновых и неогеновых отложений Западно-Сибирской равнины месторождение С. расположено в пределах Ямало-Тазовского лито-фациального района. В палеогеновых отложениях выделяются тибейсалинская, серовская, ирбитская, тавдинская, атлымская и новомихайловская свиты.

*Тибейсалинская свита* ( $P_{1tb}$ ) разделена на две подсвиты. Нижнетибейсалинская подсвита ( $P_{1tb1}$ ) состоит из серых, коричневато-серых алевритистых, слюдистых плотных (до аргиллитоподобных) глин с растительным детритом и редкими включениями янтаря. В основании разреза отмечается слой алевролитов. Бентосные фораминиферы: *Brotzenella praeacuta*, *Heterostomella gigantea*, *Ammoscalania friabilis*. Мощность – до 70 м.

Верхнетибейсалинская подсвита ( $P_{1tb2}$ ) сложена песчаными пластами мощностью до 40 м в основании подсвиты. Верхняя часть подсвиты характеризуется переслаиванием алевропелитов, супесей, суглинков и глин с пропластками (до 2 м) бурого угля и частыми включениями растительных остатков. Пески серые до белых полевошпатово-кварцевые преимущественно мелко- и тонкозернистые с тонкой параллельной, косой и диагональной слоистостью. Глинистые породы темно-серые с коричневатым и буроватым оттенками, в разной степени алевритистые, иногда песчанистые. Мощность – до 120 м (Шишкин и др., 2015).

В целом, тибейсалинская свита залегает согласно на алевроглинистых слоях ганькинской свиты и перекрыта с незначительным трансгрессивным размывом отложениями серовской свиты или несогласно срезана подошвой плиоцен-четвертичного осадочного комплекса. На отдельных высокоамплитудных локальных поднятиях на дочетвертичном срезе выходят образования ганькинской свиты, а осадки тибейсалинской свиты уничтожены в

предплиоценовое время эрозией и денудацией. Общая мощность тибейсалинской свиты – до 190 м (Шишкин и др., 2015).

На полуострове Ямал частично сохранилась *серовская свита* (P<sub>1sr</sub>), сложенная светло-серыми трещиноватыми опоками с прослоями глинистых опок и опоквидных глин. В нижней части свиты наблюдают пачку переслаивающихся светло-серых алевролитов, зеленовато-серых глауконитсодержащих песков и буровато-серых глин. Мощность пачки – до 3,5 м. Ближе к кровле разреза характерны прослой диатомовых глин и пеплового вулканического материала. В отложениях свиты встречаются многочисленные остатки водорослей: диатомовые водоросли *Trinacria ventriculosa* – *Sheshukovia mirabilis* (Д-2), *Coscinodiscus uralensis* – *Hemiaulus proteus* (Д-3); одноклеточные кремнёвые жгутиковые водоросли класса хризомонадовых отдела (типа) золотистых водорослей – селикофлагелляты (СФ-2) *Corbisema lamellifera* – *Naviculopsis robusta*; одноклеточные водоросли отдела (типа) динофитовых (пирофитовых) водорослей динофлагеллатов – диноцисты (ДН-3) *Alisocysta margarita*.

Серовская свита согласно перекрыта ирбитской свитой. Мощность – до 70 м (Шишкин и др., 2015).

## Эоцен

На восточной части полуострова Ямал распространена *ирбитская свита* (P<sub>2ir</sub>). Нижняя часть свиты представлена диатомитами светло-серыми, слабоглинистыми, легкими и глинами. Из фауны встречаются одноклеточные планктонные организмы – радиолярии *Heleodiscus lentis*, *Heleodiscus irca* (P-6). В отложениях подсвиты встречаются многочисленные остатки водорослей: диатомовые водоросли *Coscinodiscus uralensis* – *Hemiaulus proteus* (Д-3), *Coscinodiscus payeri* (Д-4), *Coscinodiscus decrescens*, *Brightwellia hyperborean*, *Puxilla gracilis* s.l. (Д-5); одноклеточные кремнёвые жгутиковые водоросли класса хризомонадовых отдела (типа) золотистых водорослей – селикофлагелляты *Dictyocha frequellii carentis* (СФ-3), *Dictyocha rotundata* (СФ-4), *Dictyocha secla* (СФ-5); одноклеточные водоросли отдела (типа) динофитовых (пирофитовых) водорослей динофлагеллатов – диноцисты *Welzeliella meckelfeldensis* (ДН-7), *Dracodinium similis* (ДН-8), *Dracodinium varielongitidum* (ДН-9), *Charlesdowniea coleothrypta rotundata* (Д-10a).

Верхняя подсвита сложена глинами монтмориллонитовыми, глинами диатомитовыми, диатомитами. Из фауны встречаются одноклеточные планктонные организмы – радиолярии *Luchnocanium separatum* (P-8). Разнообразие водорослей в отложениях подсвиты снижается: диатомовые водоросли *Puxilla oligocaenica* var. *tenuis*

(Д-6); одноклеточные кремнёвые жгутиковые водоросли класса хризомонадовых отдела (типа) золотистых водорослей – селикофлагелляты *Distephanus antiquus* (СФ-6); одноклеточные водоросли отдела (типа) динофитовых (пирофитовых) водорослей динофлагеллатов – диноцисты *Charlesdownia coleothrypta* s.s. (ДН-106).

Свита согласно залегает на серовской свите. Верхняя часть разреза свиты подверглась эрозии в предплиоценовое время. Мощность – до 50 м (Шишкин и др., 2015).

*Тавдинская свита* (эоцен: бартонский, приабонский ярусы) несогласно залегает на отложениях ирбитской свиты и представлена глинами зеленовато-серыми, листоватыми, алевролитистыми, с единичными песчаными и известковистыми фораминиферами. В верхней части прослой песков. Из водорослей в отложениях свиты отмечаются только одноклеточные водоросли отдела (типа) динофитовых (пирофитовых) водорослей динофлагеллатов – диноцисты *Rhombodinium porosum*, *R. draco*, *Areosphaeridium diktyoplocus* (ДН-12).

Общая толщина свиты достигает 146 м.

*Атлымская свита* (Р<sub>3</sub>, олигоцен: рюпельский ярус) несогласно залегает на отложениях тавдинской свиты и представлена песками светло-серыми, тонко-грубозернистыми, каолинизированными, с прослоями плитчатых глин и включениями гравия и галек.

Общая толщина свиты достигает 120 м.

*Новомихайловская свита* (Р<sub>3</sub>, олигоцен: рюпельский ярус) представлена глинами, алевролитами, песками, встречаются прослой лигнитов.

Общая толщина свиты достигает 70 м.

#### *Неогеновая и четвертичная системы*

Неогеновые отложения сложены суглинками с различным количеством гравия, реже гальки и единичных валунов (Шишкин и др., 2015).

Четвертичные отложения с размывом залегают на верхнемеловых и палеогеновых отложениях и представлены отложениями пойм, надпойменных террас, болот: песками, глинами, суглинками, супесями, алевролитами, торфом.

В пределах месторождения С. толщина четвертичных отложений достигает 101 м. (Шишкин и др., 2015).

## 1.4 ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

Территория Ямала является частью Западно-Сибирской плиты и относится к Ямало-Гыданской мегаседловине (рис. 9). Так как в данной области в палеозое преобладают шельфовые отложения, территория Ямала может быть описана, как “Ямальский палеозойский микроконтинент”, претерпевший существенную переработку на этапе рифтогенеза в триасовом периоде.

Мезозойский-кайнозойский структурный этаж состоит из субгоризонтально залегающих юрских, меловых и кайнозойский отложений чехла Западно-Сибирской плиты. Мезозойско-кайнозойский чехол образован песчано-аргиллитовой угленосной ( $J_{1-2}$ ), глинистой ( $J_3-K_1$ ), песчано-алеврито-глинистой угленосной ( $K_1$ ), песчано-алеврито-глинистой ( $K_{1-2}$ ), опоково-глинистой ( $K_2$ ), алеврито-глинистой ( $K_3-P_1$ ), глинисто-алеврито-песчаной угленосной ( $P_1$ ), алеврито-глинистой, диатомитовой–опоково-глауконитовой ( $P_{1-2}$ ) формациями, отражающими чередование трансгрессивных, динудационных и регрессивных режимов развития плиты (Шишкин и др., 2015).

В основании полуострова Ямал предполагают присутствие как складчатых комплексов палеозоя, так и более древних массивов метаморфических образований. В разрезе осадочного чехла выделяют три структурно-формационных комплекса: синрифтовый (преимущественно триасовый), плитные юрско-палеогеновый и плиоцен-четвертичный (Шишкин и др., 2015).

### *Структура домезозойских отложений*

Территория Ямала рассматривается как древний микроконтинент, в пределах которого широко проявлен триасовый рифтогенный комплекс, который затрудняет отделение подстилающих отложений (Шишкин и др., 2015).

### *Синрифтовый комплекс*

Синрифтовый комплекс полуострова преимущественно развит в рифтовых грабенах и впадинах. Ориентировка рифтогенной структуры северо-западная с поперечными рифтами. В основании структура сложена в основном базальтами. На следующем этапе рифтовая система превратилась в систему более обширных впадин, которые были заполнены терригенными толщами тампейской серии (Шишкин и др., 2015).

Средне-позднетриасовый подкомплекс тампейской серии рассматривают как переходный от рифтовых к плитным. Толщи юры в депрессионной части синеклизы залегают

на верхнетриасовых конформно, что говорит о том, что данная область не участвовала в раннекиммерийских дислокациях (Шишкин и др., 2015).

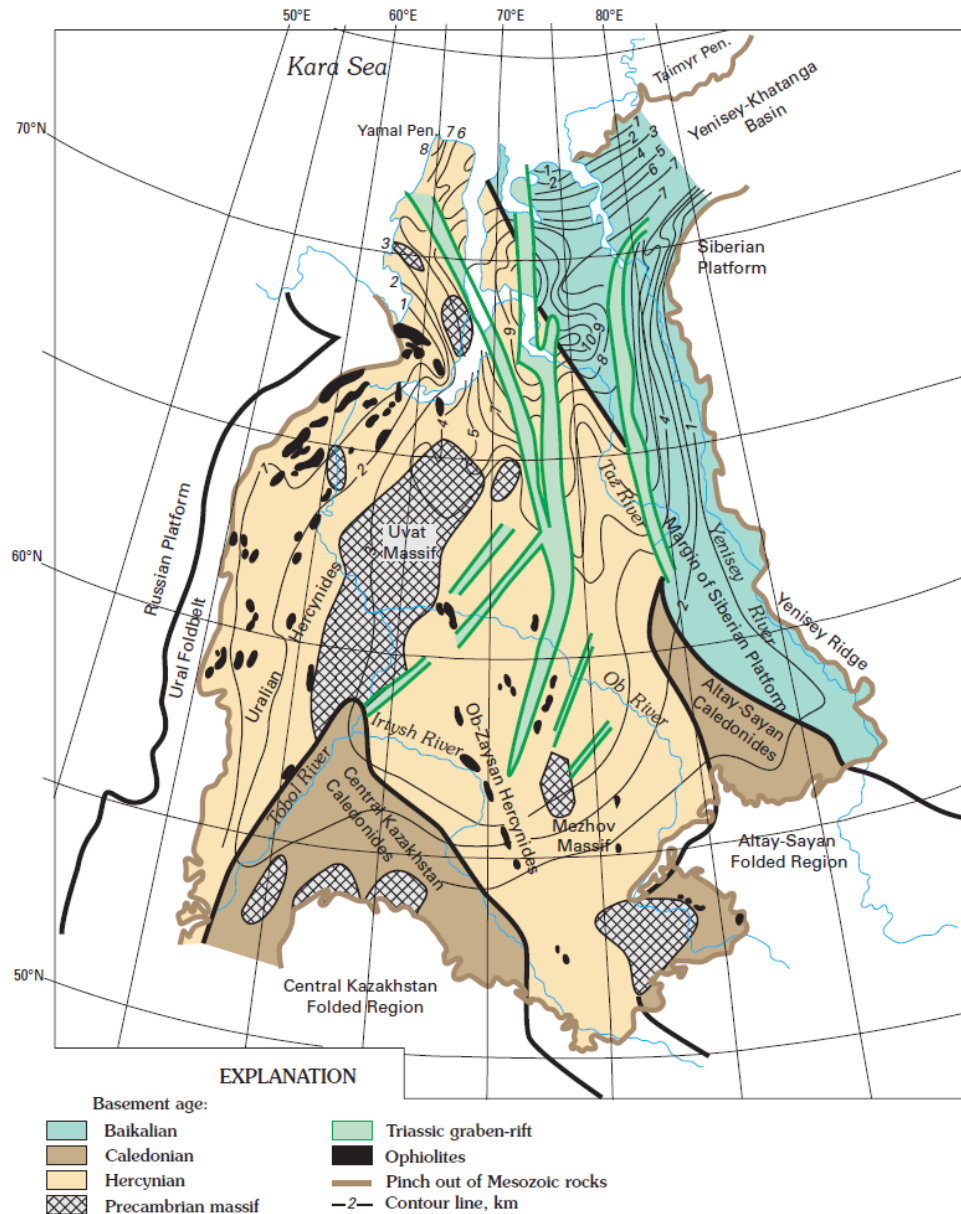


Рисунок 9. Тектоническая карта фундамента Западной Сибири (Ulmishek, 2003)

### *Строение плитного чехла*

Мезозойско-кайнозойский чехол, который имеет мощность до 7 км, залегает на палеозойском фундаменте с резким угловым несогласием. Структурный план чехла был сформирован к концу юрского периода, а на севере полуострова – в начале мелового. В миоцене были интенсивные восходящие движения тектонических структур. На всей территории полуострова Ямал наблюдаются практически полностью размытые отложения

олигоцена и эоцена. В направлении на юго-запад отмечено последовательное выклинивание отложений палеоцена, верхнего и нижнего мела. В плиоцене и квартере, преобладали нисходящие тектонические движения (Шишкин и др., 2015).

Ямало-Гыданская седловина занимает основную часть п-ова Ямал и состоит из четырёх крупных структурных элементов: Северо-Ямальской зоны поднятий, Средне-Ямальской мегатеррасы, Южно-Ямальской моноклизы, Сеяхинской котловины (рис. 10) (Шишкин и др., 2015).

*Северо-Ямальская зона поднятий* представлена серией чередующихся мегавалов и прогибов, которые обладают северо-восточным простиранием. Оно наиболее выражено по горизонтам верхнеюрско-нижнеберриасских и сеноманских отложений. Разница амплитуд между валами и поднятиями – первые сотни метров (Шишкин и др., 2015).

*Средне-Ямальская мегатерраса* представлена серией поднятий, прогибов, котловин изометричной и овальной формы с преобладающим простиранием осей на северо-запад (Шишкин и др., 2015).

*Южно-Ямальская моноклиза* образует склон Средне-Ямальской мегатеррасы и состоит из однородной Юрибейской моноклинали и серии узких мегапрогибов, прогибов, мегавалов и валов, которые в северной части моноклизы простираются на северо-запад, а в южной части – субширотно. Разница амплитуд между валами и поднятиями – от 300 до 500 м. Большинство нефтегазовых месторождений Ямала связано с положительными структурами данной зоны (Шишкин и др., 2015).

*Сеяхинская котловина* расположена на юго-востоке полуострова и наиболее хорошо выражена понижением поверхности горизонта сеноманских отложений, однако проявлена и по подошве чехла (Шишкин и др., 2015).

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

### СХЕМА СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ

Масштаб 1 : 5 000 000



#### ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ ПЛИТА



##### Южно-Карская синеклиза

- I-1 – Пухучанско-Белоостровская зона прогибов
- I-1<sup>1</sup> – Пухучанская впадина
- I-1<sup>2</sup> – Северо-Шараповский прогиб



##### Ямало-Гыданская мегаседловина

- II-1 – Северо-Ямальская зона поднятий
- II-1<sup>1</sup> – Северо-Ямальский мегавал
- II-1<sup>2</sup> – Хабяяхинский прогиб
- II-1<sup>3</sup> – Средне-Ямальский мегавал
- II-1<sup>4</sup> – Северо-Тамбейский вал
- II-1<sup>5</sup> – Западно-Преображенский прогиб
- II-1<sup>6</sup> – Южно-Тамбейское куполовидное поднятие
- II-2 – Средне-Ямальская мегатерраса
- II-2<sup>1</sup> – Харасавейское поднятие
- II-2<sup>2</sup> – Тиутейский прогиб
- II-2<sup>3</sup> – Восточно-Бованенковский структурный нос
- II-2<sup>4</sup> – Сеяхинский вал
- II-2<sup>5</sup> – Среднезвнуйская котловина
- II-2<sup>6</sup> – Северо-Сеяхинская впадина
- II-3 – Южно-Ямальская моноклиза
- II-3<sup>1</sup> – Юрибейская моноклиналь
- II-3<sup>2</sup> – Южно-Ямальский мегавал
- II-3<sup>3</sup> – Малоямальский вал
- II-3<sup>4</sup> – Байдарацкая депрессия
- II-3<sup>5</sup> – Нядаяхинская впадина
- II-3<sup>6</sup> – Байдарацкий малый прогиб
- II-3<sup>7</sup> – Яротинский малый прогиб
- II-3<sup>8</sup> – Нерутаяхинский мегалпрогиб
- II-3<sup>9</sup> – Нерутаяхинская впадина
- II-3<sup>10</sup> – Ясавэйский структурный нос
- II-3<sup>11</sup> – Западно-Арктическая котловина
- II-3<sup>12</sup> – Сабьяхинский вал
- II-3<sup>13</sup> – Нурминский структурный мыс
- II-3<sup>14</sup> – Нурминский мегавал
- II-3<sup>15</sup> – Бованенковское поднятие
- II-3<sup>16</sup> – Арктический вал
- II-3<sup>17</sup> – Западно-Яротинский мегавал
- II-3<sup>18</sup> – Южно-Байдарацкая мегаложбина
- II-4 – Сеяхинская котловина



##### Припайхойско-Приновоземельская моноклиза

- III-1 – Припайхойская моноклиналь
- III-1<sup>1</sup> – Поетаяхинский мегавал
- III-1<sup>2</sup> – Еркутаяхинское куполовидное поднятие
- III-1<sup>3</sup> – Леядиевская впадина

#### УРАЛЬСКАЯ СКЛАДЧАТАЯ СИСТЕМА

##### Западно-Уральский мегасинклиорий



##### Усино-Верхнекарский синклиорий

- IV<sub>1</sub> – Приоченырдско-Южнопайхойский паравтохтон
- IV<sub>2</sub> – Карско-Нярминский паравтохтон

##### Центрально-Уральский мегантиклинорий



##### Полярно-Уральский антиклинорий

- V<sub>1</sub> – Оченырдынский паравтохтон



##### Талота-Пайпудынский синклиорий

- VI<sub>1</sub> – Байдарацкий аллохтон
- VI<sub>2</sub> – Лекынтальбейская антиклиналь
- VI<sub>3</sub> – Орангский аллохтон



##### Харбейский антиклинорий

- VII<sub>1</sub> – Нундерминский аллохтон

##### Границы:

- трансрегиональных подразделений
- надпорядковых структур
- структур первого порядка
- структур второго порядка
- структур третьего порядка
- тектонические

Рисунок 10. Схема структурно-тектонического районирования отложений на полуострове Ямал (Шишкин и др., 2015)

## 1.5 ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РАЙОНА РАБОТ

### *Среднекембрийско-триасовый этап*

В ордовике большая часть территории полуострова Ямал являлась частью «Ямальского микроконтинента», который существовал внутри Уральского палеоокеана. Здесь накапливалась относительно мелководная шельфовая глинисто-карбонатная яротинская толща. В силуре–средний девоне в пределах «Ямальского микроконтинента» сформировалась толща известняково-доломитовых отложений отмельного типа мощностью более 800 м (Шишкин и др., 2015).

Информация об отложениях на рассматриваемой территории в позднем девоне–нижней карбоне отсутствует (Шишкин и др., 2015).

Основная складчатость начала формироваться в допермское время. На это указывает несогласное залегание бованенковской толщи (пермь) в пределах «Ямальского микроконтинента» на более ранние палеозойские отложения (Шишкин и др., 2015).

Ранний триас отмечен интенсивным рифтогенезом. Начальный этап охарактеризован интенсивным внедрением и излиянием магм базальтового состава базальтовой толщи (Шишкин и др., 2015).

Как результат растяжения земной коры в области Южно-Карской синеклизы образовалась система асимметричных ротационных блоков палеозойского фундамента, которая контролируется крупными литрическими сбросами. Главные оси напряжений горизонтального растяжения соответствуют Пухучанско-Белоостровской грабен-рифтовой системе северо-восточного простирания и Ямальскому рифту северо-западного простирания. Это задало взаимоперпендикулярную картину рифтогенных структур. В этот период особенно активно происходило растяжение коры и процесс осадконакопления (Шишкин и др., 2015).

В среднем и позднем триасе грабены полуострова преобразуются в обширные впадины, в которых идёт формирование субконтинентальных терригенных молассоидов тампейской серии, которые изначально являлись серией более пологих и протяженных клиноформ, которые характеризуют этап заполнения рифтовых трогов. После этого накопление слоёв происходило субпараллельно. Это были условия общего погружения дна бассейна (Шишкин и др., 2015).



Район Карского шельфа, как и вся территория Западной Сибири, в мезозое и кайнозое испытывала опускание и в этом регионе происходило образование мощного осадочного чехла (Шишкин и др., 2015).

Из-за тектоно-эвстатических колебаний уровня Мирового океана имели место крупные трансгрессии, которые повлияли на формирование мезозойских отложений платного чехла. Тектонические движения разного масштаба определили структурный план осадочного чехла и фациальные характеристики разреза, которые задают локализацию залежей углеводородов (Шишкин и др., 2015).

Отложения мезозоя сложены глауконитовыми песчаниками, опоками, диатомитами (Шишкин и др., 2015).

Осадки среднего и позднего миоцена достоверно не установлены. Имеет место предположением о денудации осадков. Кроме того, в это время начался формироваться следующий структурно-тектонический этаж (Шишкин и др., 2015).

