

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ ЗЕМНОЙ КОРЫ
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ
РОССИЙКОЙ АКАДЕМИИ НАУК**

На правах рукописи

Валеев Рушан Рушанович

**ЛИТОЛОГО-ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ
ФОРМИРОВАНИЯ БЮКСКОЙ СВИТЫ НА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОМ
НГКМ (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)**

Специальность 25.00.01. – общая и региональная геология

**ДИССЕРТАЦИИ НА СОИСКАНИЕ УЧЕНОЙ СТЕПЕНИ
КАНДИДАТА ГЕОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИХ НАУК**

Научный руководитель
д.г.-м.н., Н.И. Акулов

Иркутск – 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
Глава 1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ	11
1.1. Общие сведения	11
1.2. Геологическая изученность	15
Глава 2. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ	19
2.1. Особенности применения сейсмического метода	19
2.2. Исследования кернового материала	22
2.3. Проведение гидродинамических исследований в скважинах	24
2.4. Проведение трассерных исследований	25
Глава 3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ	26
3.1. Породы кристаллического фундамента	26
3.2. Стратиграфическое строение осадочного чехла платформы	29
3.3. Особенности тектонического строения	37
3.4. Геодинамико-палеогеографическая реконструкция геологического развития региона	41
Глава 4. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НГКМ	45
4.1. Корреляция стратиграфических подразделений	45
4.2. Фациальный анализ Ботубинского продуктивного горизонта	48
Глава 5. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	53
5.1. Характеристика продуктивных залежей	53

5.2. Литологический состав пород ботубинского горизонта	57
Глава 6. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ ОБ- СУЖДЕНИЕ	62
6.1. Результаты седиментологического анализа керна пласта Бт	62
6.2. Результаты анализа стохастической инверсии	92
6.3 Результаты проведения гидродинамических исследований	98
6.3.1 Проведение гидродинамических исследований на скважине 2188	98
6.3.2. Проведение гидродинамических исследований между скважинами 3358 – 3357 и 3418 – 3419	104
6.3.3 Проведение гидродинамических исследований на скважине 3242	108
6.4. Результаты проведения трассерных исследований	109
6.4.1. Участок нагнетательной скважины № 3357	109
6.4.2. Участок реагирующей контрольно-наблюдательной скважины № 3021	111
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	120
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	122
СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА	137
СПИСОК ТАБЛИЧНОГО МАТЕРИАЛА	146
ПРИЛОЖЕНИЕ №1	147

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования является Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), которое было открыто в 1970 г., а в промышленную эксплуатацию введено в 2013 г. На сегодняшний день оно входит в тройку самых крупных активов Восточно-Сибирского нефтяного кластера.

Актуальность работы. Среднеботуобинское (НГКМ) располагается в составе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, основные месторождения которой связаны трубопроводом Восточная Сибирь – Тихий океан. В связи с этим разработка модели геологического строения исследуемого месторождения с целью прироста добываемых запасов углеводородного сырья весьма актуальна как с научной, так и с прикладной точки зрения. Большой интерес представляет собой построение модели продуктивного горизонта (Бт) с целью познания его влияния на распределение основных геолого-промысловых характеристик залежи для повышения эффективности эксплуатации месторождения.

Цель работы заключалась в реконструкции фациальных и палеогеографических условий, существовавших при формировании вендских продуктивных горизонтов Среднеботуобинского НГКМ. Автор использовал анализ сейсморазведочных данных, изучение кернового материала и результатов интерпретации материалов ГИС / ГДИС, проведения трассерных исследований. Итогом работы является построение трехмерной модели фациальных условий их седиментации.

Научная задача

Изучение геологической неоднородности песчаников продуктивного коллектора путем построения трехмерной модели фациальных условий их седиментации.

Фактический материал и методы исследования

В основу диссертационной работы положены материалы геолого-геофизических и промысловых исследований, проведенные более чем на 1000 скважинах и полученные в процессе работ соискателя на Среднеботуобинском НГКМ в качестве инженера-геолога в период 2014-2020 гг.

Проведенные исследования базировались на результатах буровых, геофизических и лабораторных работ. В процессе бурения проводился отбор керна для

изучения стратиграфического положения разреза, литологического состава пород и их коллекторских свойств. В пределах центрального блока изучен керн по 45 скважинам, вскрывшим ботубинский горизонт. Проходка с отбором керна составила 755.55 м, поднято 492.04 м, выход керна 65.16 %.

Сейсмические исследования позволили получить обширный материал, который был использован для построения трехмерной модели строения различных блоков месторождения. При анализе стохастической информации были учтены все «скважинные» данные, которые включали результаты петрофизики, результаты интерпретации геофизических исследований скважин, общую пористость, тип насыщающего флюида, сейсмические параметры и результаты всех литологических исследований.

С целью оценки фильтрационно-емкостных свойств межскважинного пространства нефтяных пластов использовались методы, отражавшие непосредственный процесс фильтрации жидкости в пластовых условиях и позволявшие получить усредненную информационную картину о фильтрационной неоднородности продуктивного пласта, в том числе о наличии непроницаемых границ.

Одним из основных методов изучения фильтрационной неоднородности межскважинного пространства послужил индикаторный (трассерный) метод. Исследования проведены на 7 нагнетательных и 29 наблюдательных скважинах. По результатам анализа были построены графики зависимости изменения концентрации трассера в пробах от времени, прошедшего с начала закачки трассера для каждой контрольной добывающей скважины. Полученные графики отражают фильтрационную неоднородность каждого выделенного канала низкого фильтрационного сопротивления исследуемого участка продуктивного пласта.

Лабораторное изучение литолого-фациальных особенностей отложений проводилось по колонкам распиленного керна с детальным послойным описанием, которое было проведено по общепринятой литологической методике (Справочник по литологии, М., Недра, 1982, 507 с.). Характеристика слоев проведена по основным признакам пород: текстура, структура, тип цемента и пористость. Было выполнено

построение седиментологического разреза отложений бюкской свиты (см. графическое приложение 1). На основе этих данных составлена концептуальная модель накопления осадков.

Защищаемые положения:

I. Формирование коллекторских свойств ботубинского продуктивного пласта происходило в прибрежно-морских условиях в процессе аккумуляции терригенного материала, поступавшего с Непско-Ботубинской возвышенности.

II. Исследуемый углеводородный резервуар объединяет до шести песчаных тел, изолированных друг от друга аргиллитовыми прослойками (глинистыми перемычками).

III. Предлагаемая геологическая модель строения продуктивного пласта (Бт) Среднеботубинского месторождения отражает основной механизм седиментационных процессов, происходивших на первой стадии его формирования и может служить обоснованием для проведения эксплуатационной доразведки.

Научная новизна и личный вклад

Впервые на основе комплексного изучения данных сейсморазведочных работ, кернового материала и результатов интерпретации материалов ГИС / ГДИС, проведении трассерных исследований обоснован прибрежно-морской генезис бюкской свиты нижнего венда в Непско-Ботубинской антеклизе и показана актуальность принятой модели в пределах Среднеботубинского НГКМ.

Установлены особенности геологической неоднородности нефтегазоносного коллектора исследуемого месторождения и проведена оценка их влияния на основные геолого-промысловые характеристики залежи.

Построена модель геологического строения продуктивного горизонта Среднеботубинского НГКМ.

Практическая значимость результатов

Проведенные исследования являются основой для предложенной актуализированной модели месторождения и способствуют выбору рационального варианта его эксплуатационной разведки.

На основании полученных данных перестроена геологическая и гидродинамическая модель месторождения, предложены альтернативные варианты разработки, которые будут отражены в проектной документации на разработку месторождения.

Апробация работы.

Основные результаты исследований по теме диссертации опубликованы в рекомендованных журналах ВАК, а также изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете ИЗК СО РАН по специальности 25.00.01

1. Акулов Н.И., **Валеев Р.Р.** Особенности геологического строения Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения // Известия Иркутского государственного университета. Серия «Науки о земле» 2016. Т. 18. С. 3–13.

2. Акулов Н.И., **Валеев Р.Р.** Палеорельеф фундамента Сибирской платформы и его влияние на формирование нефтегазоконденсатных месторождений // Отечественная геология. 2017. № 6. С. 72–79.

3. Прокопьева Е.Г., Кобяшев А.В., **Валеев Р.Р.** Опыт проведения и интерпретации промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин Среднеботуобинского месторождения // Научно-технический вестник «Каротажник». 2017. № 8. С. 19–33.

4. **Валеев Р.Р.**, Колесников Д.В., Буддо И.В., Ильин А.И., Аксеновская А.А., Черкасов Н.А., Агафонов Ю.А., Гринченко В.А. Подход к решению проблем дефицита воды для системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений Восточной Сибири (на примере Среднеботуобинского НГКМ) // Геология, Геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. №1. С. 55–67.

5. Гринченко В.А., Аксеновская А.А., **Валеев Р.Р.**, Савельев Е.А. Динамика и режим межмерзлотных подземных вод радиационно-тепловых таликов при разработке Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения // Недропользование XXI века. Февраль 2019. №1. С. 84–89.

6. Кобяшев А.В., Мандругин А.В., **Валеев Р.Р.**, Юрченко В.Н., Черкасов Н.А. Анализ работы нагнетательных скважин Среднеботуобинского месторождения // Нефтяное хозяйство. Июнь 2019. №6. С. 59–61.

7. Аксеновская А.А., **Валеев Р.Р.**, Гринченко В.А., Савельев Е.А. Практика определения гидродинамических параметров по результатам ОФР и геофильтрационного моделирования на примере Среднеботуобинского МТПВ // Недропользование XXI века. Октябрь 2020. №5. С. 63–69.

8. Гринченко В.А., **Валеев Р.Р.** [и др.]. Эффективность бурения и заканчивания наклонно-направленных нефтедобывающих скважин в Восточной Сибири через эволюцию горизонтального участка – от одиночных стволов к конструкции «Березовый лист» в связи с детализацией геологического строения залежей углеводородов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. Май 2020. №5(329). С. 8–15.

9. Гринченко В.А., **Валеев Р.Р.** [и др.]. Особенности проведения сложных промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой месторождений в осложненных условиях Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. Ноябрь 2020. №11. С. 56–61.

10. Гринченко В.А., **Валеев Р.Р.** [и др.]. Обеспечение водой системы поддержания пластового давления на примере месторождения ПАО «НК «Роснефть» на территории Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. Декабрь 2020. №12. С. 110–114.

Тезисы докладов результатов выполненной работы обсуждались на конференциях:

1. Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE, Москва 2016 г. Доклад на тему «Разработка сложнопостроенных залежей с подгазовой зоной и подстилающей водой на примере Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения». Иванов Е.Н., Акинин Д.В., **Валеев Р.Р.**, Никулин Е.В., Султанов Р.Б. (ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»).

2. Научно-практическая конференция «ГеоБайкал 2016: Расширяя горизонты. От Восточной Сибири до Тихого океана – геология, разведка и разработка»,

Иркутск 2016г. Доклад на тему «Комплексный подход к решению проблем дефицита воды для системы ППД месторождений Восточной Сибири (на примере Среднеботуобинского месторождения)». **Валеев Р.Р.**, Гринченко В.А. (ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»), Егоров И.В., Агафонов Ю.А. (АО «ИЭРП»).

3. 2-я конференция ПАО «НК «Роснефть» «Технологии в области разведки и добычи нефти», Москва 2016г. Доклады на тему «Разработка сложнопостроенных залежей с подгазовой зоной и подстилающей водой на примере Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения» и «Варианты водоснабжения промысла в условиях отсутствия устойчивого источника и дефицита воды на примере Среднеботуобинского НГКМ в республике Саха (Якутия)». **Валеев Р.Р.** (ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»).

4. Техническая конференция SPE «Исследование горизонтальных скважин», Тюмень 2016г. Доклад на тему «Опыт проведения и интерпретации ПГИ на забойном тракторе в условиях Среднеботуобинского месторождения». Прокопьева Е.Г., **Валеев Р.Р.**, Кобяшев А.В. (ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»).

5. 17 Всероссийская молодежная конференция ИЗК СО РАН «Строение литосферы и геодинамики», Иркутск 22-28.05.2017г. Доклад на тему «Строение пласта Бт на примере Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения». **Валеев Р.Р.** (ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»), Акулов Н.И. (Институт земной коры СО РАН), Шаповалов М.Ю., Лебедев М.В. ООО «Тюменский нефтяной научный центр»).

6. Междисциплинарная научно-практическая конференция «The world we live in». Доклад на тему «Основы геологии. Вводная лекция». **Валеев Р.Р.** (ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»).

7. Научно-практическая конференция «ГеоБайкал 2020. Доклад на тему «Инновационные проекты в области ПБОТОС в ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча». **Валеев Р.Р.**, Попова Н.А., Мамедов К.М. (ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»).

8. Семинар «Анализ базовой добычи и эффективности системы ППД» 16-17 декабря 2021г. Доклад на тему «Управление базовой добычей Верхнечонского месторождения». **Валеев Р.Р.** (АО «Верхнечонскнефтегаз»).

Структура и объем диссертации.

Работа состоит из введения, шести глав и заключения. Содержит 147 страниц машинописного текста, 83 рисунка, 6 таблиц и 1 приложения. Библиография включает 122 источника.

Благодарности.

Автор выражает глубокую признательность научному руководителю д.г.-м.н. Н.И. Акулову, а также д.г.-м.н. М.В. Лебедеву, к.г.-м.н. В.А. Гринченко, д.г.-м.н. А.Г. Вахромееву, к.г.-м.н. И.В. Буддо, А.В. Плюснину, Е.В. Никулину за консультации в процессе работы над защищаемой работой, советы и обсуждение вопросов литологии, осадконакопления и геофизических методов разведки и поиска нефтегазоконденсатных месторождений.