Отложения плиоцен-квартера залегают с крупным несогласием на отложениях юры-палеогена Западно-Сибирской плиты. Седиментация на протяжении плиоцена охарактеризована циклическим характером и контролируется многократно повторяющимися циклами трансгрессий и регрессий (Шишкин и др., 2015).

Эоплейстоцен начался с крупной регрессии. Затем происходило морских и ледово-морских отложений, мощностью до 110 м – салемальская свита (Шишкин и др., 2015).

В начале позднего неоплейстоцена из-за потепления наступил период межледниковья. Из-за таяния ледников произошло эвстатическое повышение уровня Мирового океана, что привело к тепловодной трансгрессии (Шишкин и др., 2015).

В ермаковское время (около 115 тыс. лет назад) в условиях похолодания вновь начал образовываться покровный ледник, который в стадию максимального развития полностью перекрывал полуостров Ямал и достигал подножий Полярного Урала. Последующее отступление ледника повлекло трансгрессию, которая датируется примерно 82-70 тыс. лет назад (Шишкин и др., 2015).

Из-за глобального потепления в голоцене началась фландрская трансгрессия, результатом которой стал уровень моря с отметок на 8–12 м выше современного. (Шишкин и др., 2015).

## 1.6 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С.

В 1982 г. было открыто крупное газоконденсатное месторождение С. При испытании поисковой скважиной №16 из пласта ТП14 получен фонтан из газоконденсатной смеси дебитом 214,68 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере 14 мм (Шишкин и др., 2015).

Мощность осадочного чехла – около 5000 м. Самые древние вскрытые отложения – нижне-среднеюрские. Породы фундамента на территории месторождения не вскрыты. Всего на месторождении выявлено четыре пласта маррессалинской свиты (ПК1, ПК4, ПК6, ПК9), четыре пласта яронгской свиты (ХМ1, ХМ11, ХМ2, ХМ3), 26 пластов танопчинской свиты (ТП1, ТП20, ТП2, ТП3, ТП40, ТП4, ТП51, ТП60, ТП6, ТП7, ТП8, ТП9, ТП11, ТП111, ТП12, ТП13, ТП14, ТП141, ТП15, ТП17, ТП18, ТП19, ТП20, ТП21, ТП220, ТП22), четыре пласта ахской свиты (БЯ8, БЯ10, БЯ11, БЯ12). В рассматриваемых пластах выделяется от одной до семи залежей (всего 117 залежей).

Продуктивные пласты сеномана (ПК<sub>1</sub>) представлены переслаивающимися песчаниками и алеврото-глинистыми породами. Песчаники и алевролиты являются коллекторами. Мощность эффективных газонасыщенных толщин изменяется от 2,4 до 23,2 м, значение средней открытой пористости – 32%, проницаемость – 5,0-1000 мД, коэффициент газонасыщенности – 69%. Дебиты газа изменяются от 194,9 до 211,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление в залежи – 9,19 мПа, что соответствует гидростатическому на уровне ГВК, пластовая температура +18°С. В составе свободного газа преобладает метан (98,522%). Тяжелые углеводороды присутствуют в незначительных количествах. Содержание азота – около 1%, углекислого газа – 0,407%, гелия – 0,005, аргона – 0,01%, сероводород отсутствует. Плотность газа по воздуху – 0,564. Контакт “газ-вода” находится в интервале – 951-956 м. Размеры залежи – 17×36 км, высота – 30 м (Шишкин и др., 2015).

Пласты группы ПК (ПК<sub>4</sub> – ПК<sub>10</sub>) представлены неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и глинистых пород. Коллекторами являются песчаники и алевролиты, эффективные газонасыщенные толщины которых изменяются от 2,4 до 3,0 м, среднее значение открытой пористости – 25-27 %, коэффициент газонасыщенности – 60 %. Дебиты газа изменяются от 211,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут до 235,28 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление – 12,8-14,6 мПа, пластовая температура от +29 до +36°С. В составе преобладает метан (86- 95%), содержание тяжелых углеводородов – от следов до 3,102%, азота – 1,2-2,1%, углекислого газа – 1,2-11,3%, гелия – 0,005-0,007%, аргона – до 0,049%, сероводород отсутствует. Плотность газа по воздуху – 0,559-0,583. Залежи газовые массивные водоплавающие. Размеры залежей – 10,0-10,5×19,0-19,5 км, высота – 4-8 м (Шишкин и др., 2015).

Группы пластов ХМ (ХМ<sub>1</sub> до ХМ<sub>6</sub>) представлены чередованием песчаников и алевролитов с подчиненными прослоями глин. Коллекторами являются песчаники и алевролиты, эффективные газонасыщенные толщины которых составляют от 4,18 до 6,0 м, среднее значение открытой пористости – 24-27%. Коэффициент газонасыщенности – 60-66%. Дебиты газа изменяются от 196,91 тыс. м<sup>3</sup>/сут до 407,06 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление – 16,07–17,12 мПа, пластовая температура от +37 до +43°С. Свободный газ по составу метановый, относительная плотность по воздуху – 0,584-0,611 г/см<sup>3</sup>. Залежи газовые массивные водоплавающие. Размеры – 9,5-14,2×13,5-32,0 км, высота – 17-20 м (Шишкин и др., 2015).

Пласты группы ТП (от ТП<sub>1</sub> до ТП<sub>22</sub>) представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и глинистых пород. Коллекторами являются песчаники и алевролиты, эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 1 до 44,0 м. Среднее значение открытой пористости – 16-25 %, коэффициент газонасыщенности 50-70%. Дебиты газа – от 55,5 до 321,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление – 18,42-26,58 мПа, пластовая температура от +45 до +73°С. Газ по составу метановый (55–97 %), содержание этана – 0–12%, пропана – 0,32–12,6, бутанов – 0,03–11,3, С<sub>5</sub>+ высших – 0,013–6,338, азота – 0,90–11,9, углекислого газа – 0–11,286, гелия – от следов до 0,015, аргона – до 0,039 %, сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 0,567–1,057. Плотность конденсата – 0,71–0,745. Залежи газовые и газоконденсатные массивные пласто-сводовые, иногда с литологическими экранами. Размеры – 2,5-17,0×5,0-37,0 км, высота – 3-48 м (Шишкин и др., 2015).

Пласты ахской свиты (БЯ<sub>8</sub>, БЯ<sub>10</sub>, БЯ<sub>12</sub>) характеризуются неравномерным распространением коллекторов, значительной литологической изменчивостью по площади и разрезу, представлены песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Эффективные газонасыщенные толщины коллекторов изменяются от 1 до 12 м, среднее значение открытой пористости – 16-18%, коэффициент газонасыщенности – 57–67 %. Дебиты газа изменяются от 50,38 до 115,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление в залежах – от 26,44 до 26,49 мПа, пластовая температура от +72 до 78°С. Свободный газ метановый (до 90 %), содержание этана – 4,53–5,37 %, пропана – 0,99–13,0, бутанов – 0,44–9,3, С<sub>5</sub> + высших – 0,144–2,873, азота – 1,0–7,17, углекислого газа – 0–1,389, гелия – от следов до 0,011, аргона – до 0,062 %, сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху – 0,64–0,731. Залежи газоконденсатные массивные пластовые сводовые, литологически экранированные. Размеры – 2,5– 15,0 × 4,0–38,0 км, высота – 7–39 м (Шишкин и др., 2015).

Пласт Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>6-7</sub> представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Эффективная газонасыщенная толщина коллектора составляет 9,2 м, среднее значение открытой пористости – 15 %, коэффициент газонасыщенности – 70 %. Дебит газа составил 77 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере 20 мм. Плотность газа по воздуху – 0,647. Пластовое давление – 52,3 мПа, что превышает гидростатическое на 60 %. Залежь газоконденсатная пластовая сводовая. Размеры – 16,5×52,0 км, высота – 47 м (Шишкин и др., 2015).

## 2. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 ОСНОВЫ СИКВЕНС-СТРАТИГРАФИИ

Впервые циклы трансгрессии и регрессии исследователи начали выделять в конце XIX – начале XX века. Слоссом в 1963 году был введён термин «сиквенция», который в его понимании означал «относительно согласную последовательность генетически взаимосвязанных слоёв, ограниченных несогласиями или коррелятивно связанными с ними согласными поверхностями» (Sloss, 1963). На сегодняшний день определение сиквенса следующее: это региональная стратиграфическая единица, которая охватывает весь бассейн седиментации или его части. Каждый сиквенс характеризует колебание уровня моря, которое определяются эвстазией, тектоникой и объёмом поступающей в бассейн массы осадочного материала (рис. 11) (Габдуллин и др., 2008).

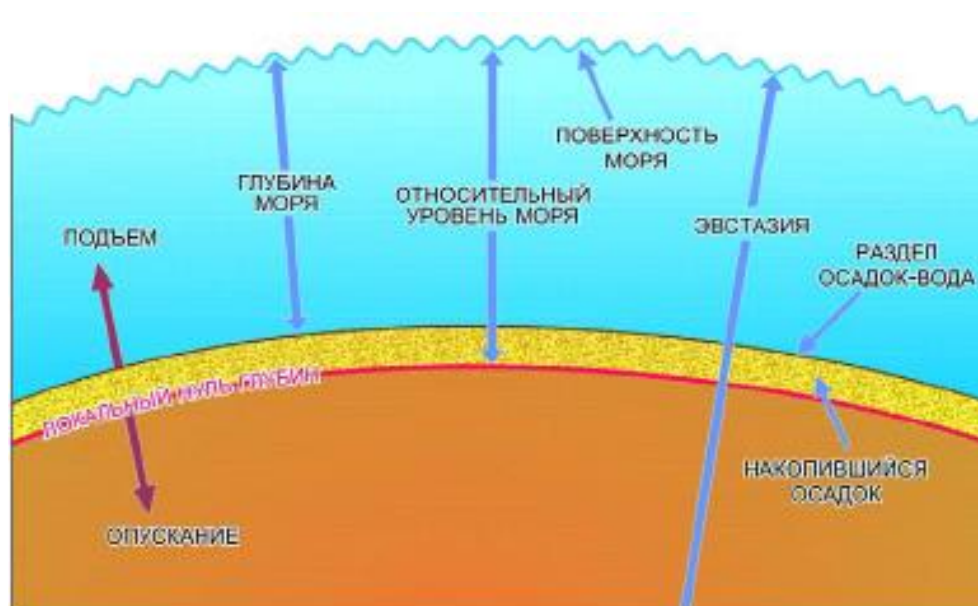


Рисунок 11. Относительный уровень моря (Жемчугова В.А., 2013)

*Сиквентная стратиграфия* – это раздел геологии, который занимается выделением и прослеживанием сиквенций в пространстве и во времени, изучением закономерностей их состава, строения и развития, а также хроностратиграфической корреляцией на этой основе (рис. 12) (Габдуллин и др., 2008).

Изучение сиквенсов происходит в большинстве нефтегазовых бассейнов России. Изучаемые отложения – от венда до кайнозоя (Маргулис, 2008).

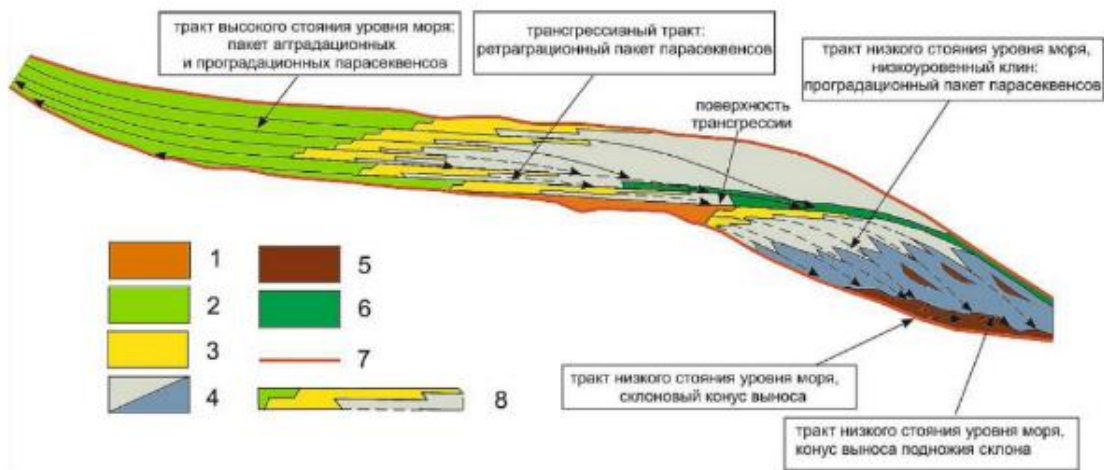
Один полный сиквенс состоит из трёх частей, которые называют *трактами седиментационных систем*. Тракты – это латеральные фациальные ряды, образованные в различных остановках седиментации (Габдуллин и др., 2008).



Рисунок 12. Сиквенсная стратиграфия в контексте междисциплинарных исследований (Зорина С. О., Жабин А. В., 2010)

Один полный сиквенс состоят из следующих трактов (рис. 13):

- Ранняя фаза тракта низкого стояния (Early Phase Lowstand System Tract/ EPLST);
- Поздняя фаза тракта низкого стояния (Late Phase Lowstand Systems Tract/ LPLST);
- Трансгрессивный тракт (Transgressive Systems Tract/ TST);
- Тракт высокого стояния (Highstand Systems Tract/ HST).



1 – речные и эстуарные песчаники во врезках; 2 – песчаники и глины приморской низменности; 3 – прибрежно-морские песчаники; 4 – глины и тонкие слои песчаников шельфа и склона; 5 – морские конуса выноса и песчаники валов подводных русел; 6 – конденсированные отложения; 7 – границы секвенсы; 8 – парасеквенсы

Рисунок 13. Модель сиквенса (Маргулис, 2008)

**Тракт низкого стояния уровня моря (LST)** (рис.13, 14) образуется во время регрессии моря вплоть до минимального уровня и осушения шельфа. Осадконакопление происходит за счёт большого объёма обломочного материала, который перемещается на континентальный склон. Это *состояние систем трактов низкого раннего стояния EPLST*. После максимального понижения уровня моря обломочный материал формирует *проградации* клиноформных комплексов в основном в области континентального склона и его подножья (*состояние систем трактов позднего низкого стояния LPLST*) (Габдуллин и др., 2008).

Далее образуется **трансгрессивная система трактов (TST)** (рис. 13, 14), который знаменует начало трансгрессии моря. TST формирует ретроградационный пакет парасеквенсов. Отложения трансгрессивного тракта образуют подошвенное налегание на трансгрессивную поверхность в сторону суши (Маргулис, 2008).

При дальнейшей трансгрессии начинает формироваться **система трактов высокого стояния (HST)** (рис. 13, 14). Обломочный материал переносится к границе шельфа и континентального склона. Здесь образуются пологие клиноформные проградации шельфовых комплексов в направлении склона континента (Маргулис, 2008).

Поверхность **максимального затопления (MFS)** является маркирующим горизонтом, который служит репером при стратификации разреза (Габдуллин и др., 2008).

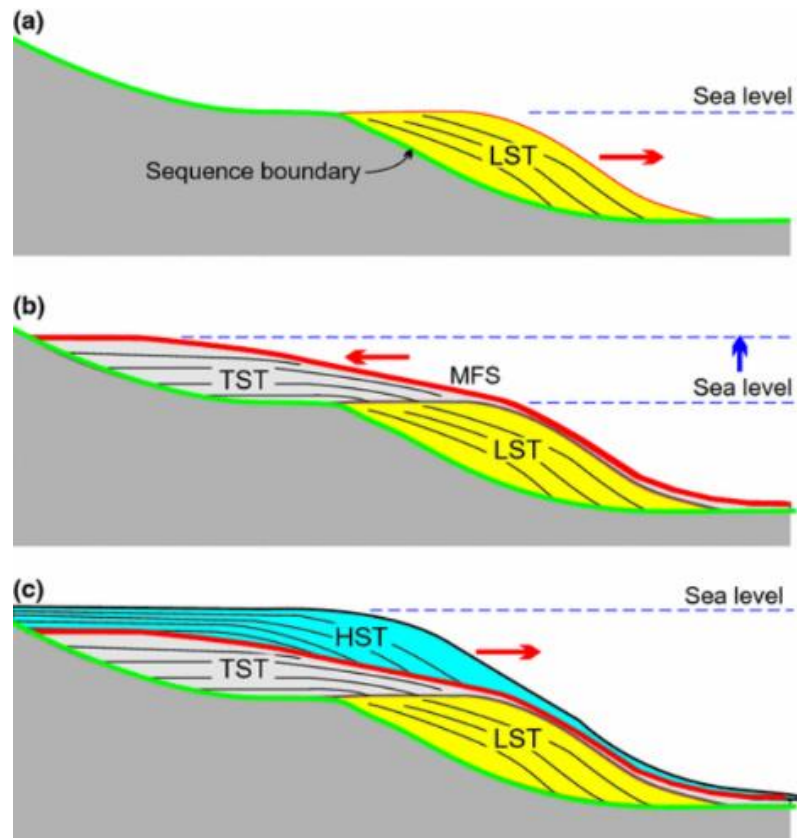


Рисунок 14. Модель образования сиквенса: а) Тракт низкого стояния уровня моря (LST); б) Трансгрессивная система трактов (TST); в) Тракт высокого стояния (HST)

Основная терминология сиквентной стратиграфии:

*Парасиквенс* (рис. 13, 15) – уменьшающаяся вверх по разрезу группа пластов, ограниченную поверхностями максимального затопления. Парасиквенс образует регрессивный цикллит (Габдуллин и др., 2008).

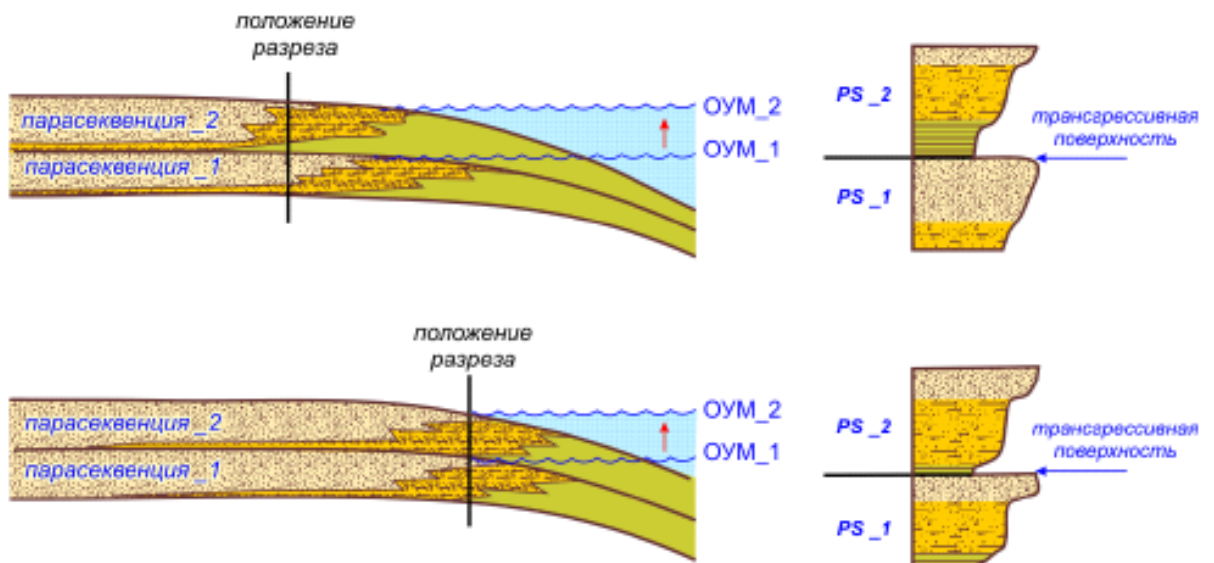


Рисунок 15. Принципиальное строение парасиквенций (Жемчуговой В.А., 2013)

*Поверхность морского затопления (MFS)* (рис. 13, 17) – это поверхность, вдоль которой фиксируется резкое увеличение глубины бассейна.

*Пакет парасиквенсов* – это последовательность пластов, характеризующихся одним из типов напластования – проградационным, ретроградационным или агградационным. Проградационный направлен в сторону бассейна и имеет регрессивный характер, ретроградационный направлен в противоположную сторону и носит трансгрессивный характер, агградационный формируется при неизменном положении береговой линии (Габдуллин и др., 2008).

*Граница сиквенса (sequence boundary)* (рис. 13, 17) – несогласная граница между сиквенсами, которая имеет региональное распространение. Граница сиквенса характеризуется следами эрозии и сдвигом границ фаций в сторону моря (Габдуллин и др., 2008).

Сиквенсы бывают разными по форме – от *плоскопараллельных* до *клиноформенных*.

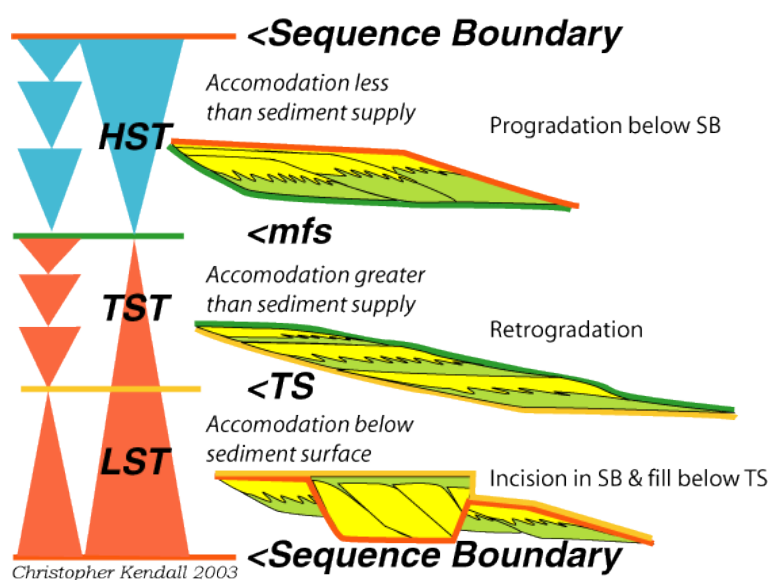


Рисунок 17. Идеальная модель сиквенса (Kendall, 2005)

#### Методика сиквенс-стратиграфии:

Сиквенс-стратиграфия начинается с анализа данных сейсмике и концептуальной модели. Среди задач методики выделяют следующие:

- Выделение границ сиквенсов, границы максимального затопления и всех трактов.
- Корректировка выделенных трактов с увязкой с данными РИГИС (литологии и характера насыщения).