Искренне благодарен за использованные в работе научные труды коллег из Тюменского нефтяного научного центра д.г.-м.н. А.П. Вилесова, М.Ю. Шаповалова, О.В. Неделько, А.В. Мандругина, Л.В. Торгашовой, Н.А. Аипова, а также коллег из РН-Экспорейшн – А.В. Гайдука, Е.С. Шараповой и Е.И. Долговой и др., с которыми автор сотрудничает в направлении освоения месторождений Восточной Сибири и севера Иркутской области.

Автор выражает благодарность родителям Р.Х. Валееву, В.Н. Валеевой и супруге А.Л. Валеевой за проявленное терпение и поддержку.

Глава 1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

1.1. Общие сведения

Среднеботуобинское НГКМ находится на территории Мирнинского улуса (района) Республики Саха (Якутия) в 150 км северо-западнее г. Ленска и 110 км юго-западнее г. Мирный (рис.1).

Рельеф дневной поверхности местности представляет собой слабо расчлененную холмистую равнину с господствующим северо-восточным простираем главных водораздельных гряд. Абсолютные отметки современной поверхности на территории Центрального блока и Курунгского ЛУ Среднеботуобинского НГКМ колеблются от 300 до 390 м, относительные превышения рельефа составляют 70-120 м. Глубина эрозионного вреза рек достигает 100 м. Район относится к зоне малой сейсмичности – не более пяти баллов. Местность входит в зону тайги Тунгусско-Пеледуйской среднетаежной провинции. Растительность типична для средней зоны лиственничной тайги. Залесенность составляет 99,9 %.

Основными факторами, влияющими на суровость климата, являются глубоко континентальное материковое положение и горное обрамление равнины с востока и юго-востока, препятствующие проникновению влажных масс воздуха с Тихого океана. Зима продолжительностью семь месяцев определяет особую суровость природных условий района. Заморозки уже в сентябре достигают -13°C . Температура зимой (январь) понижается до -57°C . В начале октября устанавливается устойчивый снежный покров, который сохраняется до конца апреля. Снегопады наиболее характерны для октября-ноября. Толщина снежного покрова для участков с ровной поверхностью 35-50 см. Число дней в год со снежным покровом достигает 200. Запас воды в снежном покрове к концу зимы равен в среднем 32 мм. Снег сходит к середине мая. Лето короткое, но сравнительно жаркое. Дни с температурой, достигающей $+30^{\circ}\text{C}$ (июль) сменяются холодными ночами.

Среднегодовое количество осадков 291 мм. При этом в период с апреля по октябрь количество осадков достигает 75-80 % годовой нормы.

Ветра несильные, преобладающее направление северно-западное и западное со скоростью 3-4 м/с.

Гидрография территории Среднеботуобинского НГКМ, помимо реки Улахан-Ботуобуя, которая протекает с юго-запада на северо-восток большей частью за пределами участка работ представлена также более мелкими правыми ее притоками – реки Курунг-Юряг, Телгеспит и Кюргелях и рядом других относительно мелких рек. Питание рек в основном снеговое. Вода в реках пресная. Все реки несудоходны и характеризуются глубокими врезами и обрывистыми берегами. В период весенне-летнего паводка возможно плавание на легких моторных лодках. Речные долины на равнинах и особенно низменностях – широкие с пологими склонами и поймами. Преобладающие скорости течения воды в реках в паводок – 0.5-1.0 м/с. Годовой сток самой крупной в районе реки Улахан-Ботуобуя составляет 120-130 млн м³.

Долины упомянутых рек и их мелководных притоков заболочены. Около 10 % рассматриваемой территории занимают болота и заболоченные земли. Болота распространены по поймам рек и ручьёв, реже на склонах и водоразделах. Ледостав наступает в первой декаде октября, вскрытие рек – в конце апреля – начале мая. Наибольшая толщина льда на непромерзающих реках составляет 120 см.

Многолетнемерзлые породы залегают на глубинах до 400 м от дневной поверхности. Наибольшая толщина сезонного оттаивания вечномерзлых пород 3.5-3.9 м.

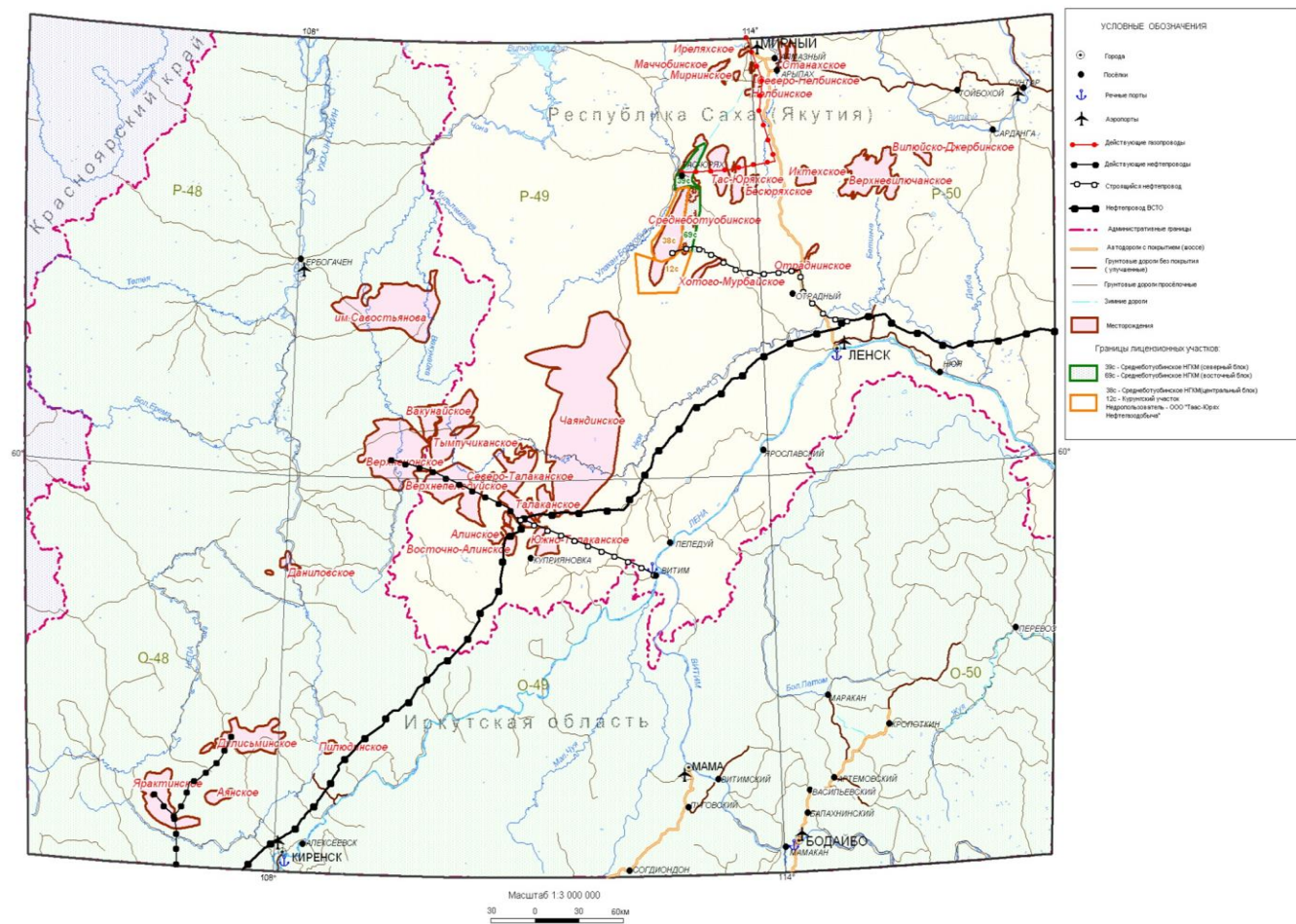


Рис. 1. Обзорная карта района работ.

В экономическом отношении район работ относится к слаборазвитым. Обустроенные автомобильные дороги и населенные пункты отсутствуют. Единственный наименее удаленный населенный пункт – пос. Таас-Юрях с населением около 1000 человек расположен в восьми километрах к северу от месторождения. От г. Мирный исследуемый район находится на расстоянии 120 км, а от г. Ленск – 150 км. Мирнинский улус – важный экономический район Республики Саха (Якутия).

В непосредственной близости от территории Центрального блока Среднеботуобинского НГКМ проходит трасса нефтепровода, соединяющего нефтедобывающие объекты Среднеботуобинского месторождения с магистральным экспортным нефтепроводом Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Неподалеку от пос. Таас-Юрях расположена нитка газопровода Среднеботуобинское месторождение – г. Мирный диаметром 500 мм и протяженностью 175 км, по которому подается газ, добываемый из залежи Северного блока этого месторождения (лицензионный участок ЗАО «Алроса-Газ») в объеме 240-250 млн м³ в год. В 650 км к востоку проходит газопровод Мастахское месторождение – Якутск.

Круглогодичное сообщение, через ближайшие аэропорты городов Киренска и Усть-Кута, имеющих сообщение с городами Иркутском, Красноярском, Братском и др., обеспечивает воздушный транспорт из крупного транспортного узла – г. Ленска, имеющего аэропорт местных линий, способного принимать самолеты типа ЯК-40, АН-24 и вертолеты.

В непосредственной близости от территории Среднеботуобинского НГКМ (близ юго-восточной границы) находится северо-западный край зоны покоя местного значения «Хотого». На основании положения «О зоне покоя «Хотого»», все виды человеческой деятельности, в том числе проезд и нахождение на данной территории, возможны только строго по согласованию с Ленской районной (улусной) инспекцией охраны природы.

1.2. Геологическая изученность

Геологические исследования в юго-восточной части Сибирской платформы начались во второй половине XIX столетия. В 1853-1854 гг. Н.Г. Меглицкий и Р.К. Маак провели первое описание своих маршрутов по берегам Вилюя и других рек. В 1864 г. П. Кларк и Р.К. Маак изучали бассейн Чоны. Большое значение для познания геологического строения этой территории имели исследования А.Л. Чекановского, совершившего в 1873 г. маршрут по Нижней Тунгуске. В 1893, 1907-1917 гг. бассейн Вилюя изучали Г. Майдель, П.Л. Драверт, А.Г. Ржонсницкий и В.Н. Зверев.

Комплексное изучение геологии и нефтегазоносности Непско-Ботуобинской НГО началось после 1917 г., но только к 1932 г. А.Д. Архангельский, И.М. Губкин и Н.С. Шатский обосновали необходимость организации поисков нефти в нижнепалеозойских отложениях Сибирской платформы.

В 1935-1937 гг. В.Г. Васильевым и И.С. Шараповым были проведены первые мелкомасштабные геологические и топографические съемки. В 1939 г. в Иркутске создан Восточно-Сибирский нефтяной геологоразведочный трест, который продолжил геологосъемочные работы на территории НБА (В.Г. Дитмар, Е.Е. Майдюк, М.Б. Першуткин, С.П. Ситников, А.П. Труфанова и др.).

В 1950 г. большая группа специалистов (А.К. Бобров, Н.А. Грибова, Н.К. Грязнов, Ф.Г. Гурари, Б.Ф. Дьяков, В. С. Карпышев, Е. В. Кравченко, С.П. Ситников, Е.М. Смехов) под руководством Н. А. Кудрявцева обобщила материалы по геологии и нефтеносности Сибирской платформы, полученные за 1930-1944 гг. и оценили описываемую территорию как перспективная для поисков нефти и газа.

Историю геологической изученности Среднеботуобинского нефтегазо-конденсатного месторождения можно так же разделить на несколько этапов, первым из которых является региональное изучение данной территории.

До 1969 г. рассматриваемая территория была покрыта геологической съемкой масштабов 1:1000000, 1:500000 и 1:200000. В результате этих работ

установлены площади и границы распространения различных стратиграфических подразделений и выделены основные тектонические элементы района: Непский свод и Ботуобинская седловина, которые в последствии были объединены в Непско-Ботуобинскую антеклизу.

Вторым этапом является открытие месторождения, оценка и разведка ботуобинского горизонта, как газового объекта (1969-1980 гг.).

В 1969 г. на Среднеботуобинском поднятии, рядом с поселком Таас-Юрях была заложена первая параметрическая скважина Сбт-1, которая в песчаниках ботуобинского горизонта вендских отложений вскрыла промышленный приток газа. С данного времени сейсморазведочные работы были направлены на детальное изучение Среднеботуобинского месторождения.

В 1972 г. Среднененская нефтегазоразведочная экспедиция начала разведку Среднеботуобинского месторождения. В результате выполненных работ была подтверждена продуктивность ботуобинского горизонта и карбонатных пород осинского горизонта (скважины Сбт-3 и 4).

В период 1973-1975 гг. в результате бурения еще 21 скважины (Сбт-5, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 22, 23, 25, 26, 28, 29, 32, 33, 37) было установлено, что Среднеботуобинское месторождение имеет гораздо более сложное блоковое строение, чем предполагалось в начале разведочных работ. В скважине Сбт-35 был получен фонтанный приток нефти, следовательно, в ботуобинском горизонте существует нефтяная оторочка.

Для дальнейшего изучения нефтяной оторочки по площади в 1975-1978 гг. были пробурены 11 скважин (Сбт-11, 20, 24, 30, 39, 27, 31, 33, 36, 34, 44). Скважины Сбт-11,20,24 вскрыли нефтяную оторочку и дали при испытании приток нефти с водой, а скважина Сбт-39 вскрыла нефтяную часть залежи в газонефтяной зоне и при испытании дала приток газа с нефтью.