Каждый тип напластования характеризуется определённой формой кривых ГИС (рис. 18а), что позволяет соотнести эту информацию с обстановкой осадконакопления (рис. 18б). На рисунке 19 показан пример выделения границ сиквенса и поверхности максимального затопления по кривой гамма-каротажа (Габдуллин и др., 2008).

а)

Тип тренда	Гамма-каротаж	ПС	КС	Акустич. каротаж	Интерпретация кривых каротажа
5					Проградация
4					Ретроградация
3					Агградация
2					Проградация и ретроградация
1					Агградация

б)

Тип тренда	Интерпретация кривых каротажа	Примеры седиментационных обстановок
5	Проградация	Золовое и флювиальное выполнение разветвленных отливных каналов, выполнение подводных каньонов, край карбонатного шельфа, эвапоритовый бассейн.
4	Ретроградация	Скошенные расщелины, устьевой береговой вал, фронт дельты, прибойная полоса, лопасть подводного конуса, смена кластического материала на карбонатный.
3	Агградация	Флювиальный и приливной бары, выполнение каналов глубокого прилива, приливная равнина, трансгрессивный шельф.
2	Проградация и ретроградация	Перемьтый прибрежный вал (отмель, бар), регрессивные до трансгрессивных береговые дельтовые фации.
1	Агградация	Заливная терраса, штормовый шельф, дистальный глубокий склон.

Рисунок 18. а) Интерпретация трендов кривых каротажа; б) Примеры обстановок осадконакопления (Emery, 1996)

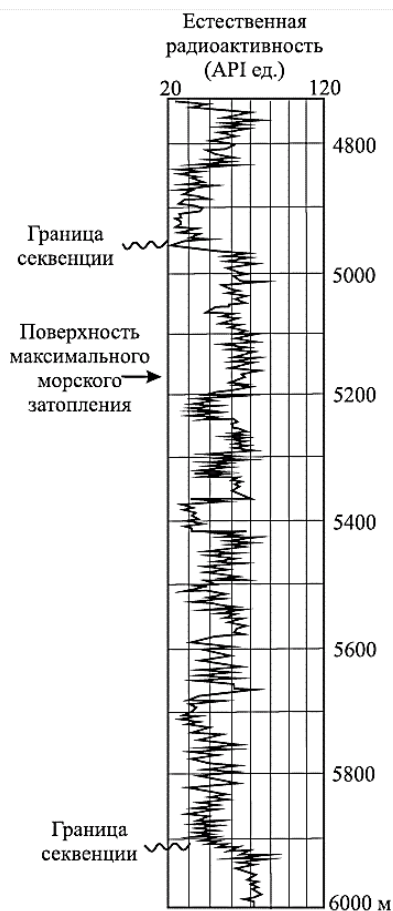


Рисунок 19. Выраженность границ сиквенций и трансгрессивных поверхностей в гамма-каротаже (Van Wagoner *et al.*, 1990)

В целом, методика сиквенс-стратиграфии заключается в выделении пластов. Этот процесс начинается с определения поверхности максимального затопления. Затем выделяются циклы трансгрессии и регрессии.

Методика позволяет сформировать модель осадконакопления, на основе которой можно спрогнозировать положение и качество коллекторов.

Для цели изучения объекта настоящей работы в рамках сиквенс-стратиграфического подхода выполнены исследования, позволяющие создать концептуальную модель строения пластов группы ТП1-3. Так изучение пласта представляло собой итеративный процесс, включающий несколько этапов работы с керном и скважинными данными, переходящий в электрофациальный анализ с увязкой керн-ГИС и, как результат, получение стратиграфического расчленения интервала исследования для целей построения концептуальных карт-схем строения продуктивных пластов месторождения С. (рис. 20).

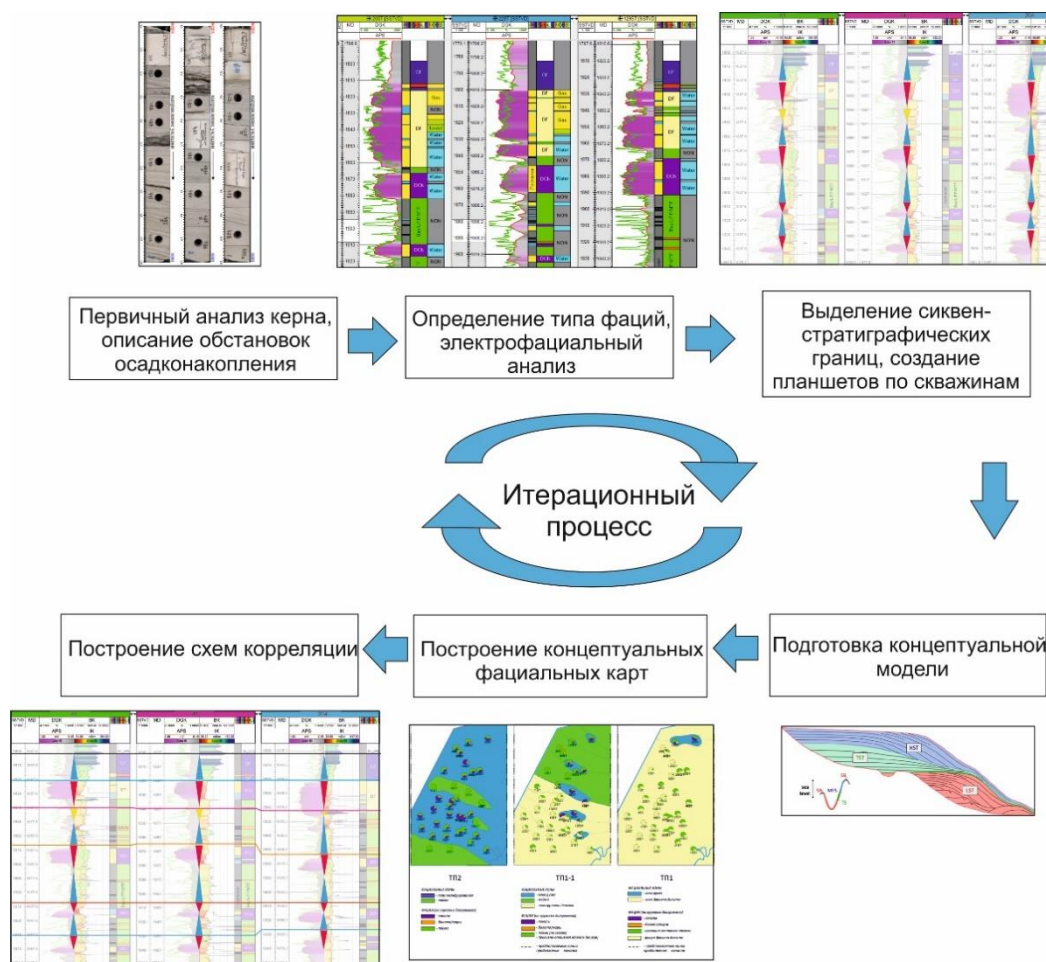


Рисунок 20. Этапы итерационного процесса, результатом которого является стратификация и корреляция изучаемых пластов

## 2.2 СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКОЙ АНАЛИЗ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА. ОБСТАНОВКИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ. ЭЛЕКТРОФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ

### Фактический материал

В пределах месторождения С. отбор керна был выполнен по трём скважинам. Проходка с отбором керна по изучаемым пластам ТП1-3 76,1 м, вынос керна – 75,6 м или 99,3% от проходки по скважинам. Сведения об отборе и выносе керна по скважинам месторождения С. приведены в таблице 1.

*Пласт ТП<sub>1</sub>* по описанию керна из скважин представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники светло-серые, мелко- и среднезернистые, крепкоцементированные карбонатным или глинистым цементом, часто рыхлые, однородные или слоистые за счет прослоев глинистого материала, присутствуют прослойки углистого материала. Алевролиты серые, темно-серые, иногда коричневые, плотные, массивные, слюдистые, крепкие. Аргиллиты темно-серые до черного, слюдистые, крепкие, плотные, слоистые за счет прослоек песчаников и алевролитов, с остатками фауны и включениями черного угля.

По данным гранулометрического анализа в коллекторах преобладает песчаная фракция (от 0,1 до 1 мм), ее содержание в среднем составляет 68,9 %. По результатам описания шлифов коллекторы пласта по породообразующим минералам имеют следующий состав: содержание кварца составляет 41,1 %, полевых шпатов – 45,3 %, обломков пород – 13,0 %, слюд – 0,7 %. Среди аксессуарных минералов преобладают гранат, апатит, эпидот, отмечаются черные рудные минералы, сфен, рутил, турмалин, амфиболы, циркон, хлоритоид.

*Пласт ТП<sub>2</sub>* по описанию керна из скважин представлен песчаниками серыми, средне- и мелкозернистыми, полимиктовыми, средней и слабой крепости, алевролитами темно-серыми, мелкозернистыми, слоистыми, аргиллитами темно-серыми, плотными, средней крепости. Повсеместно отмечаются включения растительного детрита.

По данным гранулометрического анализа в коллекторах преобладает песчаная фракция (от 0,1 до 1 мм), ее содержание составляет 73,0 %. По результатам описания шлифов коллекторы пласта по породообразующим минералам имеют следующий состав: содержание кварца составляет 45,0 %, полевых шпатов – 42,1 %, обломков пород – 9,3 %, слюд – 3,5 %. Среди аксессуарных минералов преобладают циркон, гранат, титанистые минералы.

*Пласт ТП<sub>3</sub>* представлен песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, крепкоцементированными, с глинистым цементом, с тонкими прослойками углистого материала (толщиной до 3 мм) и аргиллитами темно-серыми, плотными.

Таблица 1. Сведения об отборе и выносе керна по скважинам месторождения С.

Скважина	Глубина интервала отбора керна, м		Глубина интервала отбора керна, м (с учетом привязки к ГИС)		Смещение, м	Проходка, м	Фактический вынос		Стратиграфическая единица	Обстановка осадконакопления, фация (по Е.Ю. Барабошкин 2007, 2011)	Индекс	Описание фации	Глубина интервала обстановки осадконакопления, фации, м		Глубина интервала обстановки осадконакопления, м (с учетом привязки к ГИС)	
	кровля	подошва	кровля	подошва			м	%					кровля	подошва	кровля	подошва
1	1800	1827,6	1803,1	1831,17	3,1	28,1	27,6	98,33	ТП1	Переходная зона пляжа/Offshore transition	OFT	Неравномерное переслаивание сильнобиотурбированных темно-серых аргиллитов и светло-серых, разнозернистых алевролитов и песчаников. В результате биотурбации первичные осадочные текстуры практически полностью уничтожены, взамен сформировались специфические текстуры типа «рябчик».	1800,00	1807,00	1803,10	1810,10

1	1800	1827,6	1803,1	1831,17	3,1	28,1	27,6	98,33	ТП1	Предфронт альная зона пляжа/Shor eface	SF	Неравномерное переслаивание светло- серых и серовато- коричневатых мелкозернистых песчаников. Породы в разной степени биотурбированны горизонтальными и вертикальными следами жизнедеятельности морских донных организмов. Отложения насыщены углефицированным растительным детритом и корнями растений.	1807,0 0	1810,00	1810,10	1813,10
---	------	--------	--------	---------	-----	------	------	-------	-----	--	----	--	-------------	---------	---------	---------

1	1800	1827,6	1803,1	1831,17	3,1	28,1	27,6	98,33	ТП1	Фация глинисто- алевроитов ых осадков заливно- лагунного мелководь я/Bay/Lago оп	Bay/L	Неравномерное полого- волнистое переслаивание аргиллита серого, алевролита серого, мелкозернистого и крупно-мелкозернистого, алевролита светло- серого, мелко- крупнозернистого, переходящего в песчаник мелкозернистый алевроитовый. Отдельные слои нарушены биотурбацией.	1810,0 0	1811,68	1813,10	1814,78
---	------	--------	--------	---------	-----	------	------	-------	-----	--	-------	--	-------------	---------	---------	---------

1	1800	1827,6	1803,1	1831,17	3,1	28,1	27,6	98,33	ТП1, ТП1- 1	Фронт дельты/Del ta front	DF	Мелкозернистые хорошосортированные светло-серые- коричневатые песчаники с преимущественно тонкой косой и субгоризонтальной текстурой. Слоистость подчеркнута углефицированным растительным детритом. В интервале 1826-1826,25 м присутствуют включения мелких уплощенных глинисто- алевритовых литокластов.	1811,6 8	1827,60	1814,78	1830,70
2	1840	1873	1840	1873	0	33	33	100	ТП2	Фация песчаных осадков надводных дельтовых каналов/Del ta channel	DCh	Песчаник светло-серый, мелкозернистый, с незначительной примесью среднепесчаного материала. Текстура массивная. В нижней части слоя наблюдаются интракласты тёмно- серого аргиллита.	1840,0 0	1843,20	1840,00	1843,20

2	1840	1873	1840	1873	0	33	33	100	ТП2	Фронт дельты/Delta front	DF	Песчаник светло-серый, мелкозернистый алевритистый и алевритовый, средне-мелкозернистый и среднезернистый. Песчаник внешне неслоистый.	1843,2 0	1848,75	1843,20	1848,75
2	1840	1873	1840	1873	0	33	33	100	ТП2	Приливно-отливная протока (ручей)/Tidal creek	Tcr	Карбонатный песчаник светло-серого, почти белого цвета. Текстура массивная.	1848,7 5	1853,00	1848,75	1853,00
2	1840	1873	1840	1873	0	33	33	100	ТП2	Фация песчаных осадков надводных дельтовых каналов/Delta channel	DCh	Песчаник светло-серый, мелкозернистый, с прослоями тёмно-серого аргиллита. Структура косослоистая, в нижней части субгоризонтальная.	1853,0 0	1858,40	1853,00	1858,40
2	1840	1873	1840	1873	0	33	33	100	ТП2	Фация глинисто-алевритовых осадков маршей/Marsh	M	Аргиллит темно-серый до серого. По слою много крупных нитевидных углефицированных остатков корневых систем растений.	1858,4 0	1858,78	1858,40	1858,78



2	1840	1873	1840	1873	0	33	33	100	ТП2	Пойма/Floodplain	FP	Алеврит серый с неравномерной примесью глинистого материала. С частой очень тонкой субгоризонтальной слоистостью, подчеркнутой светло-серым крупноалевритовым материалом. В породах присутствуют единичные корневые остатки растений.	1858,78	1861,00	1858,78	1861,00
2	1840	1873	1840	1873	0	33	33	100	ТП2	Фация глинисто-алевритовых осадков маршей/Marsh	M	Аргиллит темно-серый до серого. По слою много крупных нитевидных углефицированных остатков корневых систем растений.	1861,00	1863,20	1861,00	1863,20

2	1840	1873	1840	1873	0	33	33	100	ТП2	Пойма/Floodplain	FP	Алеврит серый с неравномерной примесью глинистого материала. С частой очень тонкой субгоризонтальной слоистостью, подчеркнутой светло- серым крупноалевритовым материалом. В породах присутствуют единичные корневые остатки растений.	1863,2 0	1865,45	1863,20	1865,45
---	------	------	------	------	---	----	----	-----	-----	------------------	----	--	-------------	---------	---------	---------

2	1840	1873	1840	1873	0	33	33	100	ТПЗ	Фация песчаных осадков надводных дельтовых каналов/Delta channel	DCh	Песчаник светло-серый со слабым неравномерным коричневатым оттенком, мелкозернистый алевритовый, мелкозернистый и средне-мелкозернистый до мелко- среднезернистого на отдельных уровнях. По всему интервалу проявлена характерная косая плоскопараллельная слоистость, подчеркнутая глинистым либо углисто- глинистым материалом, участками с хорошо выраженными следами срезания и последующей сменой углов наклона косых слойков. На отдельных уровнях песчаник преимущественно с массивной.	1865,4 5	1873, 00	1865,45	1873,00
---	------	------	------	------	---	----	----	-----	-----	--	-----	--	-------------	----------	---------	---------

3	1935	1950	1936,3	1951,3	1,3	15	15	100	ТПЗ	Болото/Sw amp	SW	Уголь слюеватый, за счет линзочек, слойков и тонких прослоев угля бурого, плотного и аргиллита черного, углистого с включениями уплотненной, вероятно, ожелезненной и пиритизированной темно-коричневой древесины.	1935,0 0	1937,25	1936,30	1938,55
3	1935	1950	1936,3	1951,3	1,3	15	15	100	ТПЗ	Пойма/Flo odplain	FP	Слабиотурбированное неравномерное переслаивание алевролитов глинистых и тонкозернистых песчаников. Слоистость косая разнонаправленная.	1937,2 5	1944,00	1938,55	1945,30
3	1935	1950	1936,3	1951,3	1,3	15	15	100	ТПЗ, ТП4	Болото/Sw amp	SW	Аргиллит темно-серый, темно-коричневый, черный, неравномерно углистый, слюеватый, за счет многочисленных линзочек, слойков и тонких прослоев угля черного матового и со смолистым блеском.	1944,0 0	1948,45	1945,30	1949,75

3	1935	1950	1936,3	1951,3	1,3	15	15	100	ТП4	Пойма/Floodplain	FP	Неравномерное полого-волнистое переслаивание аргиллита серого, алевролита серого, мелкозернистого и крупно-мелкозернистого, алевролита светло-серого, мелко-крупнозернистого, переходящего в песчаник мелкозернистый алевролитовый. Наблюдаются углистые прослой.	1948,4 5	1950,00	1949,75	1951,30
---	------	------	--------	--------	-----	----	----	-----	-----	------------------	----	---	-------------	---------	---------	---------

## Седиментологический анализ кернового материала

С целью реконструкции истории геологического развития месторождения и определения обстановок осадконакопления, в которых образовывались пласты ТП<sub>1-3</sub> танопчинской свиты, выполнен седиментологический анализ кернового материала.

Глобальная обстановка осадконакопления исследуемых пластов переходная (подводная и надводная дельтовая равнина, аллювиальная равнина): пласты представлены комплексом отложений дельты флювиального типа и междельтового приливно-отливного побережья (песчаники головной части залива и алеврито-глинистые отложения центральной части залива/лагуны, а также песчаники и алевролиты приливно-отливных каналов, чередующихся с алевроглинистыми породами приливно-отливных отмелей и заболоченной поймы) с переходом в флювиальную часть, в рамках которой выделяются отдельные русловые каналы.

Дельтовые отложения формируются в различных условиях и сложены разнообразными осадками – от континентальных до морских включительно. Тем не менее они представляют собой единое целое в генетическом отношении. В современных дельтах, а по аналогии с ними и в некоторых хорошо изученных ископаемых дельтах выделяют ряд палеогеографических зон, каждая из которых характеризуется определенными условиями образования осадков.

В пределах речных дельт и прилегающих к ним участков суши и моря выделяют следующие палеогеографические зоны: I - аллювиальная равнина; II - надводная часть дельты, подразделяемая на нижнюю и верхнюю части; III - подводная часть дельты (авандельта), которая подразделяется на подводную дельтовую платформу (подводную часть дельты, субстрат дельты) и подводный склон дельты (внешний край, кайма, фронт дельты); IV - морское мелководье, т. е. мелководная часть шельфа, на котором располагается дельта (рис. 21).

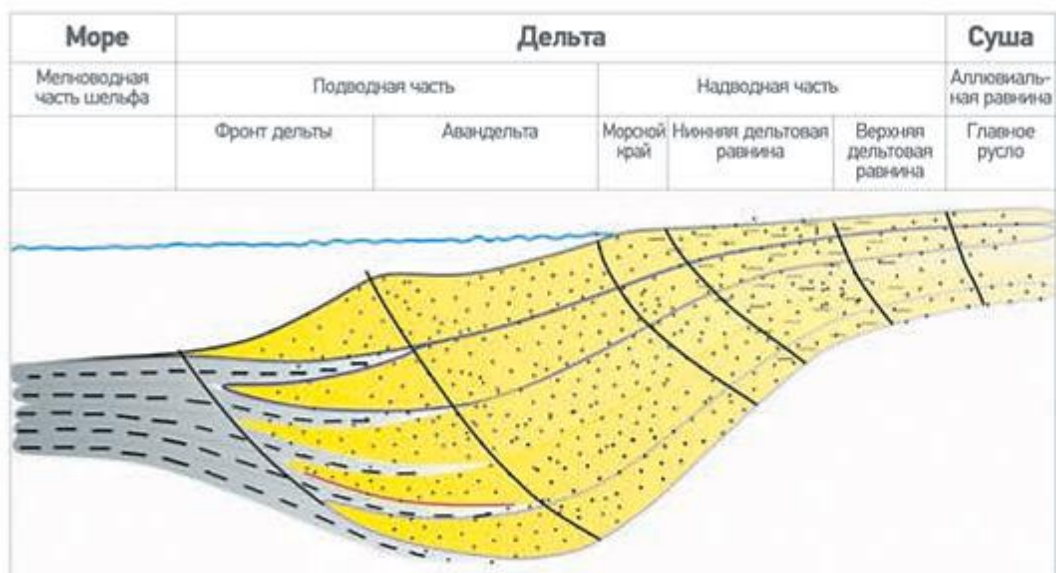


Рисунок 21. Схема строения дельты (Муромцев, 1984)

Формирование каждого дельтового комплекса происходило в различных условиях и при различных режимах седиментации. Так, в надводных частях дельтового комплекса преобладали условия, близкие по своим гидродинамическим особенностям к условиям формирования аллювиальных фаций, в то время как в подводных частях наибольшее влияние имели прибрежно-морские условия осадконакопления. Тем не менее каждая палеогеографическая зона дельтового комплекса (дельтового веера) будет отличаться своими, только ей свойственными сочетаниями фаций, располагающихся в определенной последовательности по разрезу (группы фаций).

Дельты рассматриваемой области относятся к флювиальному типу, преобладающая энергия связана с приливами и речной энергией, в связи с чем основные песчаные тела ориентируются поперек направления сноса осадочного материала, образуя фронт дельты из отдельных вытянутых песчаных валов (баров).

#### Скважина 201

Интервал отбора керна 1800-1827,6 м (пласт ТП<sub>1</sub>-ТП<sub>1-1</sub>).

Хорошо прослеживается смещение фациальных поясов от канала к заливу, затем к фронту дельты и, наконец, к зоне пляжа.

С глубины 1827,60 м наблюдаются отложения *фашии фронта дельты*, которые сложены мелкозернистыми хорошо сортированными светло-серыми-коричневыми

песчаниками с преимущественно тонкой косо́й и субгоризонтальной текстурой. Слоистость подчеркнута углефицированным растительным детритом. В интервале 1826,00–1826,25 м присутствуют включения мелких уплощенных глинисто-алевритовых литокластов (рис. 22а-1).

На интервале 1811,68–1810,00 м отложения представлены *фацией глинистой приливо-отливной отмели*. Наблюдается неравномерное полого-волнистое переслаивание аргиллита серого, алевролита серого, мелкозернистого и крупно-мелкозернистого, алевролита светло-серого, мелко-крупнозернистого, переходящего в песчаник мелкозернистый алевритовый. Отдельные слои нарушены биотурбацией (рис. 22а-2).

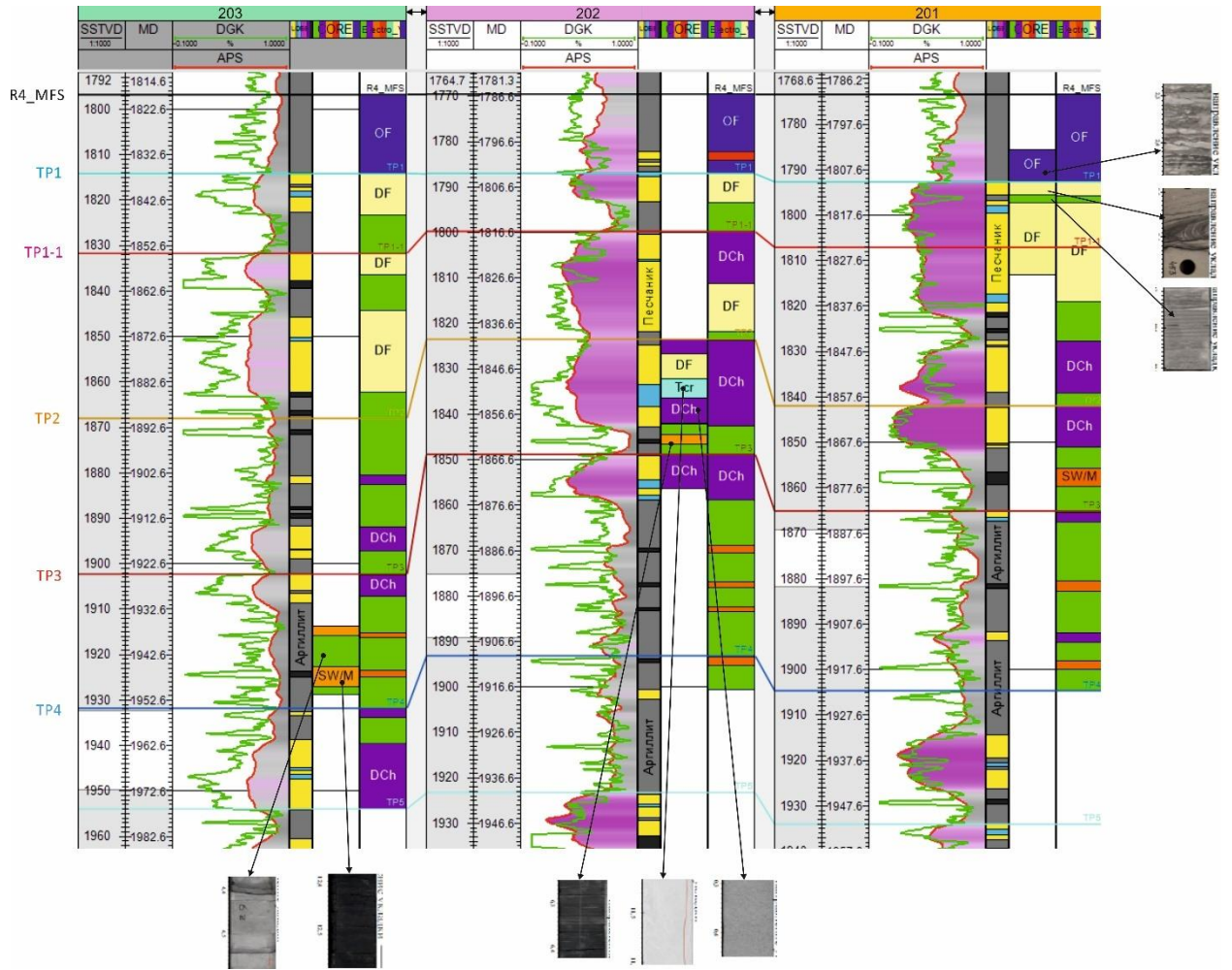
Выше по разрезу до глубины 1807 м прослеживается *предфронтальная зона пляжа*. Отложения представлены неравномерным переслаиванием светло-серых и серовато-коричневатых мелкозернистых песчаников. Породы в разной степени биотурбированы горизонтальными и вертикальными следами жизнедеятельности морских донных организмов. Отложения насыщены углефицированным растительным детритом и корнями растений (рис. 22а-3).

Самая верхняя часть керна (1800–1807 м) является *переходной зоной пляжа*. В осадках наблюдается неравномерное переслаивание сильнобиотурбированных темно-серых аргиллитов и светло-серых, разномзернистых алевролитов и песчаников. В результате биотурбации первичные осадочные текстуры практически полностью уничтожены, взамен сформировались специфические текстуры типа «рябчик» (рис. 22а-4).

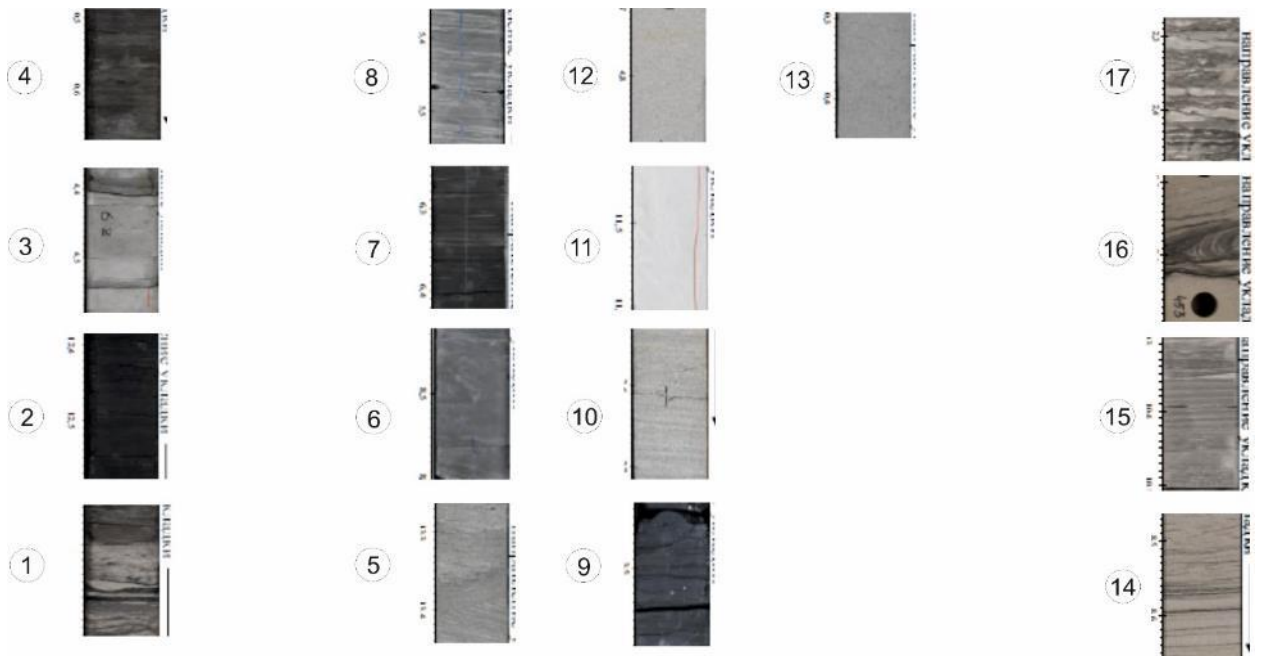
В целом, скважина 201 расположена на месте трансгрессии моря, которая отражена в изменении осадков от фации фронта дельты к более глубоководной зоне пляжа.



a)



b)



в)








Цвет	Индекс	Расшифровка
	Bay/L/F P/MTF	Фация глинисто-алевритовых осадков заливно-лагунного мелководья/Bay/Lagoon/Пойма/Floodplain/ Фация глинистой приливно-отливной отмели/Mud tidal flat
	DCh/Ch	Фация песчаных осадков дельтовых каналов/Delta channel/Фация русловы каналов/Channel
	Tcr	Приливно-отливная протока (ручей)/ Tidal creek
	SW/M	Болото/Swamp/Фация глинисто-алевритовых осадков маршей/Marsh
	DF	Фронт дельты/Delta front
	OF	Дальняя зона пляжа/Offshore
	OSB	Фация песчаных осадков сильноподвижного мелководья (бары)/Offshore sand bars

Рисунок 22. а) Корреляция скважин 1, 2 и 3; б) Керновый материал (нумерация по каждой скважине снизу вверх); в) Расшифровка цветовой окраски фаций на рисунке корреляций скважин

#### Скважина 202

Интервал отбора керна 1840-1873 м (пласт ТП<sub>2</sub>).

На данном участке отражены несколько колебаний уровня моря.

Нижняя часть керна (1865,45–1873 м) представлена *фацией руслового канала*. Отложения сложены песчаником светло-серым со слабым неравномерным коричневатым оттенком, мелкозернистый алевритовый, мелкозернистый и средне-мелкозернистый до мелко-среднезернистого на отдельных уровнях. По всему интервалу проявлена характерная косая плоскопараллельная слоистость, подчеркнутая глинистым либо углисто-глинистым материалом, участками с хорошо выраженными следами срезания и последующей сменой углов наклона косых слойков. На отдельных уровнях песчаник преимущественно с массивной (рис. 22а-5).

Выше по разрезу (1863,20–1865,45 м) залегают отложения *фацции поймы*, сложенные серым алевритом с неравномерной примесью глинистого материала. Слоистость тонкая субгоризонтальная, подчеркнутая светло-серым крупноалевритовым материалом (рис. 22а-6).

На глубине 1861,00–1863,20 м наблюдаются отложения *фацции глинисто-алевритовых осадков маршей*. Отложения представлены аргиллитом тёмно-серого до серого цвета (рис. 22а-7).

На интервале 1858,78–1861,00 м отложения представлены *фацией глинистой приливо-отливной отмели*, сложенной алевритом серого цвета с неравномерной примесью глинистого материала и частой очень тонкой субгоризонтальной слоистостью, подчеркнутой светло-серым крупноалевритовым материалом (рис. 22 а-8).

Выше по разрезу в интервале 1858,40–1858,78 м вновь выделяется *фация глинисто-алевритовых осадков маршей*. Отложения представлены аргиллитом тёмно-серого до серого цвета (рис. 22а-9).

Интервал керна от 1853,00 до 1858,40 м представлен *фацией песчаных осадков надводных дельтовых каналов*. Толща сложена песчаником светло-серым, мелкозернистым, с прослоями тёмно-серого аргиллита. Структура косослоистая, в нижней части субгоризонтальная (рис. 22а-10).

На глубине 1848,75–1853,00 м наблюдается *фация приливо-отливного протока (ручей)*. Отложения представлены карбонатным песчаником светло-серого, почти белого цвета. Текстура массивная (рис. 22а-11).

Выше по разрезу (1843,20–1848,75 м) залегают отложения *фронта дельты*. Толща сложена песчаником светло-серым, мелкозернистым алевритистым и алевритовым, средне-мелкозернистым и среднезернистым. Песчаник внешне неслоистый (рис. 22а-12).

Верхняя часть керна (1840,00–1843,20 м) представлена *фацией песчаных осадков надводных дельтовых каналов*. Отложения сложены песчаником светло-серого, мелкозернистого, с незначительной примесью среднепесчаного материала. Текстура массивная. В нижней части слоя наблюдаются интракласты тёмно-серого аргиллита (рис. 22а-13).

В целом, данные толщи керна отражают изменение уровня моря: первоначально в данной точке месторождения были развиты русловые каналы, затем следует цикл трансгрессий и регрессий (образование отложений отмели и затем отложений болота), который завершается отступанием моря с образованием врезанного канала.

Интервал отбора керна 1935,00–1950,00 м (пласт ТП<sub>3</sub>-ТП<sub>4</sub>).

Данный разрез отражает изменение положения дельтовых каналов.

Нижняя часть керна (1948,45–1950,00 м) представлена *фацией поймы*. Толща сложена неравномерным полого-волнистым переслаиванием серого аргиллита, серого, мелкозернистого и крупно-мелкозернистого алевролита и светло-серого, мелко-крупнозернистого, переходящего в мелкозернистый алевролитовый песчаник алевролита. Наблюдаются углистые прослои (рис. 22а-14).

Выше по разрезу (1944,00–1948,45 м) наблюдаются осадки *болота*, представленные аргиллитом темно-серого, темно-коричневого, черного цвета, неравномерно углистого, слоеватого, за счет многочисленных линзочек, слойков и тонких прослоев угля чёрного матового и со смолистым блеском (рис. 22а-15).

На интервале 1937,25–1944,00 м залегают отложения *поймы*: слабобиотурбированное неравномерное переслаивание алевролитов глинистых и тонкозернистых песчаников. Слоистость косая разнонаправленная (рис. 22а-16).

Верхняя часть керна (1935,00–1937,25 м) вновь представляет собой фацию *болота*, сложенную углём, слоеватым за счет линзочек, слойков и тонких прослоев угля бурого, плотного и аргиллита черного, углистого (рис. 22а-17).

В целом, данные толщи керна отражают континентальные условия – аллювиальная равнина с русловыми каналами, поймой и болотами.

Таким образом, обстановка осадконакопления для изучаемых пластов ТП<sub>1</sub>-3 месторождения С., согласно седиментологическому описанию керна трёх разведочных скважин, выявлению фациальных разностей, относится к переходной: дельта с переходом в аллювиальную равнину.

### Электрофациальный анализ пластов ТП1-3

Применение промысловой геофизики (данных ГИС) для установления условий осадконакопления и проведения палеогеографических реконструкций приобрело большее значение в связи с тем, что ограниченный выход керна не обеспечивает проведение детальных литологических исследований.

Наиболее информативными промыслово-геофизическими методами для получения литологической информации при исследовании терригенных отложений являются методы самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной гамма-активности (ГК). Метод ПС, как известно, позволяет фиксировать изменение адсорбционно-диффузионного потенциала вдоль необсаженного ствола скважины, пробуренной на пресном глинистом растворе (глинистый раствор менее минерализован, чем пластовая вода). Различными исследователями установлено наличие корреляционной связи между относительной амплитудой ПС и относительной глинистостью, гранулометрического состава песчаных пород. Таким образом, особенности метода самопроизвольной поляризации в условиях терригенного разреза при постоянной минерализации пластовых вод и повышенной мощности пластов (>2 м) позволяют с помощью относительных значений  $\alpha_{\text{пс}}$  устранить влияние на характер кривой всех факторов, кроме относительной глинистости и размера обломочных частиц, т. е. выделить два наиболее важных литологических параметра, дающих возможность выявлять особенности седиментации терригенных осадков и оценивать коллекторские свойства пород (Муромцев, 1984).

Гамма-каротаж позволяет также уточнять и коррелировать характер изменения литологического состава пород, устанавливаемый по кривой ПС для определения фациальной природы осадка. Также этот метод дает возможность самостоятельно получать данные о литологическом составе пород в обсаженных стволах скважин при бурении на соленом буровом растворе или с применением нефтяных эмульсий, т. е. в тех случаях, когда метод ПС вообще не может быть использован. Таким образом, гамма-метод необходимо рассматривать главным образом как дополняющий и корректирующий.

Используя электрометрические характеристики, и, в частности, значения  $\alpha_{\text{пс}}$ , соответствующие определенным палеогидродинамическим уровням (режимам) седиментации, и седиментологические модели фаций, показывающие смену этих уровней во времени, можно построить электрометрическую модель фации.

Электрометрической моделью фации называется отрезок кривой ПС, образованный одной или несколькими аномалиями, увязанными с граничными значениями  $\alpha_{\text{пс}}$  и

отражающими изменения литофизических свойств пород, обусловленные характерной последовательностью смены палеогидродинамических уровней среды седиментации во времени. Чередование сходных электрометрических моделей фаций или их групп позволяет выявлять электрометрические характеристики трактов или нескольких однородных трактов, следующих в разрезе друг за другом (сиквенсов), т. е. определять электрометрические модели сиквенсов того или иного генезиса и использовать этот признак для корреляции скважин по каротажу.

Таким образом, основной принцип электрофациального анализа включает в себя несколько этапов, каждый из которых является логичным продолжением предыдущего:

1. Работа с кернавым материалом:
  - a. анализ кернавого материала;
  - b. выделение детальных фаций по макроописанию керна;
  - c. объединение в фациальные группы;
2. Анализ данных ГИС
  - a. ассоциация керн-ГИС;
  - b. выделение характеристических кривых/форм ГК/ПС (согласно методике Муромцева);
3. Выделение палеофациальных зон
  - a. Объединение групп фаций в палеофациальные зоны, согласно области дельтового комплекса/ассоциации аллювиальной равнины.

По сути, электрофациальный анализ сводится к определению зависимости между литофизическими свойствами пород и электрометрическими характеристиками, выявлению наиболее информативного вида электрокаротажа, отражающего смену палеогидродинамических уровней (режимов) седиментации во времени, и установлению седиментологических моделей наиболее распространенных фаций, с отложениями которых связаны скопления углеводородов. В ходе работы одной из задач было создание электрометрических моделей фаций, используя их седиментологические модели (согласно описанию керна) и выявленные зависимости между электрометрическими к литофизическими свойствами пород для 38 скважин, вскрывающих продуктивные пласты группы ТП<sub>1-3</sub>.

С целью выделения фаций по данным ГИС, проанализированы кривые DGK и APS. Всего получено 4 группы фаций:

- Фация глинистой приливно-отливной отмели и внутридельтового залива/лагуна/пойма (Bay/L/FP/MTF), по сути, являющейся объединением всех фациальных разностей, представляющих собой неколлектор;
- Проксимальная часть фронта дельты (фронт дельты) (DF);
- Распределительные каналы дельты/русловые каналы (DCh/Ch);
- Болото/Фация глинисто-алевролитовых осадков маршей (SW/M).

Каждая группа фаций идентифицируется по характерной картине кривых DGК и APS. Фация глинистой приливно-отливной отмели и внутридельтового залива выделяется по высоким значениям, приближающимся к единице, кривой APS (рис. 23).

Проксимальная часть фронта дельты выделяется по низким значениям, приближающимся к нулю, кривой APS. Значение глинистости либо остаётся постоянным, либо уменьшается вверх по разрезу (рост зернистости вверх по разрезу) (рис. 23).

Распределительные каналы дельты на данных ГИС характеризуются низкими значениями, приближающимся к нулю, кривой APS. Кроме того, прослеживается тренд увеличения глинистости вверх по разрезу (уменьшение зернистости вверх по разрезу) (рис. 23).

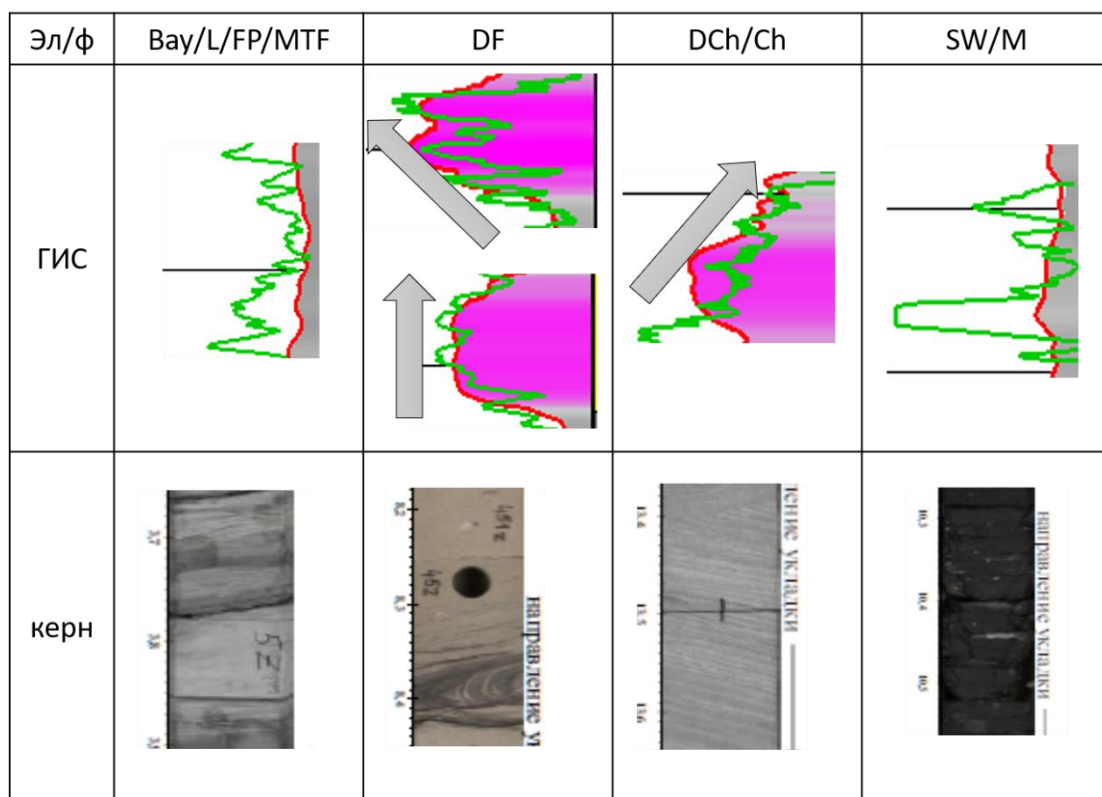


Рисунок 23. Примеры выделения электрофаций (эл/ф) по форме кривых ГИС и керну

Болото/Фация глинисто-алевролитовых осадков маршей выделяется по высоким, приближающимся к единице, кривой APS (рис. 23).