В период 1979-1980 гг. для определения масштабов залежи ботуобинского горизонта и оконтуривания Северного тектонического блока пробурено 9 скважин (Сбт-46, 49, 50, 51, 53, 54, 48, 45, 14). Впервые водоинвертный

эмульсионный раствор был применен в скважине Сбт-53 это позволило качественно вскрыть нефтяную часть залежи, а при испытании, применив перфорацию на насосно-компрессорных трубах при сниженном уровне, получить фонтанный приток нефти. Данные результаты позволили проводить доразведку нефтяной части залежи со сменой технологии вскрытия. Всего с 1970 г. по 1980 г. была пробурена 51 скважина, 7 из которых были пройдены до осинского горизонта, а 41 скважина вскрыла ботуобинский горизонт. В 1980 г. ГКЗ СССР впервые были рассмотрены и утверждены запасы газа Среднеботуобинского месторождения.

В 1980 г., в соответствии с рекомендациями ГКЗ СССР, был составлен проект детальной доразведки нефтяной части ботуобинского горизонта с целью получения необходимых данных для подсчета запасов нефти по промышленным категориям и проектирования разработки.

Так же предусматривалось изучение строения залежей осинского горизонта. Для решения данных задач проектом было решено провести бурение 50 разведочных скважин в три этапа. Завершающим этапом подготовки месторождения к разработке являются 1985-2004 гг.

Важнейшим итогом бурения являлось установление факта, что амплитуда прогиба между Среднеботуобинским и Курунгским поднятиями меньше высоты залежей Центрального тектонического блока, и выявленные в пределах Центрального тектонического блока залежи продолжаются на Курунгский участок.

Опытно-промышленная эксплуатация нефтяной оторочки ботуобинского горизонта, которая длилась 20 лет, была завершена в 2004 г.

Начиная с 2005 г. силами ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» на Центральном тектоническом блоке Среднеботуобинского НГКМ проводились работы по вводу выявленных залежей в разработку. В 2005 – 2007 гг. силами ИГНГ СО РАН имени А.А.Трофимука и ЗАО «Красноярскгеофизика» был составлен отчет «Создание трехмерных геологической и гидродинамической моделей Среднеботуобинского месторождения и анализ достигаемых КИН», в

котором была проанализирована вся имевшаяся на тот момент геолого-геофизическая информация.

В 2006 – 2009 гг. из ранее пробуренных разведочных и наклонно-направленных эксплуатационных скважин бурились боковые горизонтальные стволы. По результатам выполненных работ уточнено дизъюнктивное и пликтивное строение месторождения, скорректированы границы залежей в отложениях ботубинского горизонта, отредактированы петрофизические связи на основании анализа керна, отобранного в процессе бурения, как в новых скважинах, так и при бурении боковых горизонтальных стволов.

В апреле 2009 г. на месторождении началось эксплуатационное бурение. Эксплуатационные скважины, пробуренные в 2009 г., закончены с горизонтальными стволами длиной 350 м.

В 2010 г. ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» был проведен подсчет запасов нефти, газа и конденсата Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Центрального блока и Курунгского лицензионного участка и составлена обновленная Технологическая схема разработки месторождения.

Начиная с 2009 г. на месторождении ведется бурение эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием, которые должны обеспечить ввод месторождения в разработку по мере завершения строительства объектов наземного обустройства и внешнего транспорта нефти.

С учетом всей накопленной за период 2009 – 2012 гг. новой информации о строении месторождения в 2012 г. выполнен подсчет запасов, в ходе реализации которого была уточнена модель геологического строения ботубинского горизонта.

Глава 2. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Изучение отложений ботуобинского горизонта Непско-Ботуобинской антеклизы проведено на основе применения целого комплекса методов. Прежде всего были использованы результаты сейсмических съемок, данные литологического анализа кернa, а также гидродинамические и трассерные исследования в скважинах.

2.1. Особенности применения сейсмического метода

Сейсмические данные, совместно с каротажными диаграммами и другой априорной информацией, являются функцией плотности вероятностей. Как и в геологическом статистическом моделировании, в стохастической инверсии необходимо подавать на вход всю имеющуюся геологическую и статистическую информацию.

Для построения сейсмической модели были взяты структурные карты, заложенные в каркас трехмерной геологической модели: кровля Олекминского горизонта, кровля Осинского горизонта, кровля Бт, подошва Бт, подошва терригенного комплекса; и аналогичные карты ТО по сейсмическим данным во временном масштабе. Загруженные карты использовались для построения карт средних скоростей, которые в свою очередь интерполировались по вертикали по линейному закону с частотой дискретизации сейсмической записи. На выходе был получен трехмерный куб средних скоростей пробега акустической волны.

Стратиграфический каркас и «нарезка» промежуточных слоев модели для стохастической инверсии были согласованы с каркасом и «нарезкой» актуальной геологической модели. Примерное сопоставление моделей приведено (рис. 2).

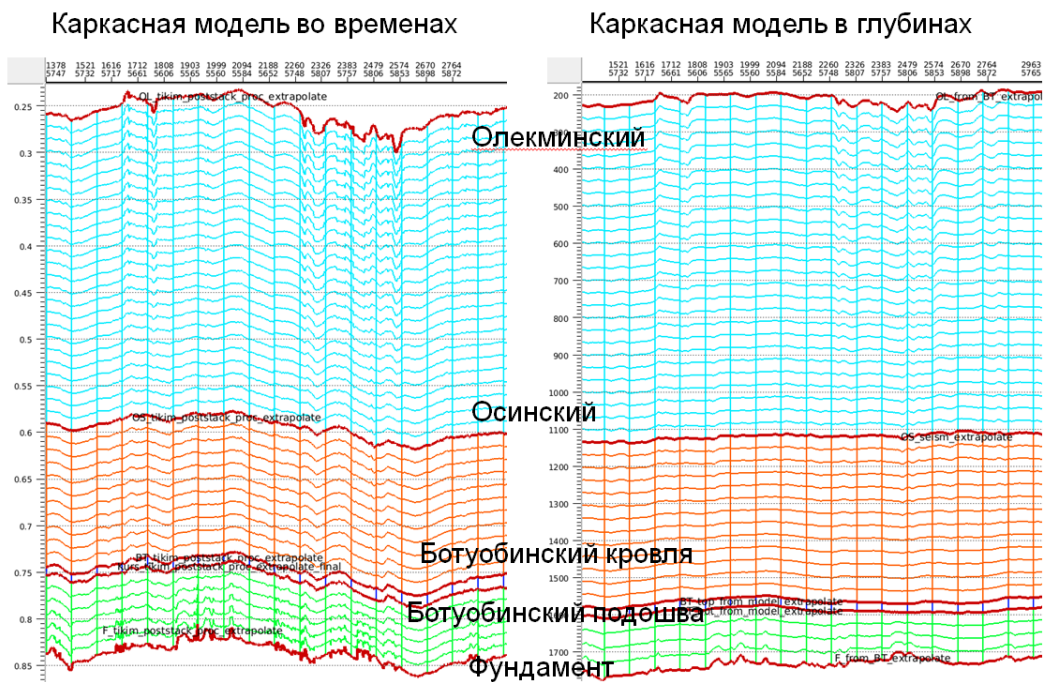


Рис. 2. Каркасная модель геологического строения одного из исследуемых участков во временах и в глубинах (Здесь и далее в главах 2.1 и 6.2 рисунки сделаны М.Ю Шаповаловым, А.В. Гайдуком, Е.С. Шарাপовой и др.).

Помимо пласта Бт который задан в геологической модели, модель для стохастической инверсии содержит дополнительные слои. Так над пластом Бт задан пласт Ос с пропорциональной нарезкой, а под пластом Бт был задан слой Курсовская свита, с целью обеспечить непрерывность модели упругих свойств и как следствие корректную свертку с сейсмическим импульсом, для которой необходимо обеспечить отсутствие «пробелов» в акустических данных. Это слои над верхним горизонтом модели и под нижним горизонтом модели мощностью, соответствующей одной длине импульса. Созданы они для того, чтобы зона краевого эффекта, неизбежно возникающая на границе модели при свертке с импульсом, гарантированно заканчивалась за пределами целевого интервала и не вносила искажений в отражения от изучаемых пластов.

В анализе статистической информации участвовали все скважины, в которых было выполнено моделирование упругих параметров. Анализ проводился по пласту, в соответствии со стратиграфическим каркасом геологической модели. На основании изучения распределений литотипов в полях упру-

гих параметров для моделирования были выбраны следующие данные: продольный импеданс, плотность, соотношение V_p/V_s , литология (коллектор, глина, карбонаты), общая пористость, тип насыщающего флюида. В первую очередь были оценены пропорции литотипов и флюидов (рис. 3).

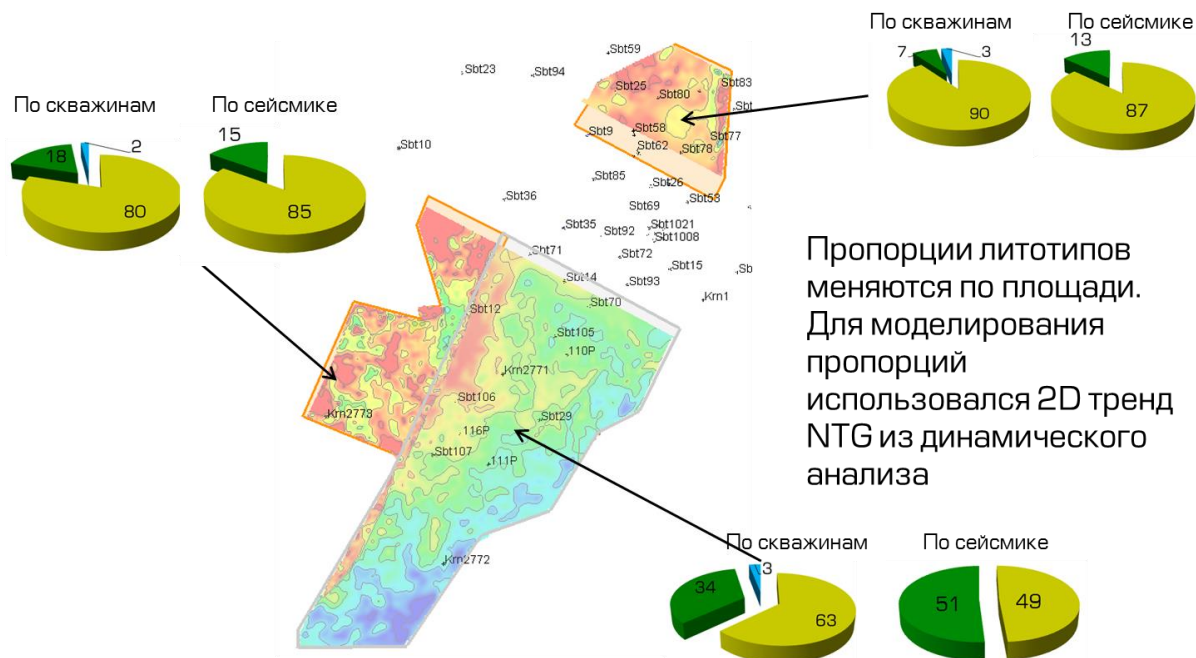


Рис. 3. Пропорции литотипов и типов насыщения для пласта Бт.

Типы пород на круговых диаграммах показаны на (рис. 4).

Сейсмические профили покрывали различные фациальные зоны и охватывали песчаные устьевые бары, отложения дельт и морского побережья. Каждая фация имеет свое распределение пропорций литотипов, что наглядно видно на рисунке выше. По этой причине пропорции литотипов задавались не постоянным значением, а двумерной картой песчанистости, полученной в ходе динамического анализа сейсмических данных.

Заключительный этап набора статистической информации заключался в анализе распределения литотипов в полях упругих параметров. Значительная часть этой работы была выполнена на этапе петрофизического обоснования возможности выполнения стохастической инверсии.

Как написано выше было выделено три литотипа: «коллектор», «глина», «карбонат». Ниже приведены функции плотности вероятности нахождения искомого литотипа в определенном поле упругих параметров (рис. 4).

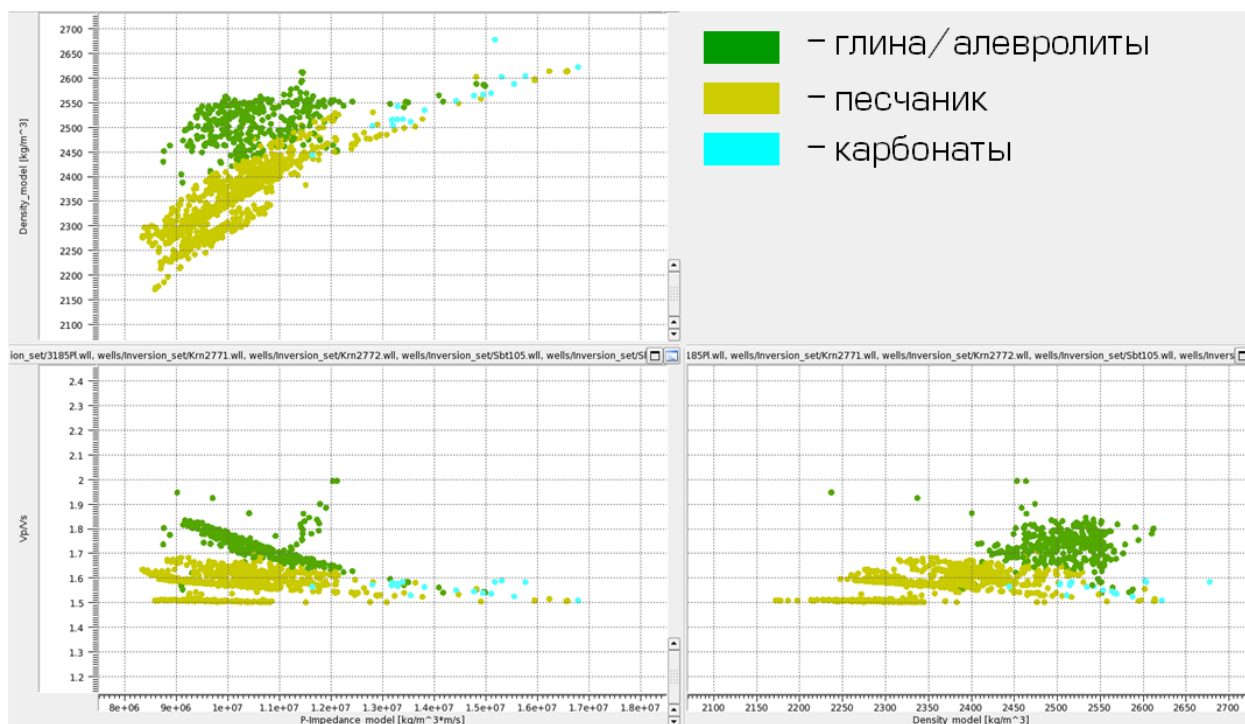


Рис. 4. Фактические данные в полях упругих параметров и функции плотности вероятности.