По результатам электро-фациального анализа по всему набору скважинных данных происходила увязка скважин с керном (с определенными фациями по макроскопическому описанию керна) с формой кривой представленного и записанного комплекса ГИС в скважине. Далее сделан перенос аналогичных форм и характеристик на скважины, в которых отбора керна не было. Таким образом, по всему набору скважин (38 шт.) выполнен анализ имеющихся предполагаемых фаций и фациальных групп, согласно форме, особенностям и характеристики типа кривых ГИС.

### 2.3 СТРАТИФИКАЦИЯ ИНТЕРВАЛА РАЗВИТИЯ ПЛАСТОВ. РАССМОТРЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ СЦЕНАРИЕВ

Одним из наиболее важных факторов, обеспечивающих успех выделения песчаных тел-ловушек нефти и газа и установления их генезиса, является расчленение разреза продуктивных толщ и их детальная корреляция.

Основной целью настоящей работы является стратиграфическая корреляция продуктивных отложений танопчинской свиты (ТП1-3) месторождения С. По всему набору скважинных данных (38 штук) с использованием детального описания керна, электрометрических моделей фациальных разностей, а также с применением сиквенс-стратиграфии как базиса для выделения границ пластов, установления типа этих границ и как следствие, проведение детальной корреляции отложений на площади исследования.

Выделение сиквенсов является основой для определения положения песчаных тел и экранирующих их глинистых пород в пространстве. На сегодняшний день не существует иной методики стратификации разреза, который практически не содержит органические остатки и чёткие маркирующие горизонты. Однако проведение сиквенс-стратиграфии возможно только на основе данных ГИС, и в первую очередь данных кривых ПС (Маргулис, 2008).

Электрометрические характеристики сиквенсов разного генезиса различаются по характеру расположения положительных и отрицательных аномалий, которые соответствуют положению пластов песчаных и глинистых пород в разрезе. На основе седиментологического и электрофациального анализа определяют генезис отложений. Таким образом, устанавливают природу самого сиквенса. Также выделяют тракты разного генезиса – по



особенностям кривой ПС. Кроме того, сиквенсы, выделяемые на всей изучаемой площади, можно использовать в качестве локальных опорных горизонтов (Габдуллин и др., 2008).

Методика сиквенс-стратиграфии может быть применена в скважинах, в которых не получен керн. Однако при последующей корреляции важна привязка к местным стратиграфическим и корреляционным схемам, основанным на палеонтологических и литологических данных (Габдуллин и др., 2008).

Продуктивные интервалы изучаемых пластов ассоциированы с песчаниками врезанных долин, русловых поясов, зон распространения приливно-отливных каналов и баров, отложение которых происходило в условиях прибрежной равнины под влиянием приливно-отливных процессов.

Принимая во внимание генезис отложений, можно сделать вывод, что наиболее достоверным вариантом стратиграфической корреляции является хроностратиграфический, так как в условиях аллювиальных и прибрежных равнин на рядом расположенных территориях одновременно откладывались глины, угли и песчаники, при этом углисто-глинистые интервалы соответствовали участкам пойм, а песчаные разности – зонам распространения каналов, что указывает на гетерогенность как генетических разностей, так и в целом характеристики изохронных коррелируемых отложений на единой территории исследования.

Следовательно, песчаник в одной скважине является одновозрастным углисто-глинистым разностям в соседней скважине.

При изучении отложений продуктивной толщи месторождения С. была использована ступенчатая корреляция электрометрических разрезов скважин, заключающаяся в том, что вначале последовательно коррелировались между собой более крупные объекты - пачки ритмов и ритмы, создающие скелетную основу будущей локальной корреляционной схемы. На втором этапе сопоставлялись более мелкие объекты, такие как части ритмов и продуктивные горизонты, расположенные в пределах уже скоррелированных более крупных единиц. На последнем этапе увязывались отдельные слои (аномалии), соответствующие песчаным телам.

Основные принципы и последовательность разделения пластов танопчинской свиты, основываясь на сиквенс-стратиграфический подход:

1. Выделение MFS, как границы максимального затопления, характеризующейся максимально глинистым разрезом, часто наиболее глубоководного генезиса;

2. Выделение крупных объектов (циклов) выше и ниже выделенных MFS, связанных с поверхностью трансгрессии или границами сиквенсов;
3. Сопоставление границ сиквенсов с границами электрофаций и границ флюидонасыщенных пластов;
4. Соблюдение плавного изменения мощности пластов в близких скважинах;
5. Согласование с региональными данными.

Такой метод корреляции позволяет избежать значительных ошибок при сопоставлении отдельных слоев и обеспечить выявление как крупных песчаных тел, так и тел небольшой мощности в пределах выбранного для изучения интервала разреза. При выявлении ритмов по данным каротажа, уточнении их границ и строения использовались все виды каротажных кривых.

Основными генетическими характеристиками, особенностями пластов ТП<sub>1-3</sub> являются:

1. Отсутствие волновой деятельности;
2. Отсутствие в разрезе поверхностей ярко-выраженных поверхностей затопления.

На основе выделенных электрофаций проведена сиквенс-стратиграфическая корреляция продуктивных пластов ТП<sub>1-3</sub> по всему набору скважин месторождения С. (рис. 24).

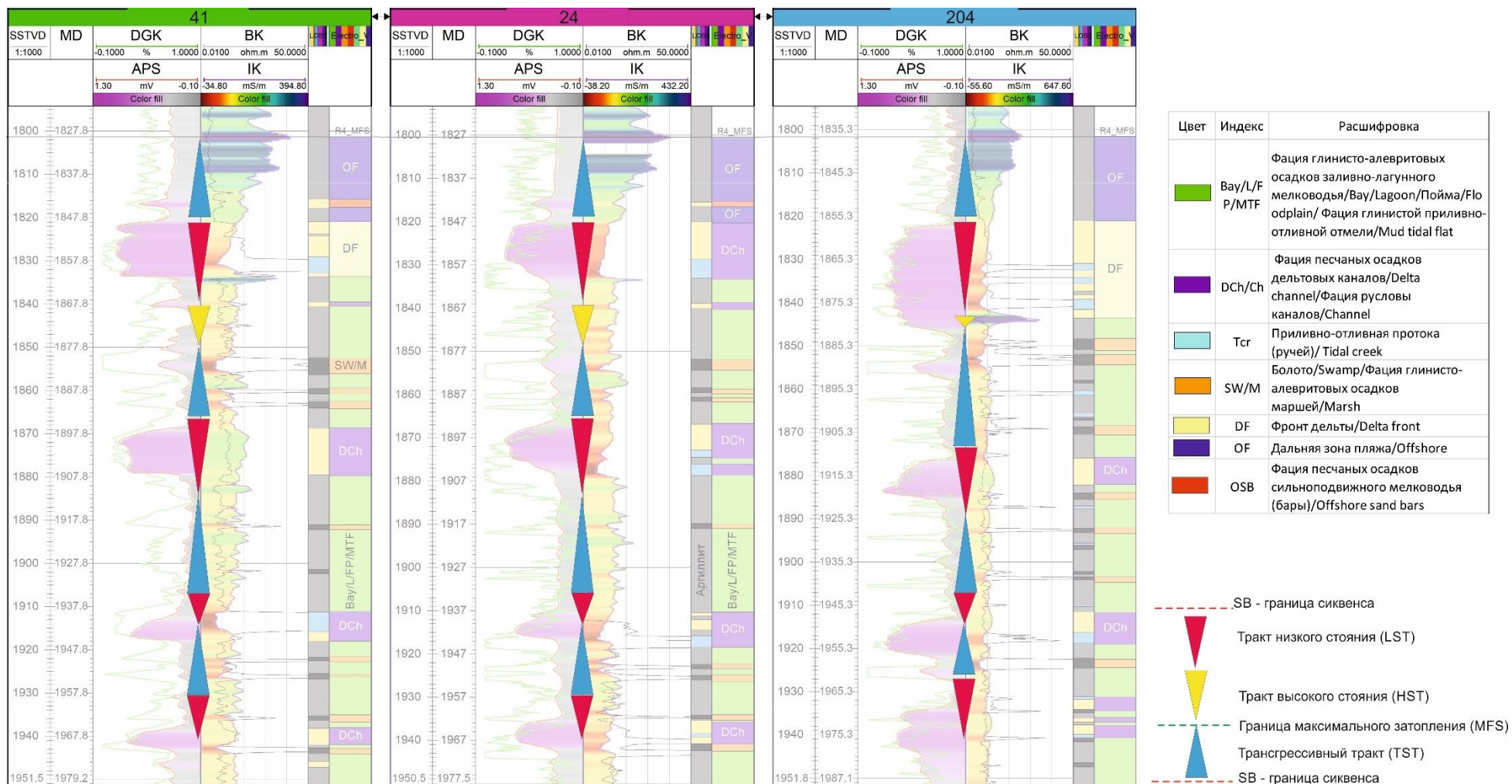


Рисунок 24. Пример выделения трактов на трёх соседних скважинах месторождения С

Финальным этапом стало выделение стратиграфических отбивок. Принципы выделения стратиграфических отбивок следующие:

- Опора на границы сиквенсов, границы электрофаций и границы флюидонасыщенных пластов;
- Соблюдение плавного изменения мощности пластов в соседних скважинах;
- Согласование с региональными данными (региональные тренды уменьшения/увеличения мощностей исследуемых пластов).

В целом, границами пластов стали границы сиквенсов между трактами LST и TST. Пласт ТПЗ и ТП2 включают трансгрессивный тракт и тракт низкого стояния. Пласты ТП1 и ТП1-1 представляют собой полный сиквенс из трёх трактов. Кровля ТП1-1 проведена по переходу от тракта высокого стояния к тракту низкого стояния (рис. 25).

Согласно проведенным этапам и выполненным задачам в рамках исследовательской работы: макроскопическое описание керна продуктивных пластов, выделение и седиментологическая характеристика остановок осадконакопления (фаций), электрофациальный анализ и сиквенс-стратиграфическая детальная корреляция пластов позволили детально проанализировать не только вертикальное изменение строения пластов по скважинам, но и площадную характеристику пластов. Так данные о распределении электрофаций в каждом пласте визуализированы с помощью круговых диаграмм, на основе которых выделены палеофациальные зоны и сформирована полноценная концептуальная модель образования пластов ТП1-3.

Самый нижний пласт – ТПЗ – сформирован в условиях аллювиальной равнины (и/или надводной дельтовой равнины). Территория представлена небольшой зоной русел и поймой. Пласт ТПЗ характеризуется большой мощностью фации поймы и включает в себя небольшие прослой фации распределительных русловых каналов и фации болот/маршей. Направление сноса осадочного материала с юго-восточной части территории на северо-запад (рис. 26).

Выше залегает пласт ТП2, который сформирован в условиях меандрирующих русел. В этом пласте большое развитие получили русловые каналы, фации поймы и небольшие прослой углей фации болот/маршей (рис. 26).



Рисунок 25. Корреляция пластов ТП<sub>1-3</sub> методом сиквенс-стратиграфии

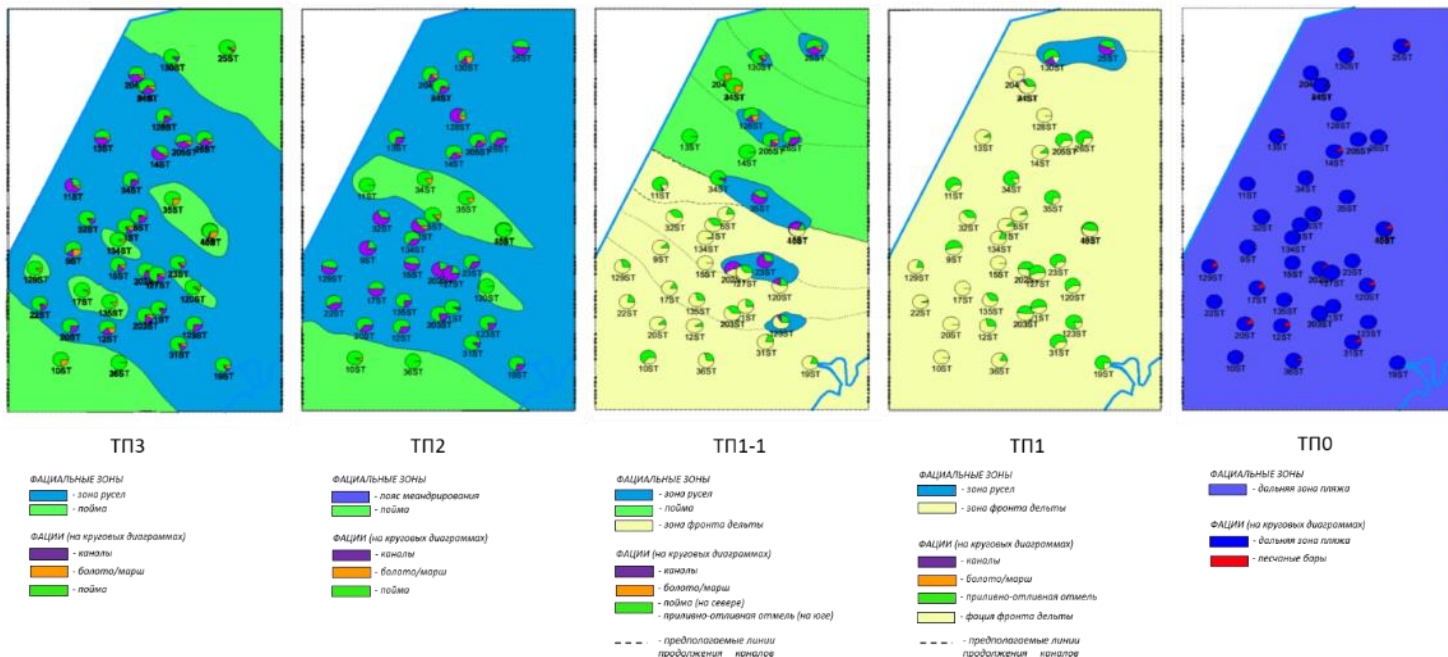


Рисунок 26. Выделение палеозон на основе визуализированных с помощью pie-charts электрофаций каждого пласта

Постепенно уровень моря увеличивается и в пласте ТП1-1 наблюдается трансгрессия моря с юго-запада территории. Пласт сформирован в дельтовых условиях. На севере пласт характеризуется фацией распределительных каналов дельты и фацией глинисто-алевритовых осадков заливно-лагунного мелководья. На юге преобладает фация фронта дельты и фация глинистой приливо-отливной отмели (рис. 26).

Пласт ТП1 представлен зоной фронта дельты и состоит из фации фронта дельты и фации глинистой приливо-отливной отмели. Наблюдаем постепенный переход к глубоководной части (рис. 26).

Выше пласта ТП1 залегает пласт ТП0, который сформирован в условиях морского бассейна. Пласт сформирован фацией дальней зоны пляжа и небольшими пропластками фации песчаных осадков сильноподвижного мелководья (баров). В это время территория была полностью затоплена морем (рис. 26).

Таким образом, в целом, пласты ТП0-ТП3 отражают постепенное наступление моря, что соответствует региональным данным (TST) и детальной сиквенс-стратиграфической характеристике соседних (близлежащих) месторождений (рис. 27).

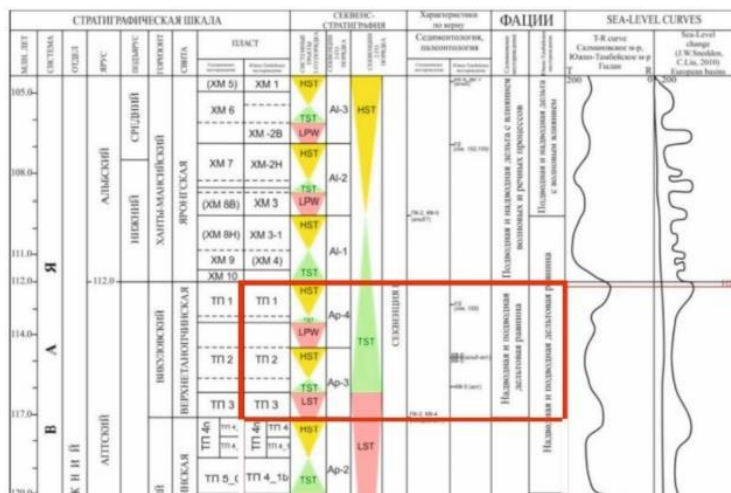


Рисунок 27. Региональные данные выделения пластов с применением методики сиквенс-стратиграфии

### Рассмотрение альтернативных сценариев

В качестве альтернативного сценария рассмотрен случай выделения стратиграфических отбивок без применения методики сиквенс-стратиграфии (рис. 28). Для такого сценария принципы выделения отбивок следующие:

- Границы пластов соответствуют границам форм кривых ГИС;
- Согласование с региональными данными;
- Проверка правильности выделения пластов с учётом флюидального контакта.

В целом, кровли пластов ТП3 и ТП2 проведены по резкой смене форм кривых ГИС – от песчаных отложений к глинистым. Кровля ТП1-1 отражает резкую смену обратно к песчаным отложениям. Отбивка ТП1 соответствует самому верхнему колебанию кривых ГИС ниже региональной границы максимального затопления R4\_MFS.

При сравнении полученной картины с картиной стратификации разреза с применением методики сиквенс-стратиграфии наблюдается явное смещение отбивок. Особенно видна разница в пласте ТП0 (между отбивкой R4\_MFS и ТП1): в отличие от базового сценария (с применением методики сиквенс-стратиграфии) в альтернативном сценарии в пласт ТП0 не входит пропласток, в котором выделена фация бара. Он входит в состав нижележащего пласта ТП1. Однако в базовом сценарии применена методика сиквенс-стратиграфии, на основе которой получено, что этот пропласток входит в состав трансгрессионного тракта, и поэтому относится к пласту ТП0 (рис. 28).

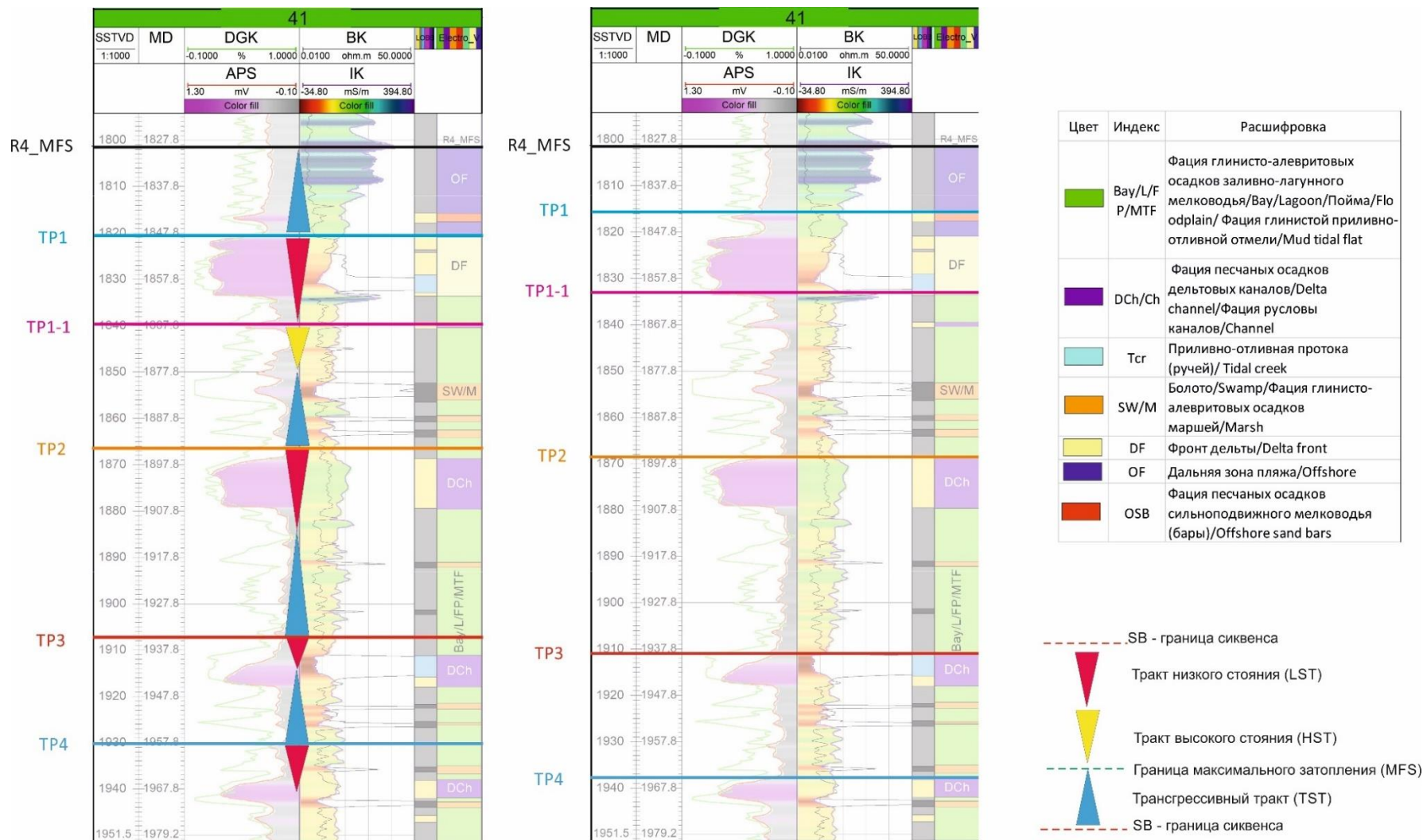


Рисунок 28. Сравнение выделения стратиграфических отбивок пластов TP1-3 с применением методики сиквенс-стратиграфии и без (на примере скважины 41)





## Пласт ТПЗ

В базовом и альтернативном сценарии в пласте ТПЗ выделено три блока, которые объясняются разломной моделью (рис. 30 и 31). В первом блоке положение ГВК определено серединой расстояния между нижней отметкой газа в блоке и верхней отметкой воды в блоке по данным РИГИС. Во втором блоке отметка ГВК прослеживается в скважине 14, в которой в пласте ТПЗ присутствует и вода, и газ. Третий блок является водонасыщенным и выделен на основании предположения, что имеющиеся разломы пересекают все исследуемые пласты и если в одном из пластов какой-либо из разломов использован в качестве границы между гидродинамически несвязанными блоками, то данный разлом будет непроницаем и в остальных исследуемых пластах (при условии пересечения разрывным нарушением всех обозначенных и исследуемых пластов).

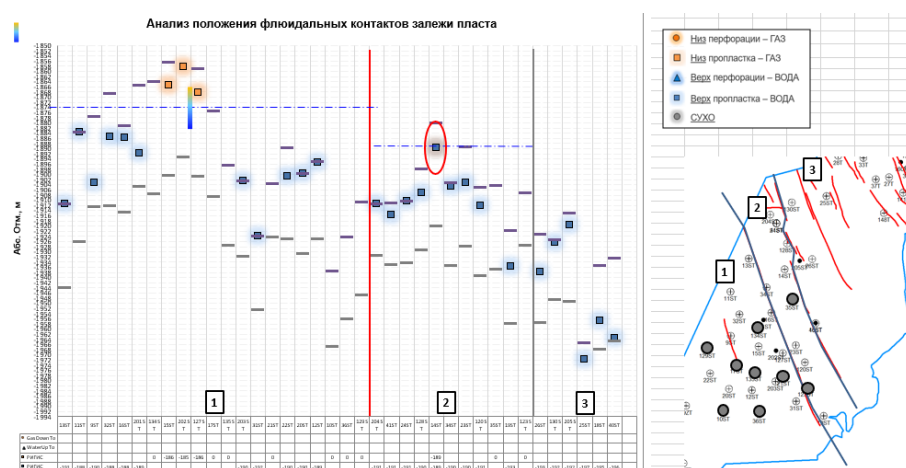


Рисунок 30. График обоснования положения флюидальных контактов пласта ТПЗ и карта выделение блоков – базовый сценарий (пунктирная линия – положение ГВК)

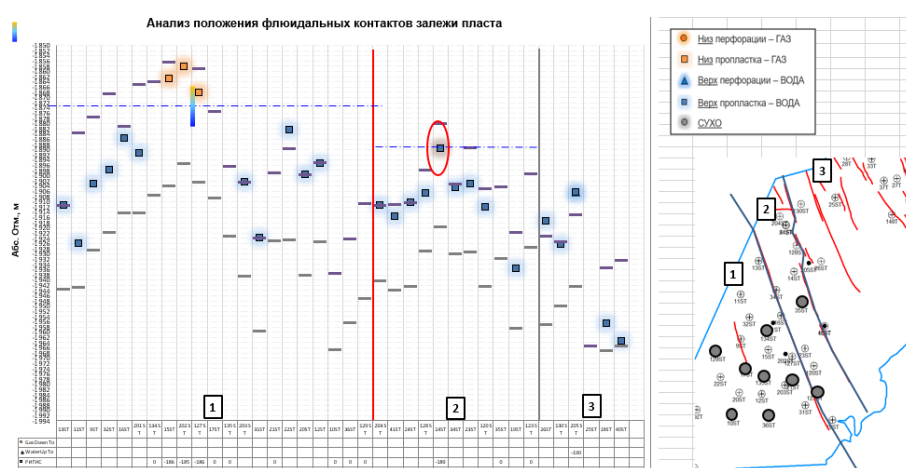


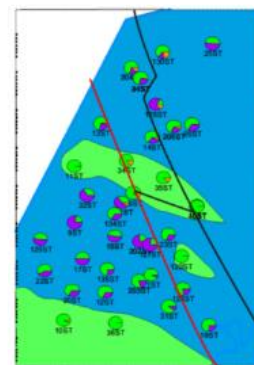
Рисунок 31. График обоснования положения флюидальных контактов пласта ТПЗ и карта выделение блоков – альтернативный сценарий (пунктирная линия – положение ГВК)

## Пласт ТП2

Пласт ТП2 и в базовом, и в альтернативном сценарии разбит на 4 блока (рис. 32 и 33). Первый блок водонасыщенный и отделяется непроницаемым разломом от блока 2 и 3. Разлом определён непроницаемым на основании выделения блоков в пластах ТП1 и ТП1-1.

Граница между блоками 2 и 3 имеет литологическое обоснование. В соответствии с принятой в настоящей работе концептуальной моделью между данными блоками проходит зона поймы, отделяющая две зоны меандрирования русел (блок 2 и блок 3) (рис. 34), предположительно зона слагается глинистыми отложениями, которые в свою очередь могут выступать в качестве локального гидродинамического экрана (непроницаемой границей).

Положение ГВК выделено в блоках 2 и 4 по данным РИГИС и перфорации. Однако если в базовом сценарии граница флюидов в блоке 4 чётко прослеживается по скважине 128, то в альтернативном сценарии отметка ГВК поставлена посередине между нижней отметкой газа и верхней отметкой воды в разных скважина данного блока.

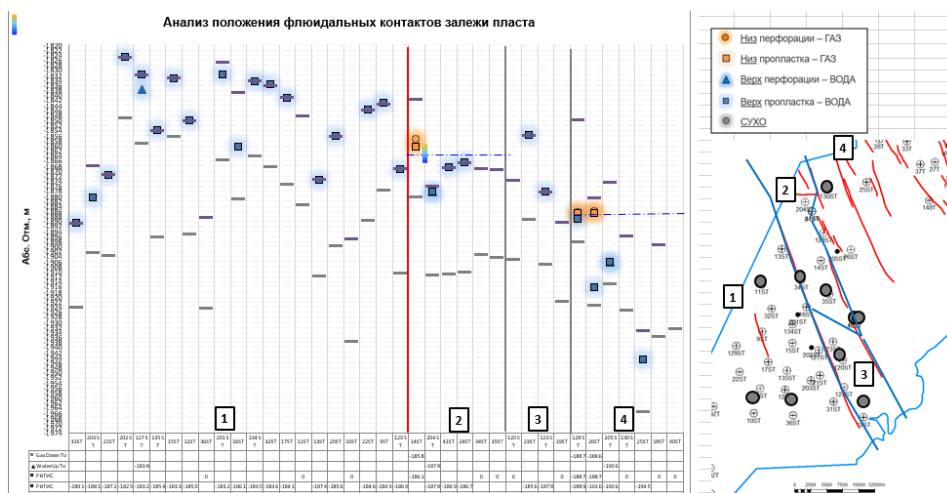


ТП2

ФРАКТУРНЫЕ ЗОНЫ  
 - левые депонированный  
 - правые

ФАКТИИ (по крупицам литологии)  
 - наносы  
 - болотные/лессовые  
 - поймы

Рисунок 34.  
 Концептуальная модель пласта ТП2





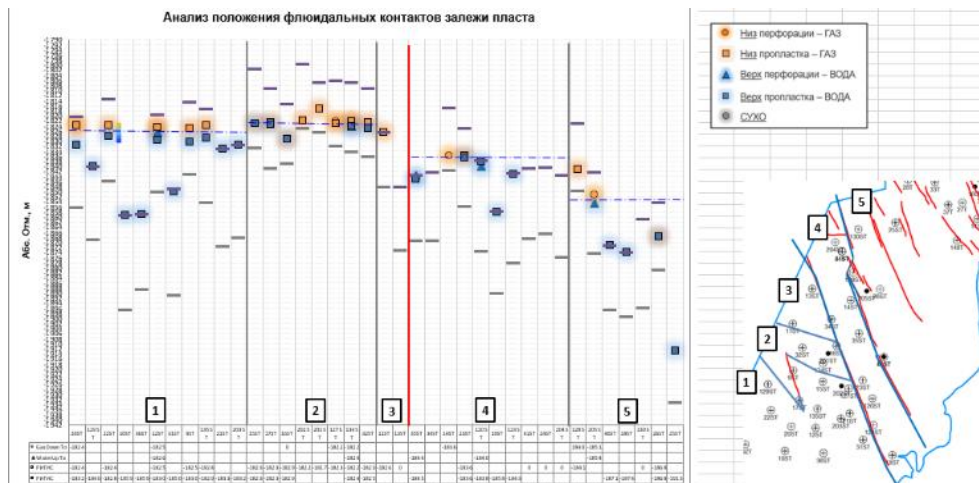


Рисунок 35. График обоснования положения флюидальных контактов пласта ТП1-1 и карта выделение блоков – базовый сценарий (пунктирная линия – положение ГВК)

В альтернативном сценарии выделено 4 блока по тем же принципам, что и в базовой модели (рис. 37). Однако блок 2 и 3 из базового сценария в данном случае объединены, поскольку все скважины, входящие в блок 3 из базового сценария (скважина 11 и 13) представлены породами неколектора. Во всех блоках альтернативного сценария в пласте ТП1-1 присутствуют оба флюида и поэтому уровень ГВК проведён строго между подошвой газа и кровлей воды.

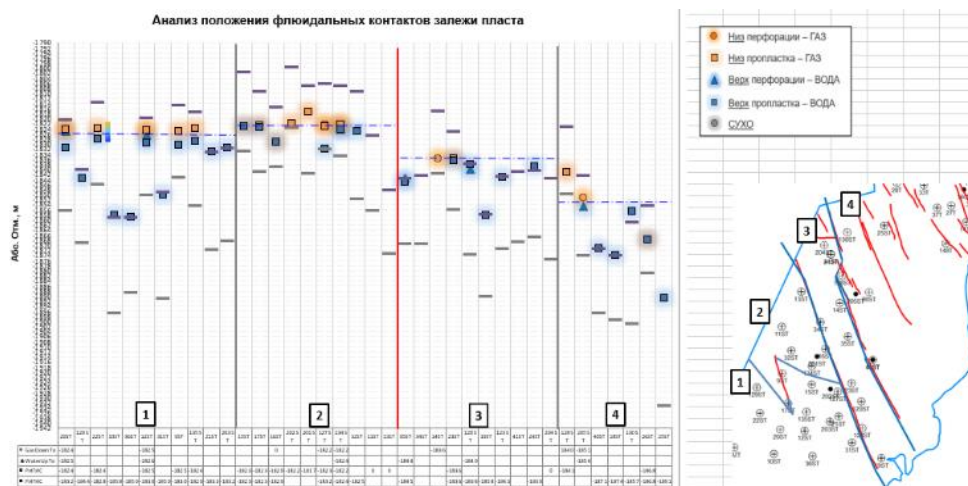


Рисунок 37. График обоснования положения флюидальных контактов пласта ТП1-1 и карта выделение блоков – альтернативный сценарий (пунктирная линия – положение ГВК)

## Пласт ТП1

В пласте ТП1 и в базовом, и в альтернативном сценарии выделено 4 блока (рис. 38 и 39). Блоки 1, 3 и 4 объясняются разломной моделью. Выделение блока 2 можно обосновать концептуальной моделью – граница блока проходит по предполагаемой линии продолжения каналов (рис. 40). В альтернативном сценарии в блок 2 сходят скважины 11 и 13. Однако в базовом сценарии отметка газа в скважине 11 проходит выше и соответствует уровню газонасыщенной части пласта в блоке 1. Таким образом, в базовом сценарии в блок 2 входит только скважина 13.



Рисунок 40.  
Концептуальная модель пласта ТП1

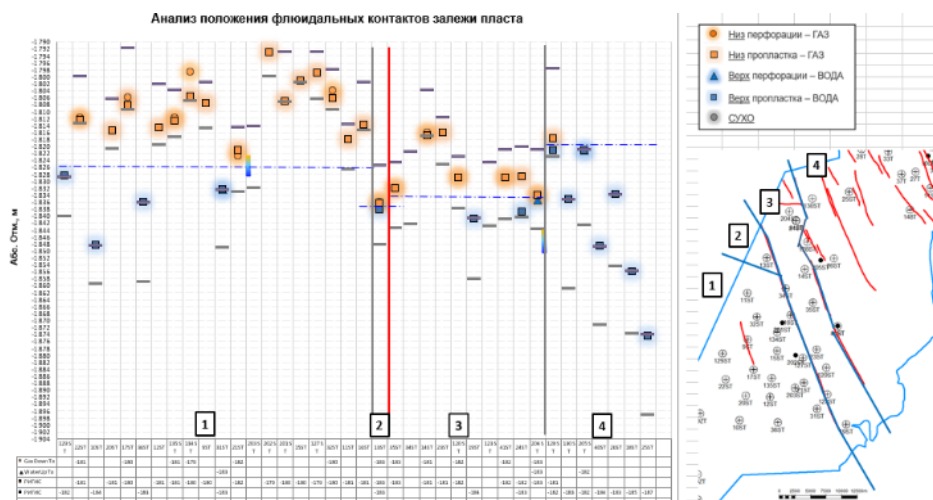


Рисунок 38. График обоснования положения флюидальных контактов пласта ТП1 и карта выделения блоков – базовый сценарий (пунктирная линия – положение ГВК)

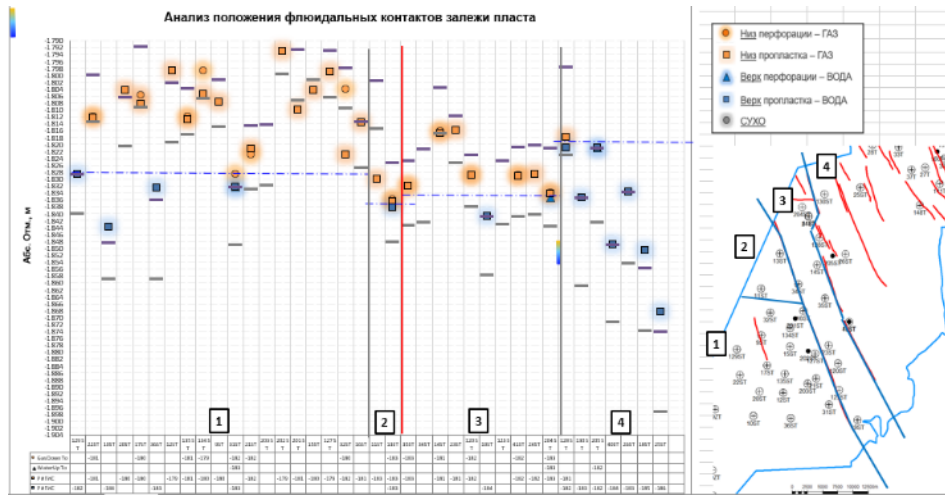


Рисунок 39. График обоснования положения флюидальных контактов пласта ТП1 и карта выделение блоков – альтернативный сценарий (пунктирная линия – положение ГВК)

### Пласт ТП0

Обоснование флюидального контакта в пласте ТП0 выполнено только для базового сценария, так как в альтернативном сценарии пласт ТП0 сложен породами неколлектора.

В данном пласте выделено 3 блока согласно разломной модели (рис. 41). Уровень ГВК в каждом блоке проведён посередине между нижней отметкой газа и верхней отметкой воды в блоке.

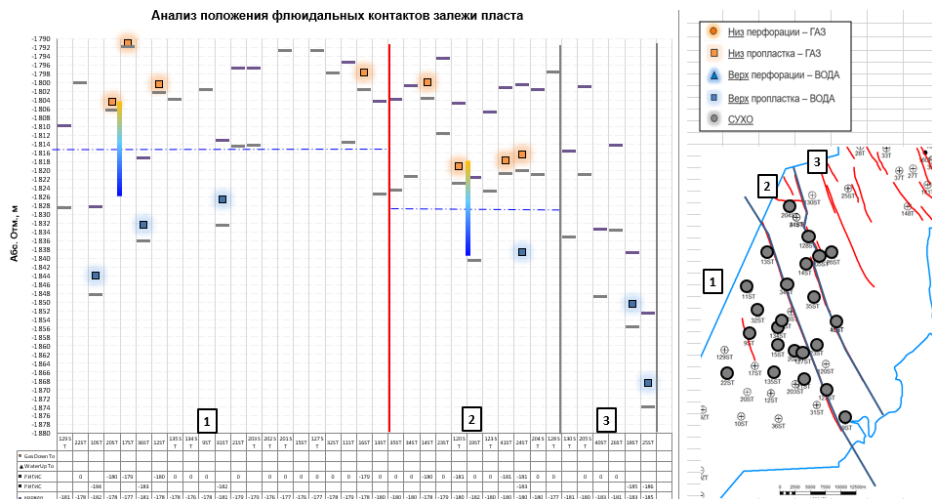


Рисунок 41. График обоснования положения флюидальных контактов пласта ТП0 и карта выделение блоков – базовый сценарий (пунктирная линия – положение ГВК)

Таким образом, по количеству блоков базовый и альтернативный сценарии отличаются только в пластах ТП0 и ТП1-1 (табл. 2). Однако в каждом сценарии сами блоки выделены по разным границам. В целом, границы блоков соответствуют разломной модели. Дополнительные границы проведены согласно концептуальной модели (рис. 42).

Таблица 2. Количество блоков в каждом пласте для базового и альтернативного сценария

Пласт	Базовый сценарий	Альтернативный сценарий
ТП0	3	0
ТП1	4	4
ТП1-1	5	4
ТП2	4	4
ТП3	3	3

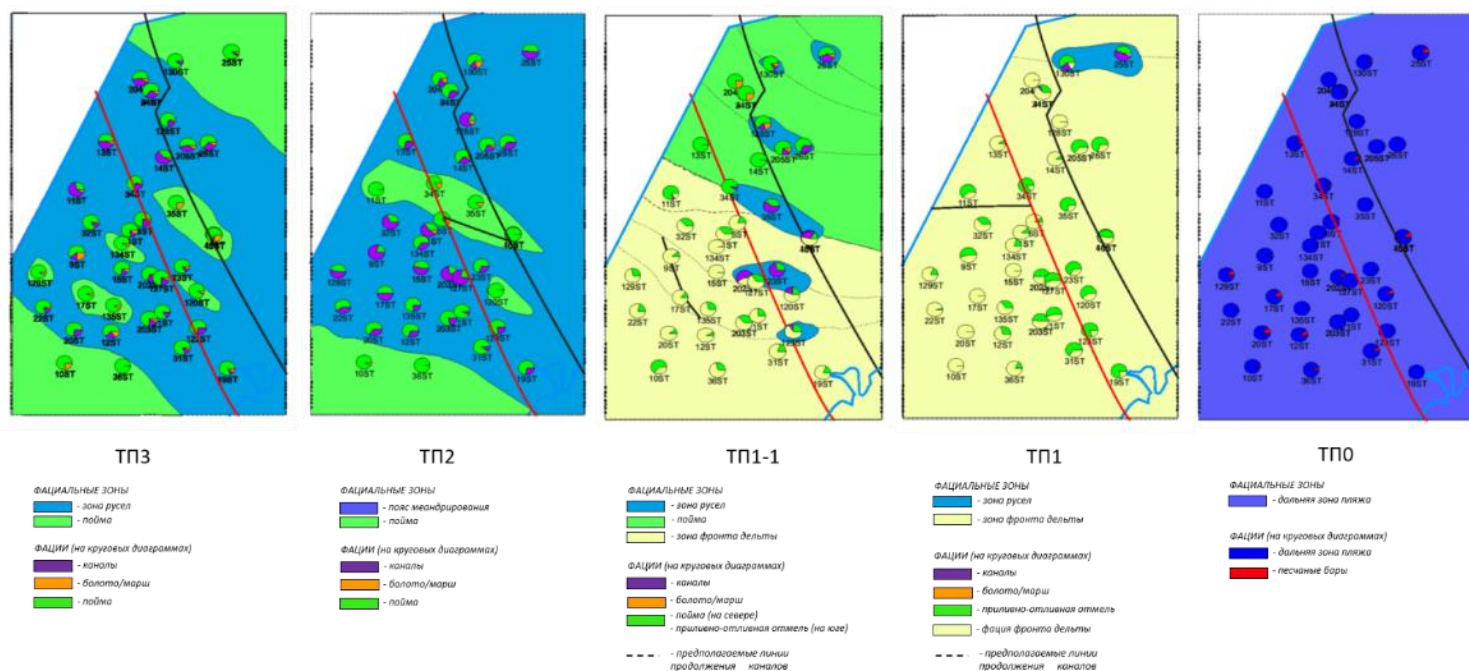


Рисунок 42. Общая картина выделения блоков в каждом пласте согласно разломной и концептуальной модели



## 2.5 ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНОГО КАРКАСА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ 3Д МОДЕЛИ

Создание цифровой геологической 3Д модели начинается со структурного моделирования. Целью данного этапа является построение согласованной последовательности структурных поверхностей и интеграции в неё тектонических нарушений.

В настоящей работе после создания стратиграфических отбивок выполнено построение карт общих толщин. Для этого из кровли каждого пласта созданы точки с данными и поверхности. Далее для создания структурных карт использован метод схождения, то есть для вычисления кровли следующего пласта прибавляется толщина предыдущего.

Следующий шаг – создание модели разломов. Исходными данными были линии разломов исследуемого месторождения. Принято, что разломы являются вертикальными. Поэтому исходные линии разломов были дублированы и представлены кровлей и подошвой будущей модели разломов с помощью задания глубины залегания этих разломов. После этого выполнена пикировка разломов в полуавтоматическом режиме (рис. 43).