Таким образом, в ходе работ по стохастической инверсии на Среднеботуобинском месторождении была выполнена синхронная стохастическая инверсия, рассчитаны кубы упругих параметров среды и проведена оценка достоверности выполненных расчетов.

2.2. Исследования кернавого материала

В процессе бурения скважин проводился отбор керна, визуальное описание которого, являлось одной из основных составляющих геологической информации об исследуемом разрезе. Это самая ответственная операция при обработке материалов поискового, разведочного, опорного, параметрического или структурного бурения.

Она проводилась последовательно и детально с использованием лупы с 6–12 кратного увеличения. По интервалам границ между различными типами пород определялась видимая мощность пластов. Истинная мощность пласта определялась на основании результатов каротажа и наклона скважины.

Велась срочная (первичная) и детальная документация скважин. Срочное поинтервальное описание керна проводилось на буровой сразу же после извлечения керна из колонковой трубы. При первичном описании керна выяснялась последовательность залегания пород в разрезе, выявлялись реперные горизонты, изучался состав пород, трещиноватость, кавернозность, проводилась визуальная оценка характера насыщенности.

Кроме того, в результате увязки описания керна и материалов геофизических исследований скважин определялась истинная глубина залегания пород, что особенно важно при определении положения продуктивного пласта. Описание керна проводится поинтервально сверху вниз по разрезу, в последовательности отбора керна. Керновая колонка каждого интервала разбивалась на пласты, которым присваивался и измерялась его мощность.

Детальное описание керна проводилось после ознакомления с первичным описанием керна, увязкой керна с каротажом, заключениями о насыщенности пород по результатам ГИС. Внутри пластов выделялись слои (слойки) – «обособленные в теле слоя элементы более мелкого масштаба, имеющие визуально различимые границы ограничения» и линзы.

Характеризуя условия залегания отдельных слоев, указывалось их залегание (горизонтальное или наклонное). В последнем случае определяется угол падения, а в случае ориентированного по отношению к странам света керна и азимут падения слоев. После определения общей характеристики пласта приводилась его полная литологическая характеристика. Все характерные особенности породы зарисовывались и фотографировались. Детальное описание пород проводилось по общепринятой в осадочной геологии методике с указанием их литологического типа, цвета, текстуры, структуры, пористости, включений и т.д.

Особое внимание при описании керна уделялось тем признакам породы, которые смогут не сохраниться при длительном хранении и перевозке керна (влажности, запаху, признакам нефтегазонасыщенности).

По ботуобинскому горизонту в пределах месторождения был изучен керн из 45 скважин. Для исследований использовался керн с наиболее полным линейным выносом, и по некоторым скважинам – керн, отобранный сверлящими керноотборниками, таким образом, фильтрационно-емкостные характеристики были определены по керну из 40 скважин.

В целом Ботуобинский продуктивный горизонт охарактеризован керном из 65 скважин, суммарная протяженность которого составляет 1 815.3 м, при этом осредненный выход керна составил 72.1 % (табл. 1).

Таблица 1.
Сведения о выносе керна из продуктивных пластов Среднеботуобинского месторождения.

Горизонт	Залежь	Число скважин с отбором керна	Проходка, м	Линейный вынос керна, м	Вынос керна, %
Осинский		48	806	589.6	73.2
Ботуобинский	I	30	962.3	743.3	77.2
	II	12	286.4	227.5	79.4
	III	2	50.6	26.9	53.2
	IV	12	284.7	115.7	40.6
	V	9	231.3	194.9	84.3
Всего:		65	1815.3	1308.2	72.1

Лабораторные исследования позволили выполнить построение корреляционных разрезов скважин фациальных профилей бюкской свиты. На основе всех данных составлена концептуальная седиментационная модель накопления осадков.

2.3. Гидродинамические исследования в скважинах

Гидродинамические исследования залежей углеводородного сырья проводились при их разбуривании, эксплуатации и закачки воды. На каждом из

этих этапов исследования выполнялись для решения заранее поставленных задач с использованием специальных технических средств и конструктивных решений.

На этапе разбуривания и эксплуатации скважин проводились замеры давления в стволе скважины со спуском датчиков давления на кабеле. Основной упор делался на замер пластового давления, по значениям которого определялись градиенты плотности флюидов и проводилась отбивка их контактов. На основании этих данных пласт разбивался на отдельные гидравлически изолированные блоки, которые отображались на геологической модели.

С целью изучения гидродинамических характеристик пласта Бт Среднеботуобинского месторождения в период с 2013 по 2021 гг. систематически проводились гидродинамические исследования скважин (ГДИС), позволившие выявить закономерности распределения фильтрационных свойств продуктивных пластов по площади.

2.4. Трассерные исследования

С целью оценки фильтрационно-емкостных свойств межскважинного пространства нефтяных пластов наиболее информативным оказался трассерный метод, отражавший процесс фильтрации жидкости в пластовых условиях и позволявший получать информационную картину о фильтрационной неоднородности продуктивного пласта.

В нагнетательную скважину вводился определенный объема меченой. Одновременно из устья контрольных добывающих скважин производился отбор проб. Отобранные пробы жидкости анализируются в лабораторных условиях для определения наличия трассера и его количественной оценки. По результатам анализа строились кривые зависимости изменения концентрации трассера в пробах от времени, прошедшего с начала закачки трассера для каждой контрольной добывающей скважины.

В результате трассерных исследований определялись направления и скорости продвижения воды от нагнетательных к добывающим скважинам и

фильтрационно-емкостные свойства пласта. Данный показатель определялся суммарно по каждой добывающей скважине.

Глава 3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА

В геологическом строении района исследований принимают участие архейско-нижнепротерозойские породы кристаллического фундамента; вендские образования курсовской, бюкской, успунской и кудулахской свит; венд-кембрийские отложения юряхской свиты; 11 свит кембрийской системы, а также юрские образования укугутской свиты.

3.1. Породы кристаллического фундамента

Важное место в стратиграфическом разрезе занимает архейско-нижнепротерозойский фундамент платформы. Породы кристаллического фундамента на исследуемой территории вскрыты единичными скважинами: Сбт-17, Сбт-30, Сбт-69, Крн-2771 и Крн-2773. Они представлены красновато-серыми среднекристаллическими гранитоидами и гранито-гнейсами. Их абсолютный возраст составляет 1616 млн. лет, что соответствует границе нижнего и верхнего протерозоя (1650±50 млн. лет) (определения выполнены по керну скв. Сбт-30 К-Ar методом в ИГ ЯФ СОАН СССР). Практически во всех скважинах, вскрывших фундамент, зафиксирована каолиновая кора выветривания. Возникновение Непско-Ботуобинского поднятия произошло вдоль протяженных долгоживущих разломов, которые также осложнены второстепенными разломами. Тектонические нарушения оконтуривают Среднеботуобинское НГКМ, на котором субмеридиональными глубинными разломами обособлено четыре крупных тектонических блока – Западный, Северный, Центральный и Восточный (см. рис. 5).

Следует отметить, что в процессе проведения буровых работ было выявлено, что почти всюду на поверхности кристаллического фундамента залегает каолиновая кора выветривания, толщина которой достигает 4 м. Она не входит в состав ботуобинского нефтегазоносного горизонта. В скважинах RXX71; R69 и

R99 на коре выветривания залегают гравелисто-дресвяные песчаники с включением редких галек кварцитов, а в скважине 300, на размытой поверхности фундамента залегают мелкогалечные конгломераты. Каолиновый состав глин из аргиллитовой пачки, залегающей в основании ботубинского горизонта, свидетельствует о том, что они сформировались в процессе частичного размыва и переотложения коры выветривания. В кровле ботубинского горизонта залегают пачка (17-20 м) доломитов с прослоями ангидритов, ангидрито-доломитов и доломитизированных аргиллитов.

На схематическом геологическом разрезе (рис. 6.) показано, что кристаллический фундамент Сибирской платформы на Среднеботубинском НГКМ представлял цоколь древнего Предпатомского бассейна седиментации, который контролировал его развитие, до тех пор, пока верхнекембрийские осадки древнего бассейна седиментации не перекрыли Непско-Ботубинское сводовое поднятие, после чего осадконакопление охватило почти всю Сибирскую платформу.

В стратиграфическом строении осадочного чехла платформы, с размывом залегающего на кристаллическом фундаменте отчетливо обособляются три нефтегазоносных комплекса – вендский преимущественно терригенный, венд-нижнекембрийский пелито-сульфатно-карбонатный и кембрийский – галогенно-карбонатный. Первые два комплекса являются основными нефтегазовыми коллекторами и приурочены к нижнему структурному этажу, а третий – перспективный. Некоторые исследователи с вендским терригенным комплексом связывают более 50 % начальных суммарных ресурсов газа НГО и 18 % от всех начальных суммарных геологических ресурсов нефти (Губина, 2011; Кушмар и др., 2006).

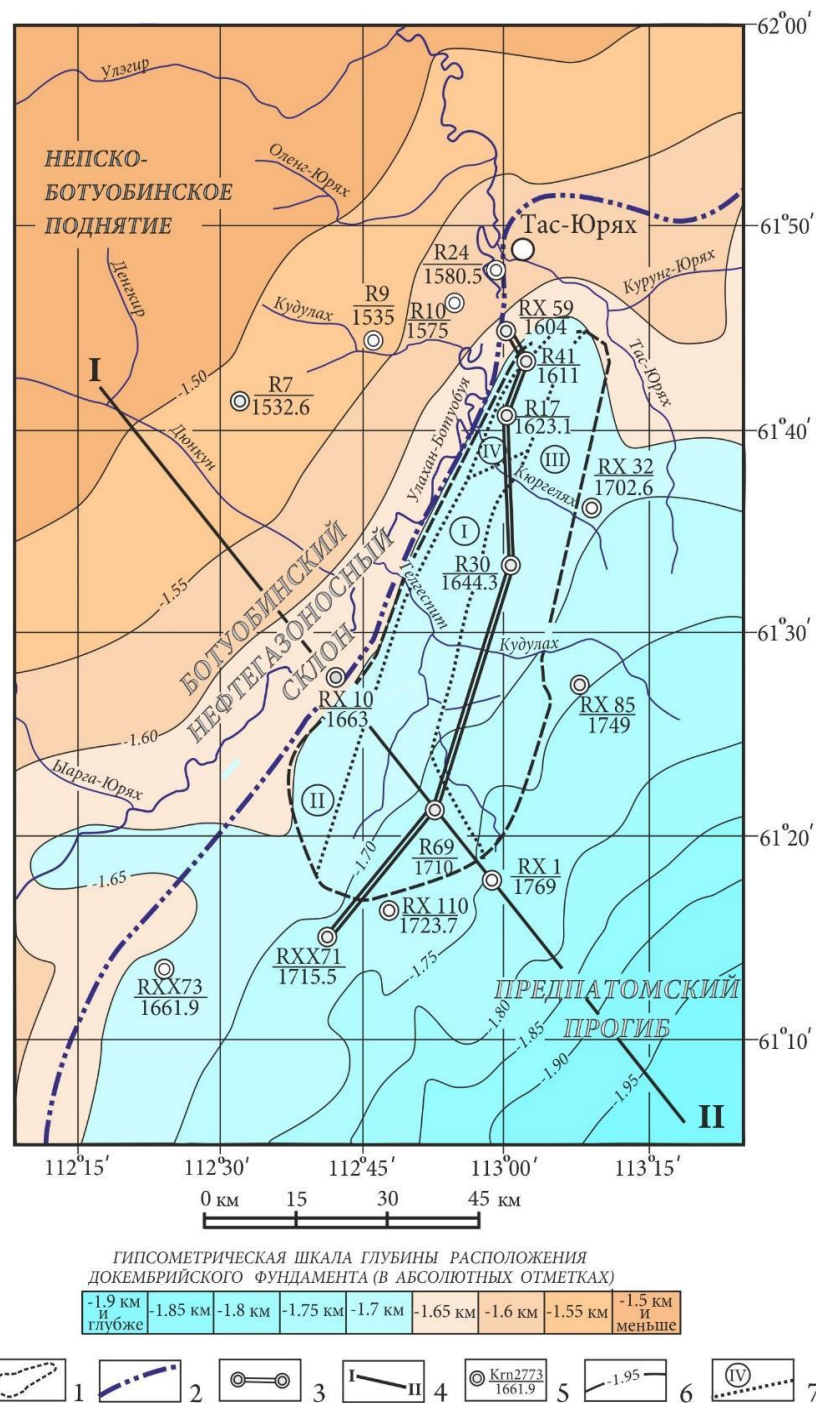


Рис. 5. Структурная карта по поверхности кристаллического фундамента Сибирской платформы в районе Среднеботуобинского НГКМ. (Р.Р. Валеев, Н.И. Акулов. 2017г.).