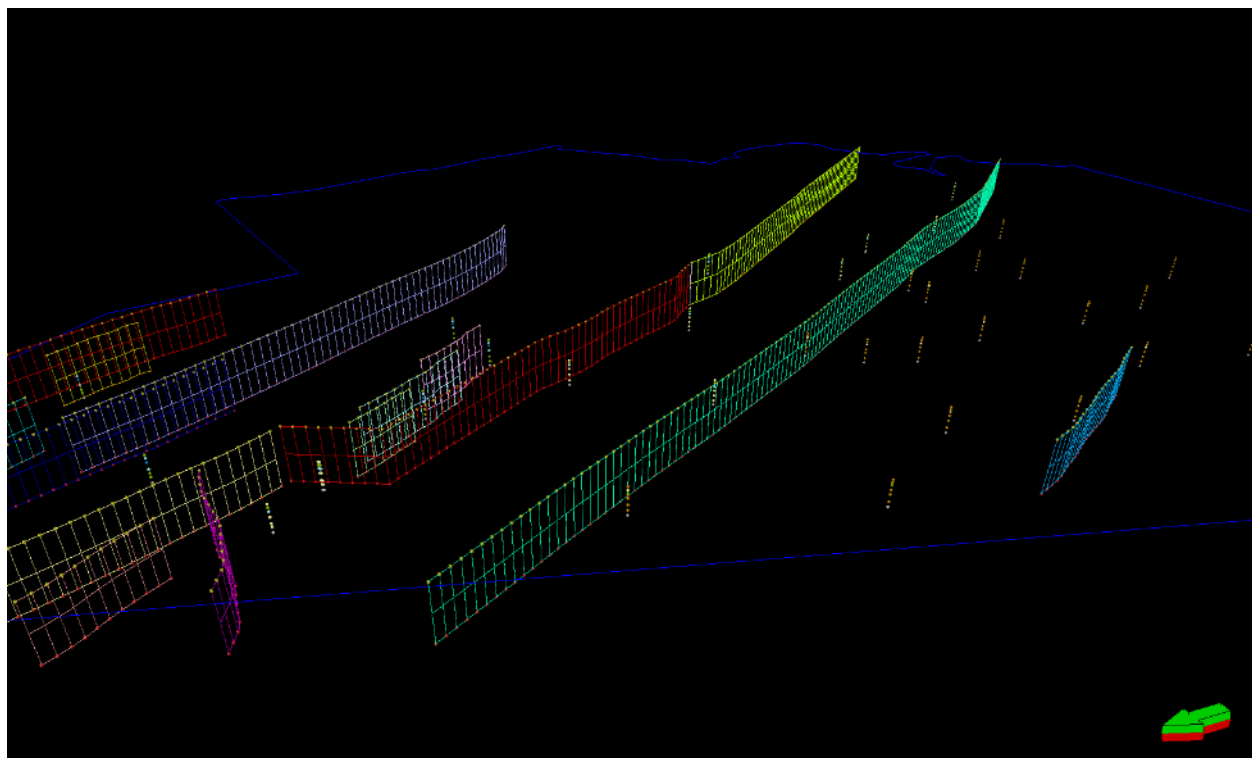


Рисунок 43. Результат создания пикировки разломов

Затем начинается процесс создания 3Д сетки. Для этого сперва заданы границы модели, которые являются границами участка месторождения. Затем на основании результатов обоснования положения ГВК часть разломов приняты как непроницаемые

границы и им присвоены свойства направляющей по оси J. Для обеспечения отсутствия гидродинамического сообщения непроницаемые разломы продлены за пределы границы участка. Наконец, создана 3Д сетка с размером ячеек по направлениям I и J 100\*100 (рис. 44). Далее были созданы горизонты каждого пласта, которые затем разбиты на слои пропорционально друг другу.

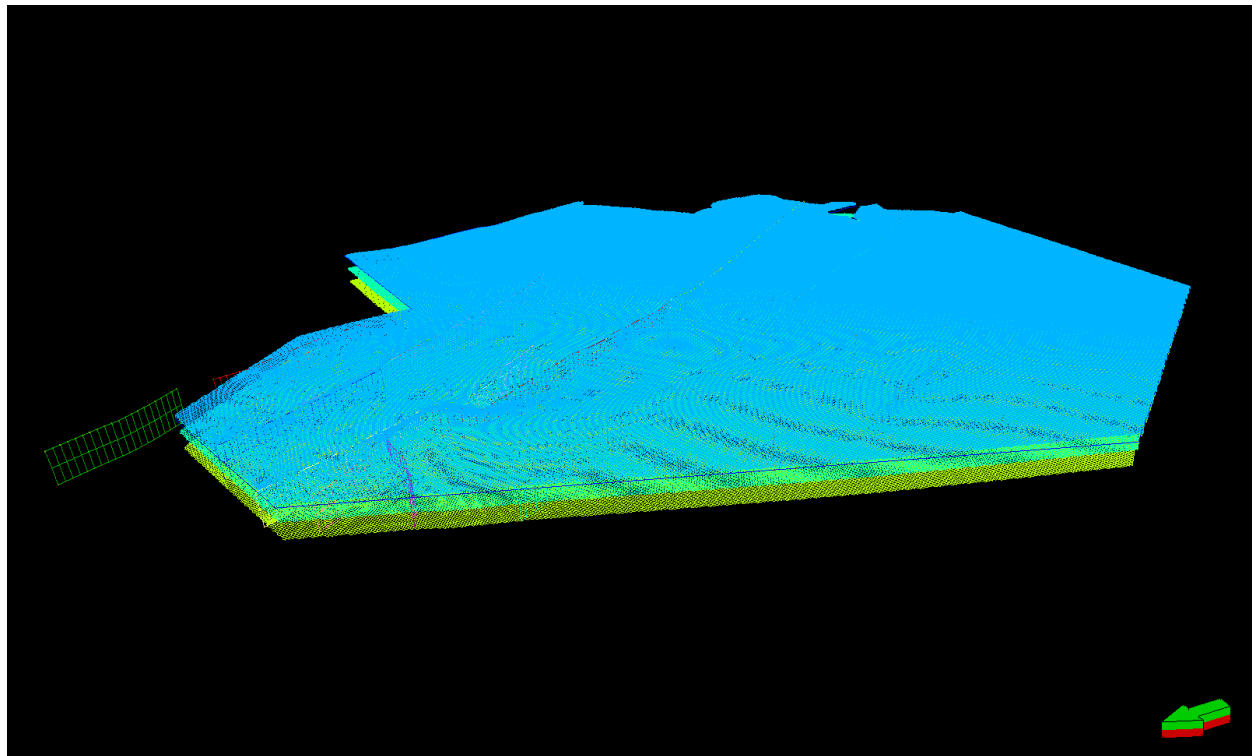


Рисунок 44. Визуализация результатов создания сетки

После этого создан куб регионов для каждого сценария. Для этого на основании результатов выделения регионов на этапе обоснования положения ГВК созданы полигоны каждого блока, внутри которых построены карты. Для объединения этих карт, первый блок каждого пласта в каждом сценарии последовательно соединялся с остальными. Затем созданные карты использованы для Geometrical modeling с целью моделирования свойств каждого региона. Финальный этап – сглаживание полученных кубов (рис. 45 и 46).

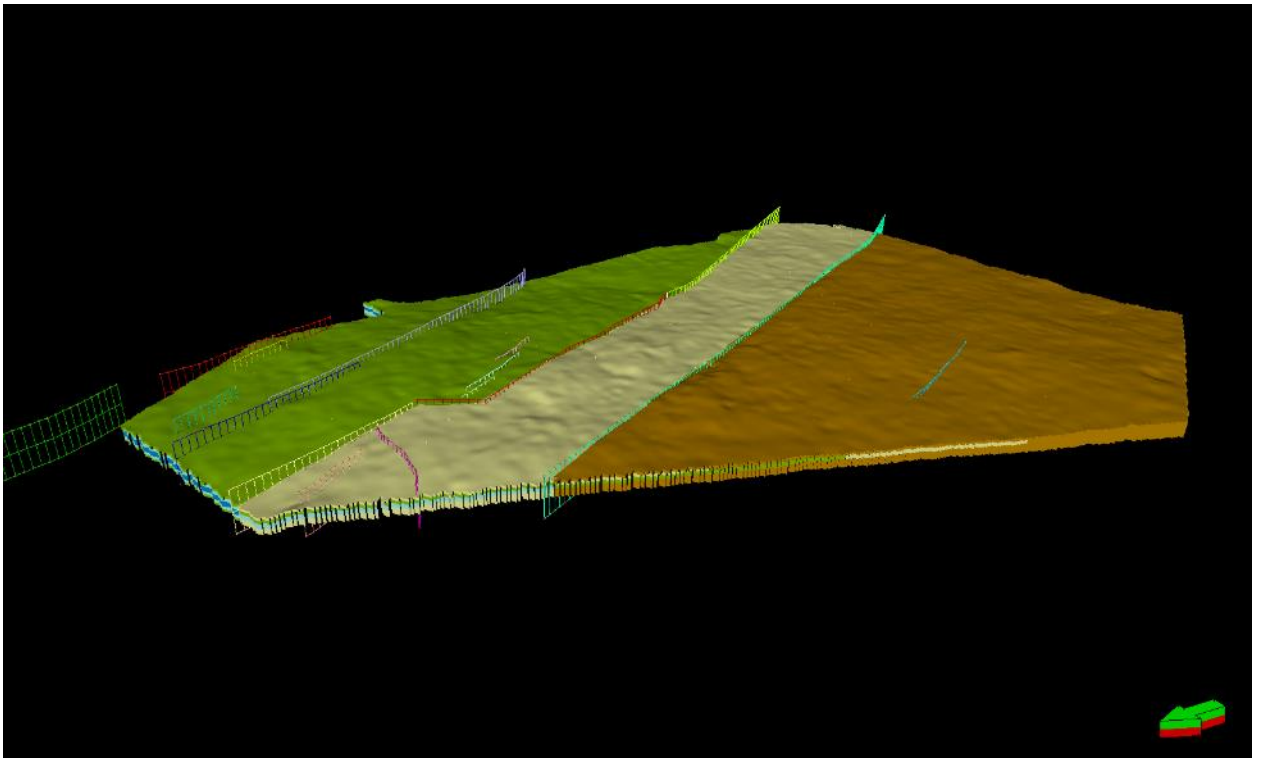


Рисунок 45. Куб регионов для базового сценария

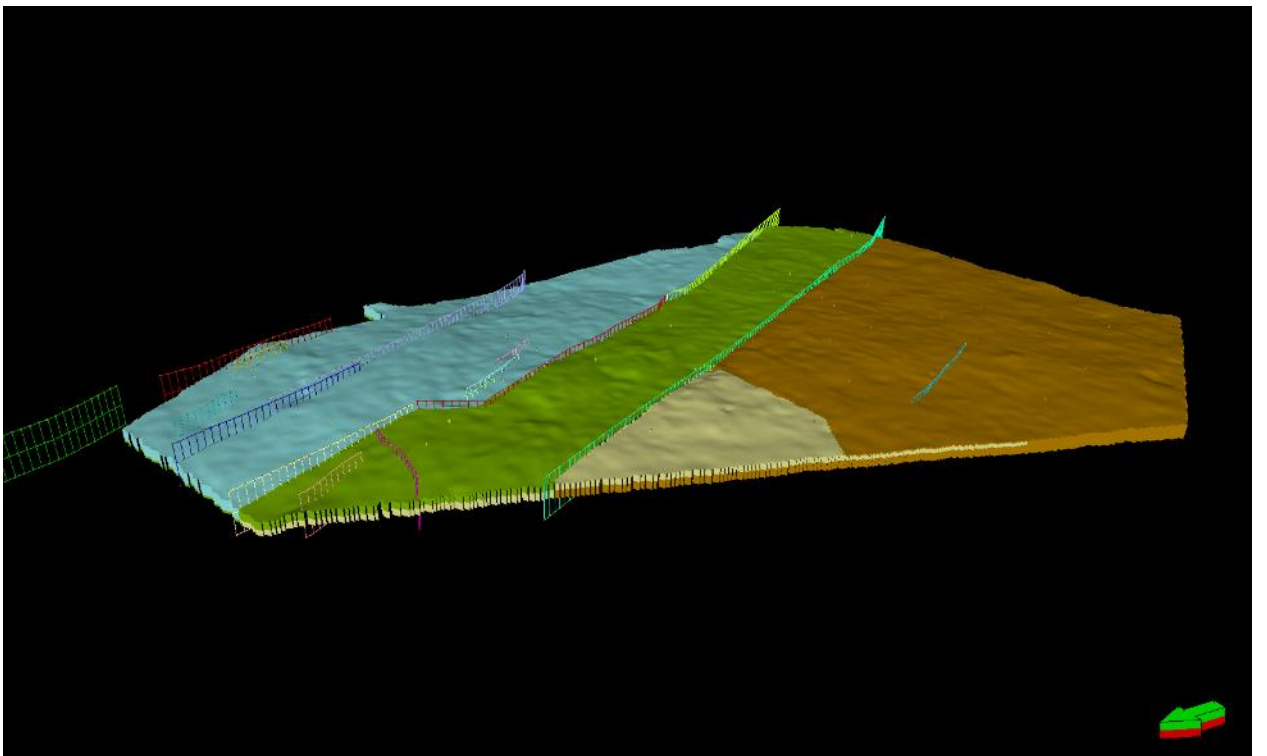


Рисунок 46. Куб регионов для альтернативного сценария

## 2.6 ФАЦИАЛЬНОЕ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Для целей подсчёта геологических запасов газа выполнено фациальное и петрофизическое моделирование.

### Фациальное моделирование

После построения структурного каркаса, сетки геологической модели и осреднения скважинных данных на ячейки модели, производится фациальное моделирование.

Фациальное (или литолого-фациальное) моделирование заключается в присвоении каждой ячейке 3Д сетки индекса электрофации, обозначающий вещественно-генетический тип породы, обусловленный обстановкой осадконакопления. Для данного этапа необходимо обосновано выбирать алгоритмы распределения свойств и ранги вариограмм. Результатом создания литологической модели являются дискретные кубы фаций и литологии.

В настоящей работе на основе выделенных электрофация построен куб электрофации с использованием стохастического алгоритма моделирования SIS (Sequential indicator simulation) (рис. 47). Это пиксельный метод моделирования, который заключается в расчете методом кригинга вероятности присутствия того или иного электрофации в конкретной ячейке модели, учитывая все имеющиеся значения индикаторной переменной.

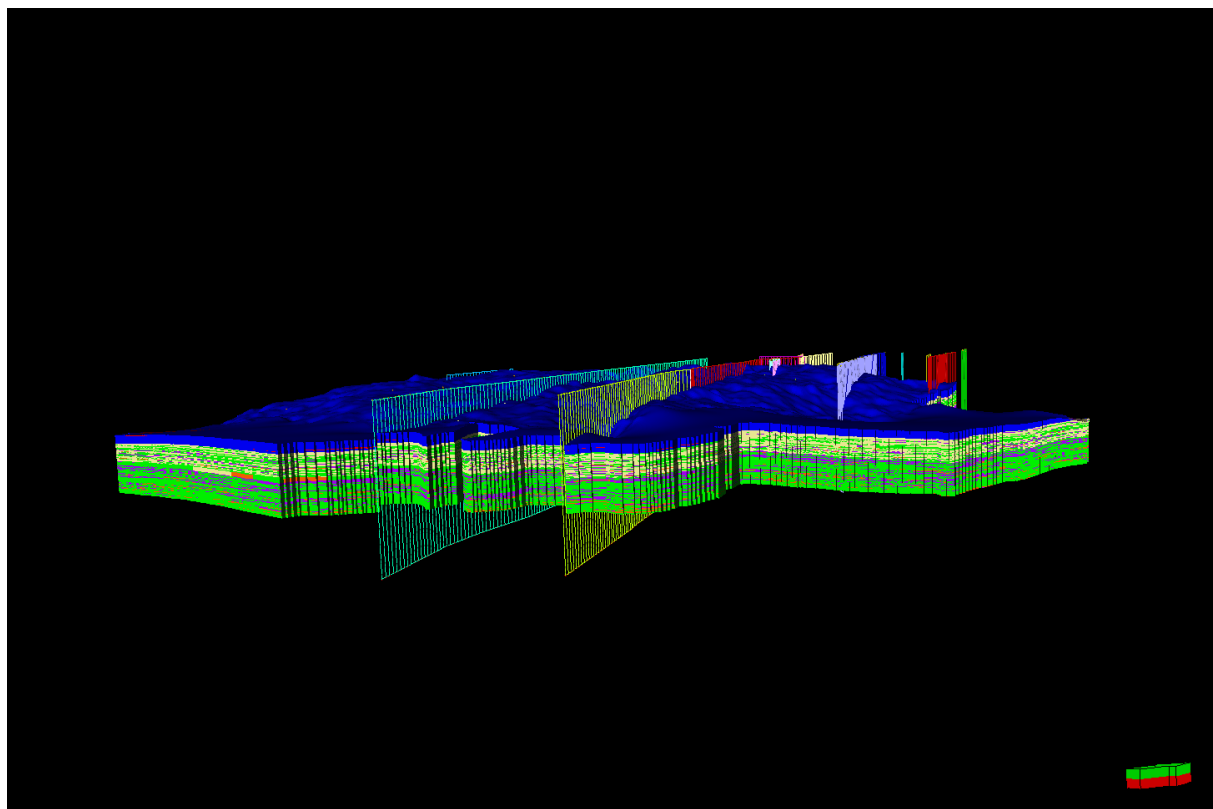


Рисунок 47. Куб электрофаций

Куб литологии построен тем же алгоритмом моделирования SIS с использованием имеющихся электрофаций, вариограмм и результатов анализа данных в рамках каждой описанной и моделированной ранее электрофации (рис. 48). Данный подход обуславливает корректное использование скважинной статистики для каждой конкретной контрастной электрофации, что в целом осуществляем полноценное моделирование % коллектора в пространстве.

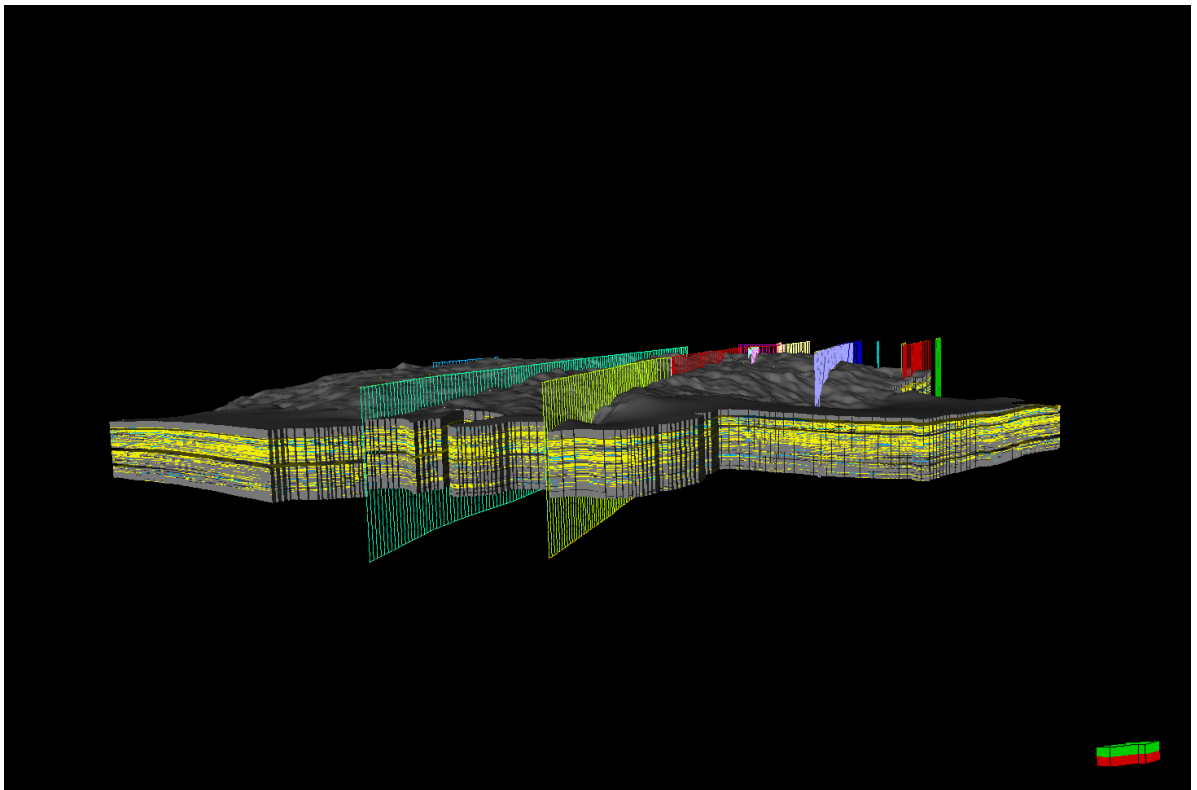


Рисунок 48. Куб литологии

## Петрофизическое моделирование

Петрофизическое моделирование заключается в распределении фильтрационно-емкостных свойств (пористости, проницаемости и т.д.) с учетом уже созданной фациальной и литологической моделей.

На основе предварительно выполненного фациального моделирования для литологических разностей создан куб пористости с помощью калькулятора свойств.

Для моделирования пористости сначала выполнен перенос данных на ячеистую модель, затем с помощью инструмента анализа данных построены вариограммы для пород-коллекторов с использованием данных литологии. Далее выполнено построение куба пористости путем распространения скважинных данным в межскважинное пространство, на основании вариограммного анализа и имеющейся базы в виде куба литологических разностей. Для это методом Gaussian random function simulation, основанном на кригинге и безусловном моделировании, распространены свойства пород-коллекторов с использованием результатов анализа данных. Таким образом, создан куб пористости (рис. 49).