1 – контур Среднеботуобинского НГКМ; 2 – граница распространения Лено-Тунгусской нефтегазовой провинции; 3 – профиль буровых скважин; 4 – разрез по линии (см. рис. 3); 5 – скважина и ее номер; 6 – изогипсы поверхности докембрийского кристаллического фундамента платформы (в километрах); 7 – границы тектонических блоков и их номер: I – Центральный, II – Западный, III – Восточный, IV – Северный.

3.2. Стратиграфическое строение осадочного чехла платформы

В 1986 г. на Четвертом межведомственном стратиграфическом совещании была принята стратиграфическая схема исследуемых отложений для данного региона, а в 1988 г. она была утверждена Межведомственным стратиграфическим комитетом (МСК). Этой схемы придерживаемся, и мы (Акулов, Валеев, 2016). Вендские отложения непской свиты и ее стратиграфических аналогов в пределах Предпатомского прогиба – курсовской и бюкской, вмещают основные запасы нефти и газа. Нефтегазоконденсатные скопления приурочены к поверхности фундамента и образуют ботубинский продуктивный горизонт. Контур его развития и является границей Среднеботубинского НГКМ, протяженность которого около 100 км, ширина до 32 км, а мощность колеблется в интервале 22-38 м.

Курсовская свита (V_{krs}) трансгрессивно залегает на породах кристаллического фундамента (рис. 6.). По литологическому составу она подразделяется на две части: нижнюю преимущественно псаммитовую и верхнюю – пелитовую.

Нижняя часть сложена песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов. Песчаники серые, участками с коричневым и зеленоватым оттенком, кварц-полевошпатовые, разномзернистые, массивные или с волнистой слоистостью, часто неяснослоистые, с прослоями гравелитов. Алевролиты серые, зеленовато-серые, пелитистые. Аргиллиты серые с зеленоватым оттенком, местами алевролитистые.

К нижней части курсовской свиты приурочен **талахский продуктивный горизонт**, с которым связаны залежи газа в Северном блоке Среднеботубинского месторождения.

Верхняя часть свиты представлена, преимущественно аргиллитами с прослоями алевролитов, песчаников. Аргиллиты темно-серые, зеленовато-серые, часто алевролитистые, слоистые, с многочисленными тонкими светло-серыми прослойками песчаников, алевропесчаников и реже алевролитов. Алевро-

ролиты полевошпатово-кварцевые, участками глинистые и песчанистые. Песчаники и алевропесчаники кварц-полевошпатовые, кварцевые, мелко- и тонкозернистые, горизонтально и неяснослоистые. В этой части свиты расположен **улаханский продуктивный горизонт**, промышленная газоносность которого доказана в Северном блоке Среднеботуобинского месторождения. В составе аргиллитов верхней части свиты найдены микрофоссилии, позволяющие определить возраст свиты как вендский. Мощность свиты в пределах месторождения изменяется от 143 м на юге до 10 м на севере. Следует отметить, что к кровле курсовской свиты приурочен отражающий горизонт V_{kr} .

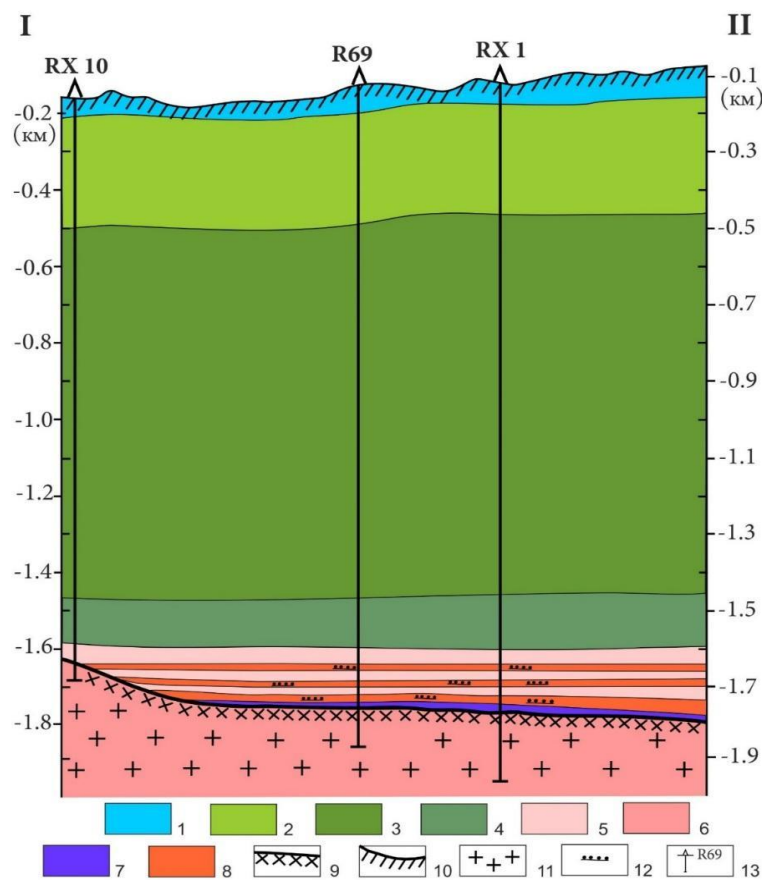


Рис. 6. Схематический геологический разрез нефтеносного склона Непско-Ботуобинского поднятия кристаллического фундамента платформы (см. рис. 5.)

1-6 – отложения: 1 – юрские, 2 – палеозойские (надсолевой комплекс), 3 – палеозойские (солевой комплекс), 4 – палеозойские (подсолевой комплекс), 5 – вендские, 6 – архейские; 7 – водоносный горизонт; 8 – нефтеносный горизонт; 9 – поверхность фундамента; 10 – дневная поверхность; 11 – породы кристаллического фундамента; 12 – слоистые песчаники барового типа; 13 – скважина, ее номер и глубина фундамента.

Бюкская свита (V_{bk}) по особенностям литологического состава отчетливо делится на две подсвиты: нижнюю (**ботуобинский нефтегазоносный горизонт**) и верхнюю. Породы из ботуобинского горизонта представлены мелко-среднезернистыми песчаниками с подчиненными прослоями крупнозернистых, гравелистых песчаников, алевролитов, реже аргиллитов. Песчаники, кварцевые, редко полевошпатово-кварцевые, светло-серые, серые, темно-серые, субгоризонтально-косослоистые, реже волнисто слоистые. Алевролиты и аргиллиты коричневато-серые, темно-серые до черных. Мощность свиты непостоянная и колеблется от 5 м (скв. Сбт-17) до 32 м (скв. Сбт-78).

Важно отметить, что с ботуобинским горизонтом связана основная нефтегазоносность Среднеботуобинского месторождения. Геофизиками установлено, что к кровле нижнебюкской подсвиты приурочен отражающий сейсмический горизонт КВ.

Верхняя подсвита сложена доломитами, глинистыми доломитами, доломито-ангидритами, ангидритами с редкими прослоями мергелей и аргиллитов. В отложениях горизонта встречены микрофоссилии вендского возраста: акридархами рода *Lieosphaeridia* и др., синезелеными водорослями (цианобактерии или цианеи) и проблематиками. Мощность подсвиты изменяется от 94 до 126 м.

Успунская свита (V_{us}) с несогласием залегает на бюкской. Она сложена доломитами с прослоями аргиллитов, доломито-ангидритов, ангидритов. Доломиты серые тонкокристаллические в различной степени пелитоморфные до мергелей.

В низах свиты залегает **преображенский нефтегазоносный коллектор**, сложенный доломитами, коричневато-серыми, тонкокристаллическими, неравномерно известковистыми, неяснослоистыми и массивными. В отложениях свиты отмечено наличие микрофоссилий вендского возраста. Мощность свиты почти всюду почти постоянна и варьирует в пределах 84-93 м.

Кудулахская свита (V_{kd}) согласно залегает на успунской. Представлена доломитами, ангидритистыми доломитами, с подчиненными прослоями мергелей и аргиллитов. Присутствуют водорослевые разности с характерной тонкой волнистостью. Встречающиеся пелитоморфные доломиты обычно более темные, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, часто переслаиваются с такими же по цвету аргиллитами. Мощность свиты колеблется от 96 до 104 м. К кровле кудулахской свиты приурочен отражающий горизонт V_{kd} .

Юряхская свита ($V-Є_{1jrh}$) залегает согласно на кудулахской. По особенностям строения подразделяется на две подсвиты.

Нижняя подсвита сложена доломитами коричневатого-светло-серыми, неяснослоистыми и массивными, в различной степени известковистыми до известняков, глинистыми и неравномерно ангидритистыми, с прослоями ангидрито-доломитов, аргиллитов. Породы иногда мелкокавернозные. Толщина подсвиты изменяется от 19 до 28 м. Отложениям подсвиты соответствуют **продуктивному пласту юряхский-III** (аналог пласта усть-кутский-II в Иркутской области).

Верхняя подсвита более глинистая, состоящая из переслаивающихся между собой глинистых и чистых разностей доломитов, иногда ангидритистых, с прослоями мергелей и аргиллитов. Породы массивные, участками мелкопористые, мелкокавернозные (чистые разности), тонкослоистые (глинистые разности). Цвет пород светло-серый, коричневатого-серый с зеленоватым оттенком. Мощность подсвиты изменяется от 48 до 55 м. В отложениях подсвиты выделяют **продуктивные пласты юряхский-I и юряхский-II** (аналоги пласта усть-кутский-I). К кровле юряхской свиты приурочен отражающий горизонт Б.

Билирская свита ($Є_{1ы}$) залегает согласно на юряхской. Свита хорошо палеонтологически охарактеризована. В керне выявлен обширный комплекс археоциат, хиолитов, водорослей, микрофитоцитов, акритархов томмотского и атдабанского ярусов нижнего кембрия (алданский надярус). Билирская свита

хорошо коррелируется с нижней частью усольской свиты, выделяемой в западных и юго-восточных частях Сибирской платформы.

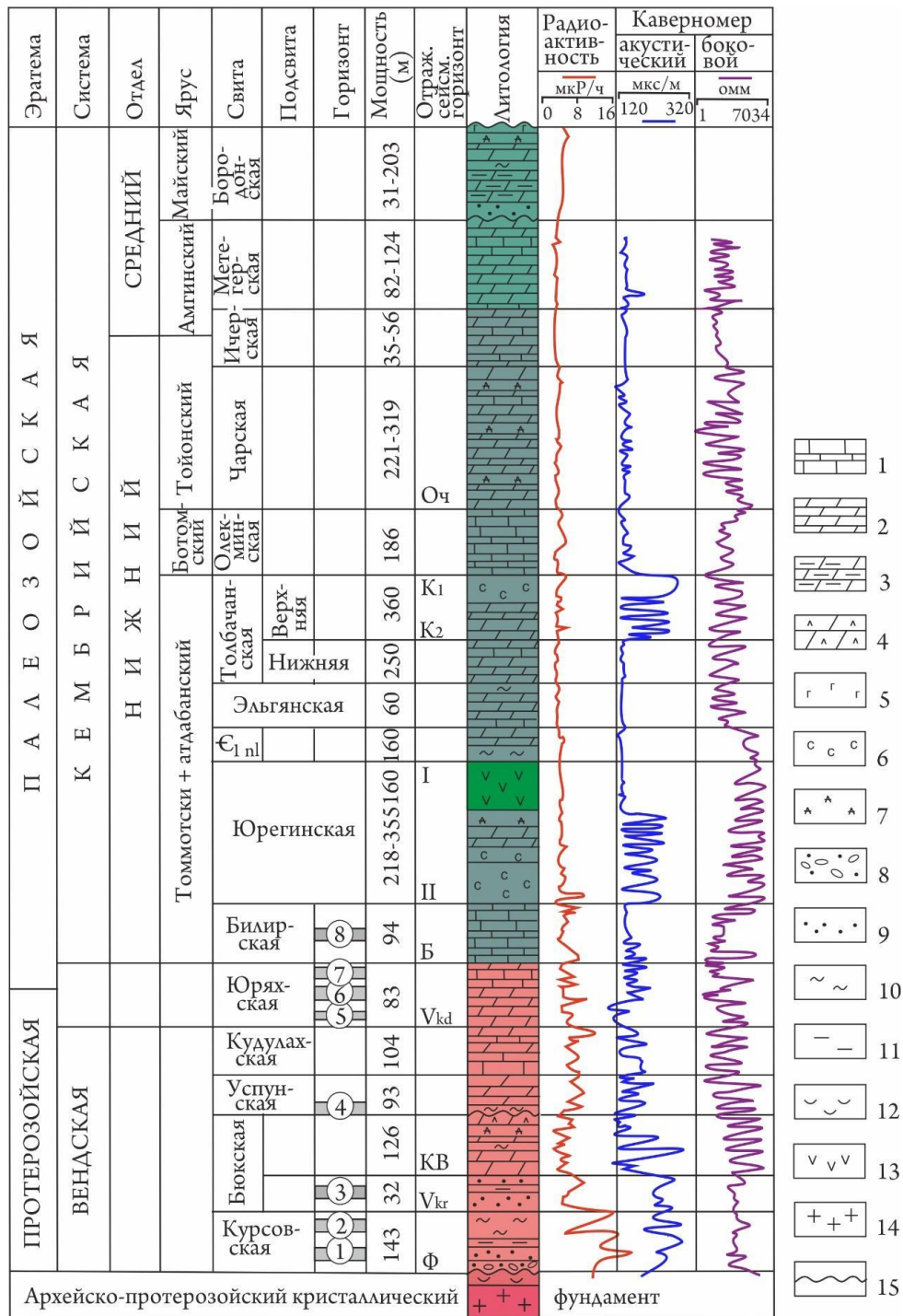


Рис. 7. Сводный разрез осадочно-вулканогенных отложений Среднеботуобинского месторождения.

1-известняки; 2-доломиты; 3-мергели; 4-доломиты строматолитовые; 5-гипсы; 6-каменная соль; 7-ангидриты; 8-конгломераты; 9-песчаники; 10-аргиллиты; 11-алевролиты; 12-кора выветривания; 13-долериты; 14-гранитоиды; 15-залегание пород с размывом. Продуктивные горизонты (цифры в кружках):

1-талахский; 2-улахский; 3-ботуобинский; 4-преображенский; 5-юряхский-III; 6-юряхский-II; 7-юряхский-I; 8-осинский-II.

Нижняя подсвита билирской свиты сложена сероцветными, иногда с коричневым оттенком, доломитами, слоистыми и массивными, со строматолитами, неравномерно глинистыми, неравномерно ангидритистыми, с прослоями зеленовато-серых и красновато-бурых аргиллитов. Мощность подсвиты непостоянна и колеблется в интервале от 19 до 38 м. С отложениями подсвиты связан **продуктивный пласт осинский-II**.

На большей части юга Сибирской платформы отложения данного уровня в той или иной степени соленосны, и только вдоль центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы выделяется обширная зона, не содержащая галогенных пород.

Верхняя подсвита сложена переслаиванием органогенных известняков, доломитов и пелитоморфных доломитов. Породы серые, коричневатые-серые, слоистые и массивные, иногда пористые и мелко кавернозные. Встречаются прослои зеленовато-серых мергелей и аргиллитов, линзы и прослойки коричневатых-серых ангидритов. Толщина подсвиты 32-56 м. С отложениями подсвиты связан пласт осинский-I, продуктивность которого доказана на Среднеботуобинском, Талаканском, Северо-Талаканском, Верхнечонском, Пилюдинском месторождениях.

К кровле верхнебилирской подсвиты приурочен отражающий сейсмический горизонт II (А).

Юрегинская свита (ϵ_{1jur}) согласно залегает на билирской, сложена мощными пластами каменной соли, разделенными слоями доломитов засоленных, глинистых, ангидритизированных, аргиллитами тонкослоистыми и ангидритами. К отложениям юрегинской свиты приурочены долеритовые силлы. Толщина свиты около 218 м.

Нелбинская свита (ϵ_{1nl}) согласно залегает на пласте каменной соли юрегинской свиты и представляет собой пачку существенно пелитоморфного состава. Она сложена переслаиванием мергелей и аргиллитов серых, темно-

серых, зеленовато-серых, с пелитоморфными доломитами и ангидритами. Толщина свиты довольно стабильна и составляет около 50 м.

Эльганская свита (ϵ_{1el}) согласно залегает на нелбинской, сложена коричневатого-серыми доломитами неравномерно известковистыми до известняков. Породы слабо ангидритизированные, неяснослоистые и массивные. Толщина свиты изменяется от 41 до 60 м.

Толбачанская свита (ϵ_{1tb}) согласно залегает на нелбинской, делится на две подсвиты. Нижняя подсвита представлена доломитами и известняками неравномерно глинистыми, ангидритизированными, с подчиненными прослоями, аргиллитов и мергелей, с единичными маломощными прослойками каменной соли. Толщина подсвиты изменяется от 93 до 250 м. К кровле нижнетолбачанской подсвиты приурочен отражающий сейсмический горизонт K_2 .

Верхняя подсвита содержит толстоплитчатые пласты каменной соли, пласты серых доломитов с прослоями мергелей и аргиллитов. Толщина подсвиты изменяется от 250 до 360 м.

Для подсвит характерно наличие долеритовых силлов. С пачкой каменной соли верхнетолбачанской подсвиты отождествляется отражающий горизонт K_1 .

Олекминская свита (ϵ_{1ol}) согласно залегает на толбачанской, сложена серыми слоистыми и массивными пелитоморфными и водорослевыми известняками. В верхней части свиты доломиты неяснослоистые и массивные. Породы битуминозные. Толщина свиты довольно стабильна 90-98 м.

Чарская свита (ϵ_{1cr}) согласно залегает на олекминской. Представлена каменной солью прозрачной, белой, крупнокристаллической; доломитами светло-серыми, серыми, тонкокристаллическими, неравномерно глинистыми, ангидритистыми, с известковистыми прослоями. Пласты каменной соли приурочены, в основном, к нижней и средней частям свиты. Соленасыщенность свиты по площади меняется весьма существенно, что связано с исчезновением пластов солей из верхней, иногда и из средней, части разреза. В связи с этим

толщина свиты изменяется от 221 до 319 м. К подошве чарской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт $O_{\text{ч}}$.

Ичерская свита (ϵ_{1-2ic}) согласно залегает на чарской, сложена известняками и доломитами, часто водорослевыми, битуминозными, прослоями мелкокавернозными. Толщина свиты изменяется от 35 до 56 м.

Метегерская свита (ϵ_{2mt}) согласно залегает на ичерской, характеризуется пестрым литологическим составом слагающих ее пород, резко отличающимся от подстилающей ичерской и перекрывающей бордонской свит. Сложена переслаиванием доломитов, пелитоморфных доломитов, известняков, с прослоями аргиллитов, мергелей, ангидритов. Толщина свиты изменяется от 82 до 124 м.

Бордонская свита (ϵ_{2br}) с перерывом залегает на метегерской свите. Представлена неравномерным переслаиванием серых и красноцветных мергелей доломитовых аргиллитов, с прослоями серых, тонкокристаллических доломитов, известняков. Породы часто загипсованы. Толщина свиты изменяется от 31 до 203 м.

Джуктинская свита (ϵ_{3gkt}) в результате неравномерного размыва распространена не повсеместно и плащеобразно залегает севернее, на территории Иреляхского газонефтяного месторождения. Литологически она представлена тонким переслаиванием аргиллитов и доломитов в различной степени глинистых. Толщина ее, в наиболее полных разрезах, не превышает 100 м.

Укугутская свита (J_{1uk}) залегает со стратиграфическим несогласием на размывтой поверхности джуктинской и бордонской свит. Отложения свиты представлены переслаиванием серых песчаников и темно-зеленых и вишневых аргиллитов. Толщина свиты 0-165 м.

Четвертичные отложения представлены аллювиальными суглинками, песками и галечниками различного литологического состава. Эти отложения имеют ограниченное распространение и приурочены к пониженным участкам рельефа. Толщина отложений в скважинах не превышает 14 м.

3.3. Особенности тектонического строения

Мирнинский выступ, в пределах которого расположено Среднеботуобинское месторождение, характеризуется северо-восточным простиранием и ориентировочными размерами 190x70 км (рис. 8.).

Ось выступа погружается в северо-северо-восточном направлении от абсолютных глубин кровли осинского горизонта начиная с минус 1150 м до минус 1400 м. В пределах Мирнинского выступа геолого-геофизическими исследованиями выявлен ряд кулисообразно расположенных антиклинальных структур III порядка. К одной из них, наиболее крупной (Среднеботуобинской) и приурочено одноименное месторождение.

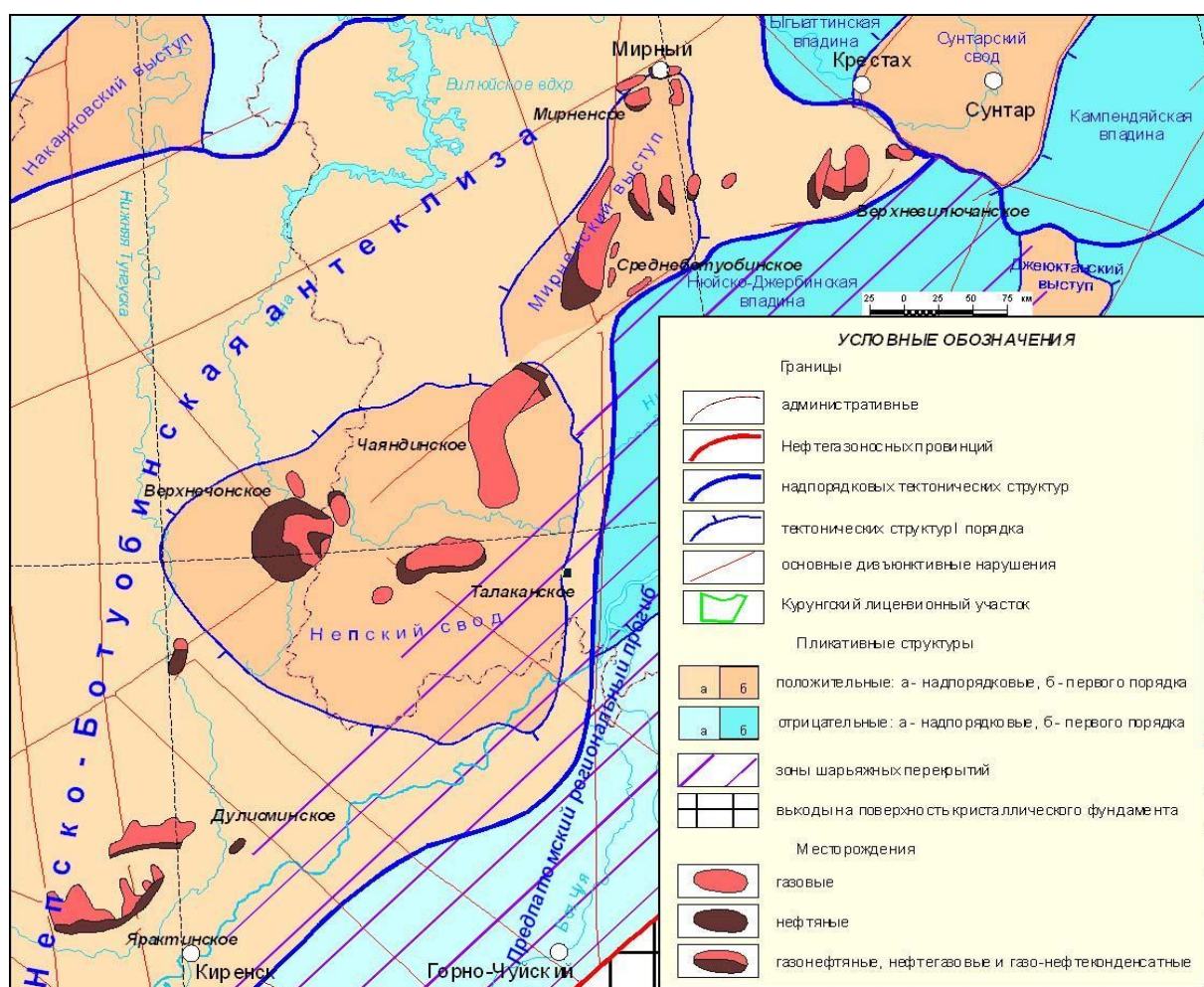


Рис. 8. Фрагмент тектонической схемы Сибирской платформы (под ред. А.Э. Конторовича, 2002 г.)

Важной чертой месторождения является наличие блоковой тектоники. Выявленные нарушения относятся к Вилуйско-Мархинской зоне разломов, обладающей северо-северо-восточным простиранием. В пределах месторождения выделены четыре крупных тектонических блока, которые осложнены более мелкими нарушениями (рис. 9.). Предметом рассмотрения данного подсчета запасов является залежи, приуроченные к Центральному тектоническому блоку.

Восточная граница Центрального тектонического блока – субмеридиональное дизъюнктивное нарушение, являющееся тектонической границей Среднеботуобинского поднятия. Нарушение фиксируется по данным сейсморазведки, аэромагнитной съемки, результатам бурения и опробования скважин. Амплитуда разрывного нарушения около 40 м, опущенным является Восточный тектонический блок.

На севере Центральный тектонический блок по поперечному разрывному нарушению граничит с Северным тектоническим блоком. Амплитуда разрывного нарушения составляет 5-10 м, причем Центральный тектонический блок является приподнятым относительно Северного 1.

Разлом, ограничивающий Центральный тектонический блок с запада, впервые выделен в 1992 г. по результатам сейсморазведочных работ на Курrungской площади и подтвержден работами 2007-2011 гг. Амплитуда смещения по разлому от 5 до 25 м, опущенным является Западный тектонический блок. В пределах блока на оси складки обособляются два поднятия, расположенные на севере и на юге блока с амплитудой ловушек 30 м и 15 м соответственно.

Центральный тектонический блок, вмещает нефтегазовый коллектор, осложнен более мелкими нарушениями. Отмечено пять прилегающих друг к другу блоков (I-V).

Центральный блок I с востока примыкает к разлому, отделяющему Центральный блок от Восточного. С остальных сторон он ограничен нарушениями более мелкого порядка, и контактирует с блоками II, III, IV, V. Блок имеет

изометричную форму, вытянутую в северном направлении. Длина блока 19 км, ширина 7.5-8.5 км. Ботубинский горизонт в пределах блока залегает на абсолютных глубинах от минус 1540 до минус 1585 м, погружаясь в южном направлении.

Центральный блок II примыкает к блоку I с запада и вытянут в северо-северо-восточном направлении. Его длина 20 км, ширина 6-8.5 км. Ботубинский горизонт в пределах блока залегает на абсолютных глубинах от минус 1545 до минус 1570 м, воздымаясь к южному и северному окончаниям блока.