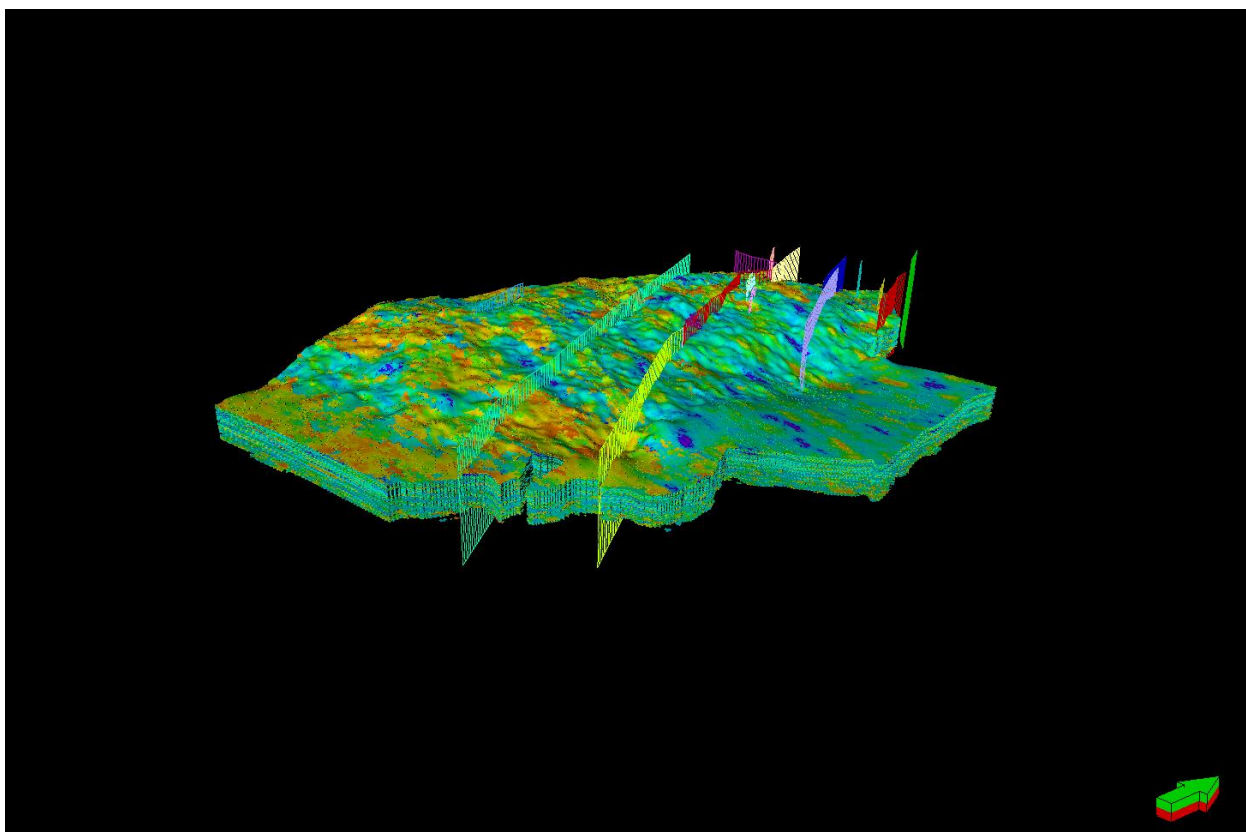


Рисунок 49. Куб пористости

Для моделирования куба проницаемости (рис. 50) использовано следующее петрофизическое уравнение, полученное по данным керна (рис. 51):

$$Perm = 0.008 \times e^{39.522 \cdot Poro}$$

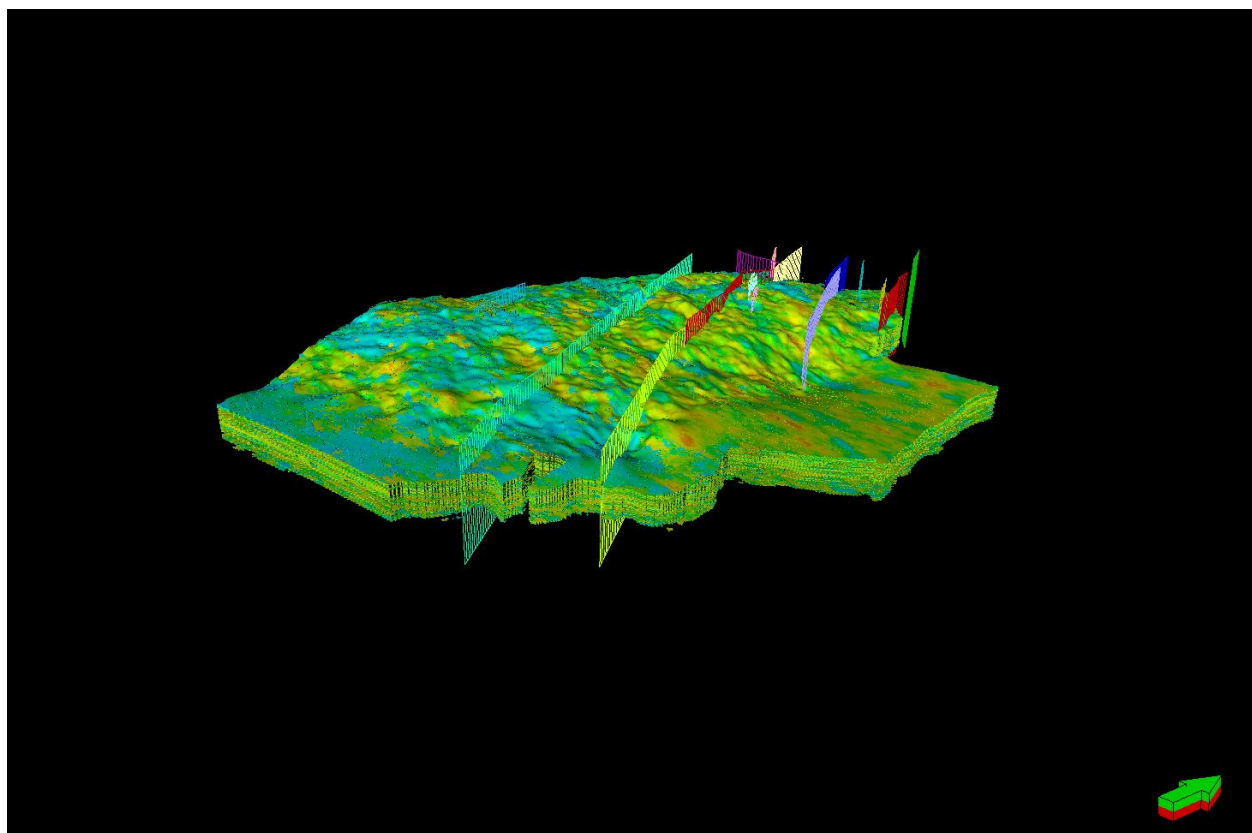


Рисунок 50. Куб проницаемости

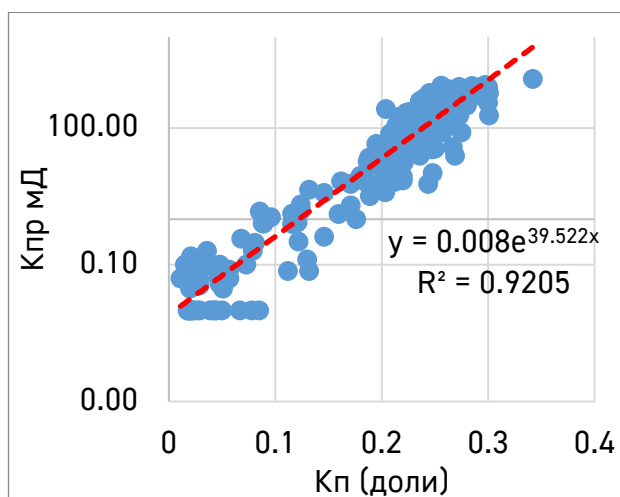


Рисунок 51. График зависимости проницаемости от пористости по данным керна

Модель насыщения пластов флюидами создается с учетом основных флюидоконтактов – ГВК (газоводяной контакт), а также уровня зеркала свободной воды (ЗСВ/FWL – free water level), обоснованных и принятых при создании структурного каркаса (табл. ). Каждой ячейке модели присваивается значение водонасыщенности. При расчете значений водонасыщенности в межскважинном пространстве в ячейках сетки используются петрофизические зависимости изменения коэффициента водонасыщенности от расстояния до ЗСВ, а также от пористости и проницаемости коллекторов (использована модель J-функции, обоснованная по данным специальных исследований керна) (рис. 52 а и б).

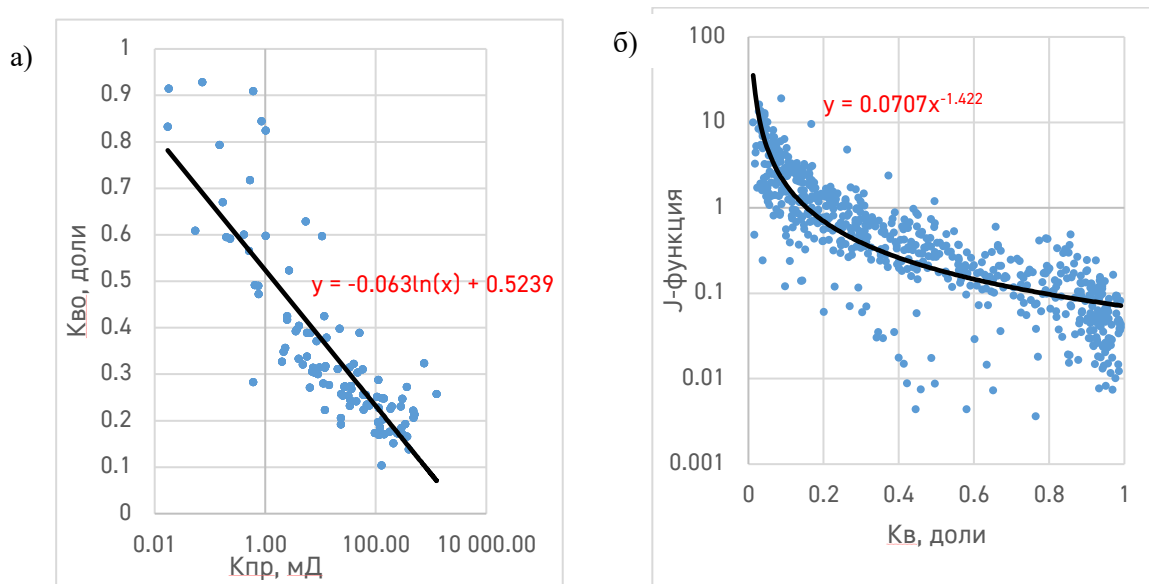


Рисунок 52. а) Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости по данным керна; б) Зависимость J-функции от водонасыщенности по данным керна

Положение ЗСВ в каждом блоке приняты на основе таблицы 3, согласно детальному анализу кривых капиллярного давления (ультрацентрифуга) по данным специального исследования керна – выше поверхности ГВК, обоснованной по результатам испытаний и РИГИС (характер насыщения), на 5 м, в рамках настоящей работы неопределенности по положению ЗСВ рассмотрены не были и дельта между ЗСВ и ГВК принята константой.

Затем с помощью инструментов Geometrical modeling и Make contacts смоделирована поверхность ЗСВ для базового и альтернативного сценария, на основе которой выполнено построение модели водонасыщенности.



Таблица 3. Положение ЗСВ в каждом пласте и блоке для двух сценариев (голубой цвет означает, что блок водонасыщенный, жёлтый – блок газонасыщенный)

Базовый сценарий					
Блок	ТП0	ТП1	ТП1-1	ТП2	ТП3
1	-1820	-1831	-1831	0	-1878
2	-1834	-1842	-1828	-1868	-1894
3	0	-1839	0	0	0
4		-1825	-1842	-1893	
5			-1858		

Альтернативный сценарий стратиграфической корреляции				
Блок	ТП1	ТП1-1	ТП2	ТП3
1	-1833	-1831	0	-1878
2	-1843	-1828	-1868	-1894
3	-1840	-1841	0	0
4	-1824	-1858	-1897	

## 2.7 ПОДСЧЁТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ ПРИ РАЗЛИЧНОЙ СТРАТИФИКАЦИИ РАЗРЕЗА СКВАЖИН

По результатам построений в ячейках цифровой геологической модели, расположенных гипсометрически выше контакта флюидов, рассчитываются значения объема углеводородов. Затем производится пересчет к стандартным условиям, и вычисляются соответствующие величины запасов по нефти, газу, конденсату.

В данной работе выполнен подсчёт запасов для двух сценариев с учётом положения ГВК, определённого по результатам обоснования флюидального контакта (табл. 3), положение ГВК принято согласно детальному совместному анализу результатов испытаний разведочных скважин (характер притока, тип флюида) и результатов интерпретации данных ГИС 9РИГИС – характер насыщения) и получения взаимоувязанной картины по блокам для каждого рассматриваемого продуктивного пласта (для двух вариантов стратификации: базового и альтернативного).

Формула расчёта запасов газа следующая:

$$GIIP = \frac{A \times h \times NtG \times \emptyset \times (1 - Sw)}{Bg}$$

где: GIIP – начальные запасы газа, млрд. м<sup>3</sup>

A – площадь залежи, тыс. м<sup>2</sup>

H – эффективная газонасыщенная толщина, м

NtG – коэффициент песчаности, д.ед.

$\emptyset$  – коэффициент открытой пористости, д.ед.

Sw – водонасыщенность,

Bg – пересчётный коэффициент по газу.

В итоге получена таблица рассчитанных запасов в сумме по участку и по пластам ТПО-ТПЗ (табл. 4). Дельта рассчитана как разница запасов для разных сценариев. Поскольку в базовом сценарии выделен дополнительный проспласток ТПО, который в альтернативном сценарии сходит в состав ТП1, то при расчёте разницы запасов пласт ТПО и ТП1 объединены.

Из таблицы следует, что в базовом сценарии получено 306 млрд. м<sup>3</sup> газа, а в альтернативном – 291 млрд. м<sup>3</sup>. Наибольшая разница запасов наблюдается в пласте ТП1-1 – 14 млрд. м<sup>3</sup>.

Таблица 4. Рассчитанные запасы для двух сценариев (в млрд. м<sup>3</sup>)

	Базовый сценарий, млрд.м3	Альтернативный сценарий, млрд.м3	Дельта, млрд.м3	Дельта, %
ТРО	7	0		
ТР1	148	153	2	1.3
ТР1-1	104	90	14	13.5
ТР2	33	37	-4	-10.8
ТР3	13	11	2	15.4
<b>Сумма</b>	<b>306</b>	<b>291</b>	<b>15</b>	<b>4.9</b>

При вычете карт запасов видно, что наибольшая разница проявляется в районе блока 2 и 3 (базовый сценарий) (см. главу 2.4) (рис. 53).

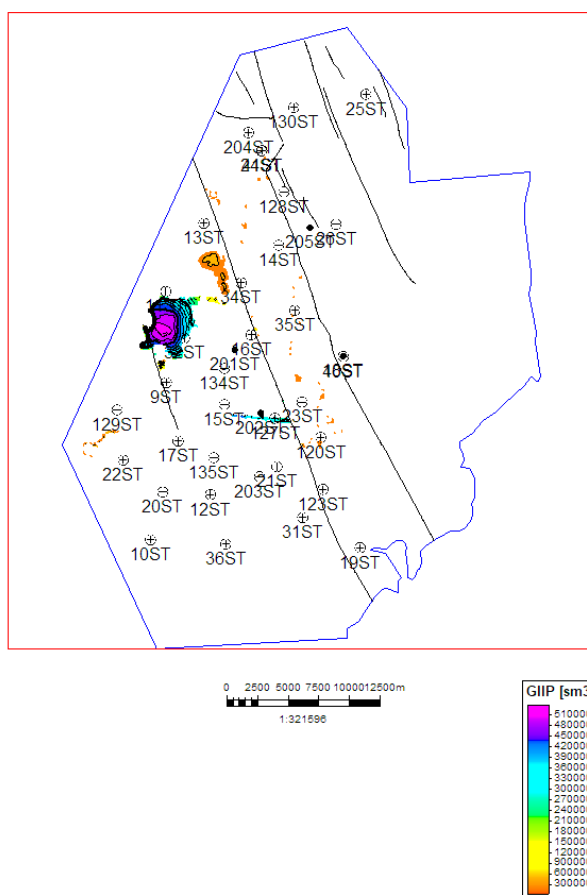


Рисунок 53. Карта, полученная при вычете карты запасов пласта ТП1-1 для альтернативного сценария из аналогичной карты для базового сценария

## ВЫВОДЫ

1. В ходе работы выполнено комплексное изучение пластов ТП1-3 танопчинской свиты месторождения С. с целью корректной стратификации разреза, используя методику сиквенс-стратиграфии.
2. Выполнено макроскопическое описание кернового материала пластов ТП1-3, на основании которого определено, что обстановка осадконакопления переходная (дельта и аллювиальная равнина). Среди пород выделены фации дальней зоны пляжа, фронта дельты, дельтовых и русловых каналов и глинистые отложения, которые могут относиться к фации приливно-отливной отмели, залива, лагуны или поймы. Продуктивные пласты представлены песчаниками и алевролитами фаций фронта дельты и дельтовых и русловых каналов.
3. Выполнен электрофациальный анализ разрезов скважин по данным ГИС, согласно увязке скважин с керном и переноса полученных закономерностей на скважины, характеризующиеся только данными ГИС;
4. Создана взаимоувязанная методика скважинной корреляции с применением основ сиквенс-стратиграфического анализа, особенностей смен обстановок осадконакопления и данных РИГИС (литология, характер насыщения) для обоснования положения стратиграфических границ. На основе этих данных построены концептуальные карты пластов ТП1-3. В каждом пласте выделены палеозоны. Общая картина смены палеозон показывает общую трансгрессию моря с юго-запада территории, которая подтверждается региональными данными по соседним месторождениям. В целом, наблюдается постепенный переход от континентальных условий (аллювиальная равнина) к дельтовым условиям и затем к глубоководному бассейну.
5. Сделано обоснование флюидалных контактов с разбиением каждого пласта на блоки с различным положением флюидалных контактов. Выполнено сравнение выделения блоков на основании положения ГВК для базового (стратификация разреза с применением методики сиквенс-стратиграфии) и альтернативного сценария (стратификация разреза без использования методики сиквенс-стратиграфии). Выделенные блоки обоснованы с помощью разломной и принятой концептуальной модели.
6. После построения 3Д геологической модели пластов ТП1-3 с целью подсчёта запасов газа выполнен анализ влияния на объем запасов различных подходов к стратиграфическому делению на пласты. Выявлено, что наибольшая разница

проявляется в пласте ТП1-1, в котором выделены самые мощные пласты коллектора. На основе карт запасов получено, что наибольшее различие проявляется в районе блока 2 и 3 (базовый сценарий) (см. главу 2.4). В альтернативном сценарии эти блоки объединены, поскольку не наблюдается разницы в положении контакта флюидов.

7. Установлено значительное влияние на результирующие геологические запасы месторождения применения различных подходов к корреляции (стратификации) продуктивных горизонтов – и составляет -5%

Таким образом, стратификация разреза с использованием методики сиквенс-стратиграфии происходит наиболее корректно, что позволяет грамотнее проанализировать положение флюидальных контактов, разбить территорию на блоки и выполнить подсчёт запасов углеводородов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа по теме «Создание концептуальной геологической модели пластов группы ТП1-3 таношчинской свиты для целей 3Д геологического моделирования на примере одного из месторождений полуострова Ямал» доказывает защищаемое положение о важности применения методики сиквенс-стратиграфии для обоснования положения стратиграфических границ и подсчёта запасов углеводородов. Благодаря интегрированному подходу стратификация разреза происходит более обоснованно.

*Евдокимова В.Р.*  
*Евдокимова*

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вакуленко Л. Г., Ершов С. В., Николенко О. Д., Пещевицкая Е. Б., Попов А. Ю., Ян П. А. Био-и литофациальные модели берриас-аптских отложений западной части гыданского полуострова (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 2020. Т. 61. № 7. С. 930-942.
2. Габдуллин Р. Р., Копаевич Л. Ф., Иванов А. В. Секвентная стратиграфия. 2008.
3. Генераленко О. С., Бардаченко Е. Н. Фациальная модель формирования отложений танопчинской свиты на примере месторождений Ямало-Гыданской нефтегазоносной области Западной Сибири // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге: труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания, 10-12 апреля 2017 г., г. Томск. 2017. С. 69-76.
4. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных толщ // EAGE, Москва, 2013. С. 386.
5. Зорина С. О., Жабин А. В. Основные направления и уровни секвенс-стратиграфических исследований в России и за рубежом // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. 2010. № 2. С. 83-93.
6. Конторович А. Э. Ершов, С. В., Казаненков, В. А., Карогодин, Ю. Н., Конторович, В. А., Лебедева, Н. К., Никитенко Б. Л., Попова Н.И., Шурыгин, Б. Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 5-6. С. 745-776.
7. Маргулис Л. С. Секвенсная стратиграфия в изучении строения осадочных чехлов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т. 3. № 3. С. 3-3.
8. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел-литологических ловушек нефти и газа. – Недра. Ленингр. отд-ние, 1984.
9. Шишкин М. А., Файбусович Я. Э., Шкарубо С. И., Назаров Д. В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Западно-Сибирская. Лист R-42 – п-ов Ямал. Объяснительная записка. – СПб: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ. 2015. 366 с.
10. Emery, D., and Myers K.J. Sequence stratigraphy: Oxford, Blackwell Science. 1996. p. 297.
11. Kendall C. G. Sequence stratigraphy // University of South California. – 2005.
12. Sloss L. L. Sequences in the cratonic interior of North America // Geological Society of America Bulletin. 1963. Т. 74. № 2. p. 93-114.
13. Skorobogatov V. A. Research and development of the hydrocarbons potential of the soils of the Western Siberian sedimentary megabasin: results and perspectives // Vesti Gazovoy Nauki. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC. 2014. № 3. p. 19.

14. Ulmishek G. F. Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia. Reston, Virginia: US Department of the Interior, US Geological Survey. 2003. p. 49.
15. Van Wagoner J.C., Mitchum R.M., Campion K.M. and Rahmanian V.D. Siliciclastic Sequence Stratigraphy. In: Well logs, Cores and Outcrops, American Association of Petroleum Geologists, Methods in Exploration Series. Tulsa. No 7. 1990. p. 55.