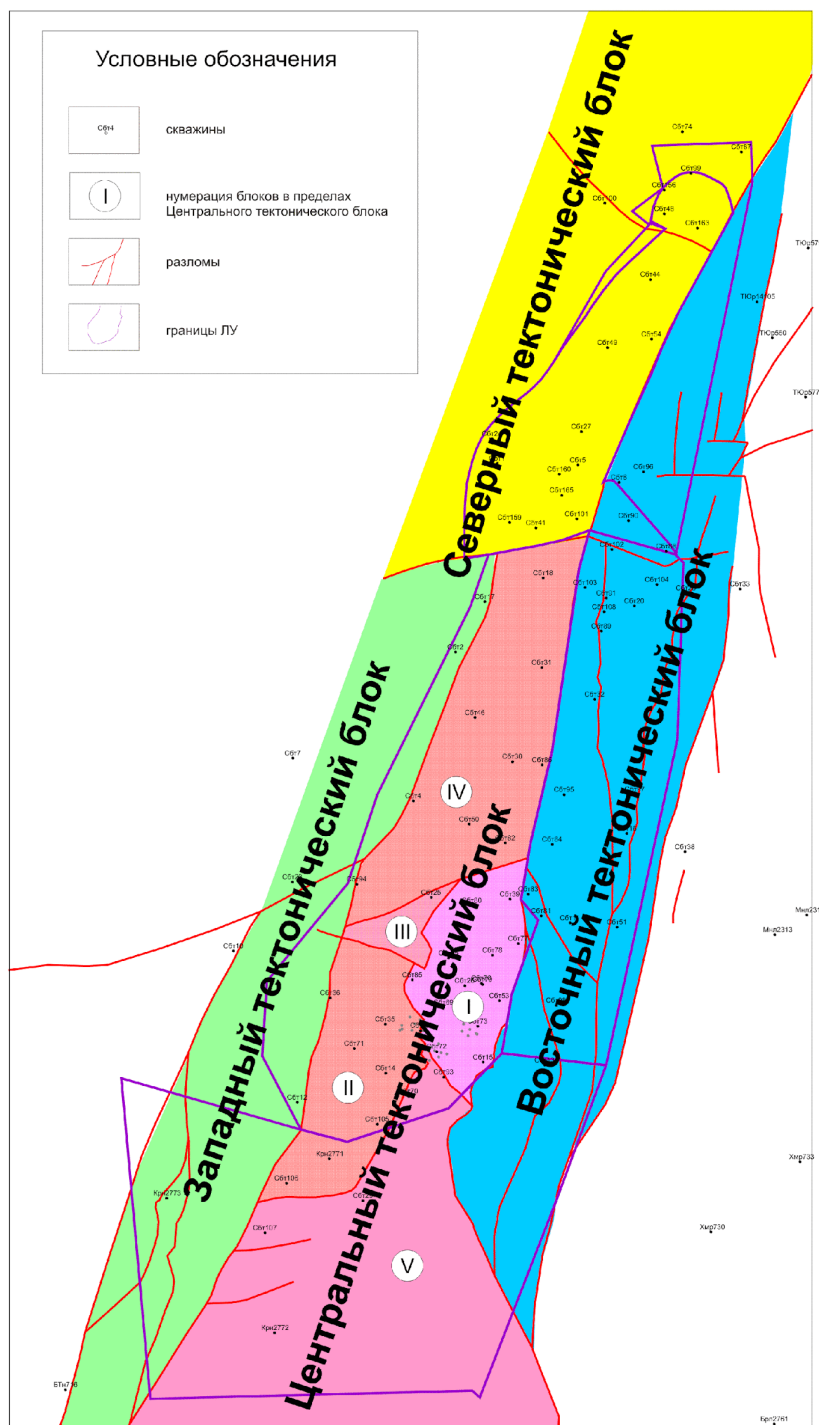


Рис. 9. Схема расположения тектонических блоков Среднеботубинского месторождения.

В его центральной части формируется локальное погружение. С запада блок ограничен разломом, разделяющим Центральный и Западные блоки.

Центральный блок III имеет форму близкую к треугольной и расположен к северу от блока II и западу от блока I. С севера он граничит с блоком IV. Его размеры 10×2 км, ботубинский горизонт залегает на отметках от минус 1545 до

минус 1550 м.

Центральный блок IV занимает всю северную часть Центрального блока. В пределах блока ботубобинский горизонт залегает на абсолютных глубинах от минус 1535 до минус 1570 м. В пределах блока выделяется три небольших поднятия амплитудой 5-15 м, разделенных столь же мало амплитудными депрессиями. Блок вытянут в северо-восточном направлении. Его длина 28 км, ширина 4.5-12.5 км.

Блок V занимает южную часть Центрального блока и является самым крупным тектоническим элементом в его составе. Имеет форму близкую к треугольной, его ширина у основания треугольника 35 км, высота 31 км. Ботубобинский горизонт в пределах Блока V залегает на абсолютных глубинах от минус 1555 до минус 1715 м.

Важно отметить, что в период с 1976 по 1987 гг. для усиления нефтепритоков в юго-восточной части платформы проведено 6 ядерных взрывов мощностью до 15 кт. Один взрыв мощностью 3.2 кт был проведен для создания подземного нефтехранилища (Микуленко и др., 2006; Вдовыкин, 2010). Эти взрывы вызвали повышенную трещиноватость продуктивных горизонтов и усилили нефтеприток. Наибольшее разрушение вмещающих пород произвели два самых мощных и глубоких (до 576 м) взрыва «Кратон-3» и «Кратон-4» (Артамонова, 2013).

3.4. Геодинамико-палеогеографическая реконструкция геологического развития региона

Как известно, в интервале между поздним кембрием и ранним силуром произошла коллизия Сибирского континента с Северо-Китайским, что привело к образованию основных складчатых деформаций в рифейских отложениях Байкало-Патомской зоны (Зорин и др., 2016). В эоцене они были активизированы за счет столкновения Евразийской плиты с Индостанским континентом. Катаклизмы сопровождалась надвигом Байкальских горных сооружений на осадочный чехол платформы и обусловили формирование Предбайкало-Патомского надвигового пояса (Сметанин, 2000). Образование надвигового

пояса сопровождалось деформацией осадочного чехла, активизацией соляной тектоники и внутрипластовой миграцией углеводородов, которая привела к формированию продуктивных нефтегазоносных горизонтов. Примером проявления соляной тектоники на юге Сибирской платформы являются Жигаловский вал и Зона Непских складок (Дубровин, 1979; Акулов, 2010), а миграции углеводородных флюидов – возникновение Непско-Ботуобинская нефтегазоносной области (Непско-Ботуобинская антеклиза, 1986).

Анализ керна и шламового материала из скважин RX 85, RX 15, RX 61 и RX 21 показал, что накопление терригенных осадков, начавшееся в венде синхронно образованию Предпатомского прогиба. Отмечено, что на продуктах коры химического выветривания залегающих *in situ* на поверхности кристаллического фундамента платформы лежат дресвянистые и щебнисто-дресвянистые песчаники. Это серые массивные грубозернистые олигомиктовые породы в составе которых господствует кварц. Выше по разрезу они переходят в разномзернистые серовато-коричневые и коричневые кварцевые песчаники. Вероятно, погружение фундамента древней платформы, сопровождалось обширной ингрессией водных масс, которая привела к образованию пресноводного эпиконтинентального водоема.

Синхронно возникновению Предпатомского прогиба, произошло образование Непско-Ботуобинского поднятия, которое ограничило ингрессию вод в западном направлении платформы. Вдоль береговой зоны древнего бассейна седиментации сформировались песчаные пласты притыкания к фундаменту платформы. Толщина пластов увеличивается при продвижении от поднятия к восточной стороне прогиба, а песчаники постепенно замещаются алевролитами и аргиллитами. По мере расширения и углубления бассейна седиментации изменялся и гранулометрический состав терригенных осадков, перекрывающих продуктивные горизонты. Он становится тонкодисперсным и пелитоморфным, а затем хемогенным, состоящим из доломитов, известняков, солей, ангидритов и других пород. В связи с этим кровля у продуктивных пластов

обладает плохими коллекторскими свойствами и выступает в роли флюидоупора, который экранировал продвижение углеводородных флюидов и способствовал их концентрации в виде нефтегазовых залежей.

Надвиговый пояс оказал огромное влияние на породы, слагающие Предпатомский прогиб. Его тангенциальное давление на весь осадочный комплекс пород способствовало латеральной миграции углеводородных флюидов и их аккумуляции в стратифицированных ловушках (песчаные пласты притыкания к фундаменту). В настоящее время внутрипластовое давление в продуктивных пластах на Среднеботуобинском НГКМ составляет 133 атм. Начальное внутрипластовое давление составляло 140.1 атм, что является аномально низким для залежей, находящихся на данных глубинах. На пути внутрипластовой миграции углеводородов оказался восточный склон Непско-Ботуобинского сводового поднятия. Поднятие приурочено к южной окраине крупного Маганского террейна (Розен, 2003). Оно входит в состав кристаллического фундамента Сибирской платформы и простирается в северо-восточном направлении на расстоянии около 2 тыс. км. Медленное опускание Предпатомского блока Маганского террейна в обстановке стабильного растяжения пассивной окраины Сибирской платформы привело к возникновению Предпатомского прогиба (бассейна седиментации). Произошла перестройка речных русел и их ориентации в сторону нового бассейна седиментации. Атмосферные осадки и речные воды обусловили создание внутриплитного пресноводного водоема, вдоль западного побережья которого простирался обширный песчаный пляж (рис. 7.) (Акулов, Валеев, 2016). На это указывает вещественный состав терригенного комплекса пород, залегающих на кристаллическом фундаменте, полное отсутствие хемогенных отложений и наличие многочисленных отпечатков пресноводных водорослей.

Следует отметить, что по данным В.В. Хоментовского и его коллег (Хоментовский и др., 2004), а также В.В. Судаковой с соавторами (Судакова и др., 2011), к востоку от Предпатомского прогиба располагался Байкало-Патомский

мегабассейн, охватывавший все Патомское нагорье и Байкальскую горную область, который существовал в обстановке пассивной континентальной окраины в системе стабильного растяжения начиная с рифея и вплоть до раннего кембрия. По их мнению, это способствовало реализации потенциала нефтематеринских толщ всего рифея, венда и нижнего раннего кембрия. В результате этого к началу кембрийского периода здесь сформировались богатейшие нефтематеринские толщи.

Нам импонируют и данные полученные А.И. Ивановым (2014), о том, что формирование Байкало-Патомской области началось в рифее – позднем палеозое в условиях последовательной смены палеотектонических режимов от окраинно-континентального осадконакопления (ранний рифей – венд) до коллизионных процессов (поздний кембрий – ранний силур), что предопределило возникновение золотоносной металлогенической провинции.

Коллизионные процессы, начавшиеся в позднем кембрии, привели к слиянию Предпатомского пресноводного бассейна с соленосным Байкало-Патомским морем, что обусловило широкое развитие и в акватории Предпатомского бассейна хемогенных отложений, бронирующих нефтегазоносные продуктивные горизонты.

Глава 4. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НГКМ

4.1. Корреляция стратиграфических подразделений

Среднеботуобинское НГКМ приурочено к северо-восточной окраине Непско-Ботуобинской антеклизы (рис. 10.) В его стратиграфическом строении основную роль играют нефтегазоносные вендские отложения, которые подразделяют на четыре свиты: курсовскую, бюкскую, успунскую и кудулахскую. Не менее важная роль принадлежит и перекрывающим их нерасчлененным венд-кембрийским образованиям юряхской и билирской свит.

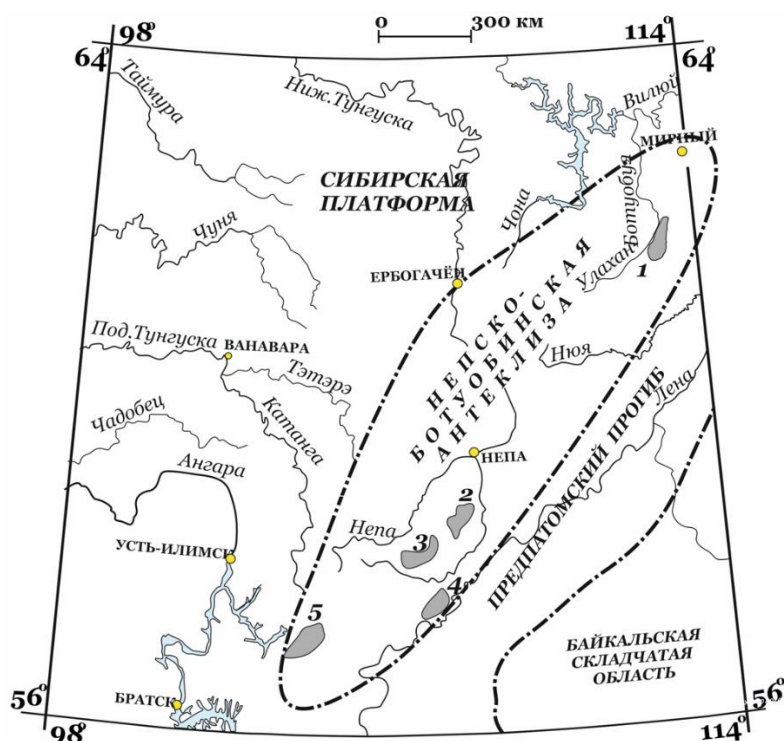


Рис. 10. Схема приуроченности нефтегазовых месторождений к Непско-Ботуобинской антеклизе. Месторождения: 1- Среднеботуобинское, 2- Дулисьминское, 3- Ярактинское, 4- Марковское, 5- Верхнечиторминское (Р.Р. Валеев, Н.И. Акулов. 2016г.).

Выполненный большой объем буровых работ позволил установить, что билирская свита совместно с нижнебюкской подсвитой вмещают основную часть запасов углеводородного сырья (УВС). На схеме корреляции наиболее продуктивный из них – ботуобинский нефтегазоносный пласт представлен

песчаниками с редкими прослоями аргиллитов (рис. 11.). Характерной особенностью песчаников из ботуобинского продуктивного пласта является низкое содержание в его составе цемента (от долей до 7 %). В кровле пласта наблюдается постепенное увеличение содержания карбонатного цемента и отмечен плавный переход их к вышележащим доломитам верхнебюкской подсвиты. С ботуобинским пластом связана основная нефтегазоносность Среднеботуобинского, Чаяндинского, Таас-Юряхского, Иреляхского, Мирнинского и других месторождений.

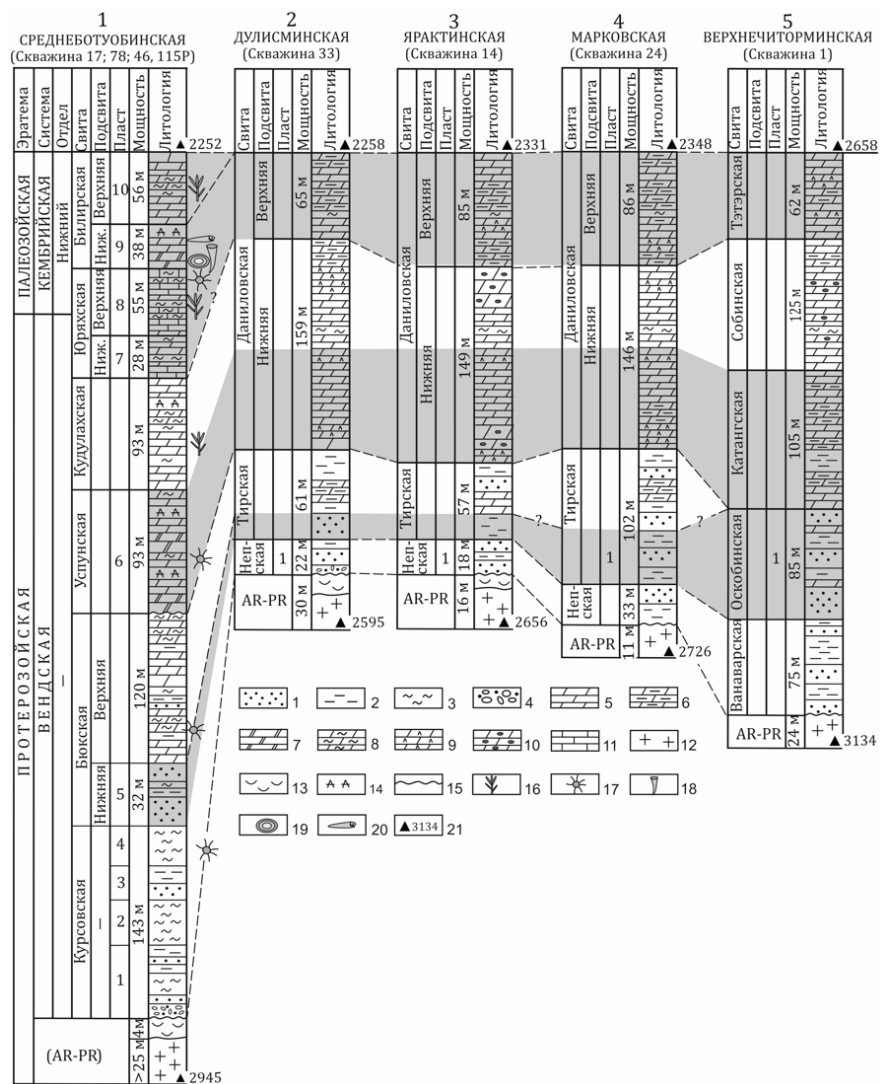


Рис. 11. Корреляция нефтегазоносных (продуктивных) отложений на исследуемой территории
1-песчаники, 2-алевролиты, 3-аргиллиты, 4-гравелиты и мелкогалечные

конгломераты, 5-доломиты, 6-доломиты глинистые, 7-доломиты известковистые, 8-мергели, 9-доломито-ангидриты, 10-окремненные доломиты, 11-известняки, 12-гранитоиды и гнейсы платформенного фундамента, 13-кора химического выветривания, 14-ангидриты, 15-граница несогласного залегания пород, 16-ископаемые отпечатки водорослей, 17-микрофоссилии, 18-археоцитаты, 19-строматолиты, 20-акритархи, 21-глубина (м) расположения верхнего и нижнего уровня продуктивных отложений. Серым цветом выделены комплексы продуктивных пластов.

Следует сразу же отметить, что в основу выполненной корреляционной схемы положены базальные кристаллические породы фундамента Сибирской платформы, которые почти повсеместно перекрыты маломощной каолиновой корой выветривания, являющейся важнейшим маркирующим горизонтом.

Второй особенностью нефтегазовых месторождений на юго-востоке Сибирской платформы является отсутствие в курсовской свите ее стратиграфических аналогов – непской и ванаварской свитах, хемогенных образований и прежде всего, карбонатных и галогенных отложений.

К третьей корреляционной особенности относится наличие в кровле курсовской свиты и ее стратиграфических аналогов палеонтологических остатков в виде микрофоссилий: акритархи рода *Lieosphaeridia* и др., синезеленые водоросли (цианобактерии или цианеи) и проблематики, которые позволили установить их вендский возраст и коррелировать между собой.

Четвертым корреляционным признаком служат песчаники со слабой степенью цементации, формирование которых происходило в прибрежно-морских условиях древних песчаных баров.

Пятым корреляционным признаком служат терригенно-карбонатные отложения, наличие которых установлено в верхнебюкской подсвите и в составе ее стратиграфических аналогов – верхнетирской подсвите и оскобинской свите.

Шестой характерной особенностью вендских отложений служит пласт окремненных доломитов в подошве даниловской свиты и ее стратиграфических аналогов.

Завершая рассмотрение важнейших корреляционных признаков исследуемых отложений, следует указать на их возраст охватывающий переходной стратиграфический рубеж от венда к кембрию, во время которого произошло бурное развитие органогенных известняков, расцвет разнообразных водорослей, а также археоциат, хиолитов, микрофитолитов и акритархов.

4.2. Фациальный анализ Ботуобинского продуктивного горизонта

Ботуобинский продуктивный горизонт залегает на глубинах от 1868 до 1953 м. Он сложен кварцевыми, местами полимиктово-кварцевыми песчаниками, преимущественно мелко-среднезернистыми, массивными, иногда горизонтальнослоистыми и косослоистыми, средне- и слабосцементированными до рыхлых, реже – крупнозернистыми песчанистыми алевролитами.

Проведенный фациальный анализ песчаников показал, что их формирование происходило в прибрежно-морской обстановке (Акулов, Валеев, 2016). Бароподобное тело, осевая часть которого имеет северо-восточное простирание (рис. 12.), формировалось в условиях медленной трансгрессии морского бассейна. К северо-западу от месторождения простиралась обширная нижняя зона пляжа, тянувшаяся вдоль очень пологого берега. Само бароподобное тело было сформировано приливно-отливными и вдольбереговым (северо-восточного направления) течениями. На это указывает сокращение мощности песчаников ботуобинского горизонта в юго-восточном направлении вплоть до полного их исчезновения в склоновой части шельфа.

В результате неравномерной скорости трансгрессии и циклических колебаний уровня моря, границы фациальных зон изменялись с сохранением медленного продвижения в северо-западном направлении. Это обстоятельство обусловило микрослоистые неоднородности в строении песчаного ботуобинского тела в целом. Временные незначительные усиления скорости слабого вдоль берегового северо-восточного течения и приливно-отливные циклы нашли отражение в фрагментарном развитии слабонаклонной косой слоистости.

Осложняющим общую закономерность элементом являются песчаники фации заполнения приливно-отливных протоков, обладающие несколько худшими коллекторскими свойствами.

Ботуобинский горизонт распространен на всей площади Центрального тектонического блока. Его мощность изменяется от 8.6 м (скважина Сбт-18) до 32 м (скважина Сбт-78). Маломощные пласты продуктивного горизонта вскрыты и в юго-восточной части Центрального блока (район скважин Сбт-85, 69, 79, 78, 77, 26, 76). Нефтегазоносный коллектор однородный, значение коэффициента песчаности изменяется в пределах 0.63-1.0.

Для базального уровня ботуобинского горизонта практически повсеместно характерно повышение глинистости песчаников и алевролитов (до прослоев аргиллитов) и меньшая степень окатанности и отсортированности. Данное обстоятельство подчеркивает прибрежно-морской генезис песчаного тела ботуобинского коллектора.

В процессе формирования отложений нижней части ботуобинского горизонта происходило кратковременное изменение уровня моря, что привело к образованию локальной глинистой перемычки. Глинистая перемычка (аргиллитовая пачка) прослежена вдоль всей осевой части продуктивного тела. Она изолирует песчаники, залегающие ниже ее, в самостоятельный гидродинамический горизонт. В связи с этим ни в одной из скважин Среднеботуобинского месторождения песчаники нижней (подглинистой) пачки не насыщены УВ независимо от глубины ее залегания. Эту пачку предлагается выделить в самостоятельный горизонт ботуобинский-2 (Бт-2). Данная особенность строения ботуобинского горизонта в пределах Среднеботуобинского месторождения выделена впервые и имеет существенное значение, так как изменяет объем ботуобинского горизонта, как объекта разработки (рис. 13; 14.).

Переход к вышележащей ангидрито-карбонатной толще (покрышке) довольно постепенный, что фиксируется в увеличении в песчаниках карбонат-

ного цемента. Покрышкой является пачка (от 17 до 20 м) доломитов с прослоями ангидритов, ангидрито-доломитов и более редкими прослоями доломитизированных аргиллитов.

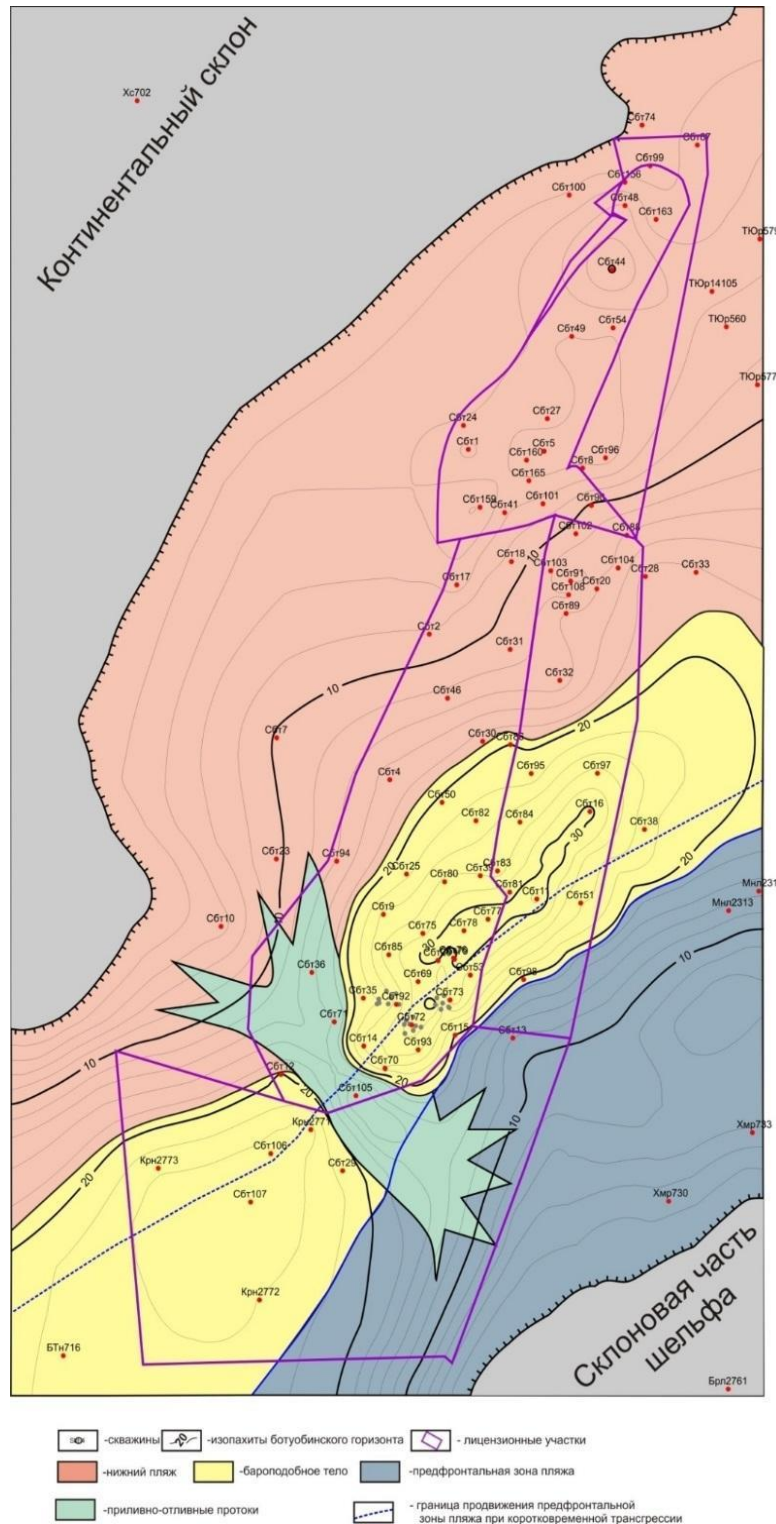


Рис. 12. Схема взаимоотношения фациальных комплексов ботубинского горизонта (Здесь и далее в главах 4.2 и 5 рисунки сделаны А.А. Конторовичем, Е.В. Никулиным и др.).

Важно подчеркнуть, что с ботубобинским горизонтом связана нефтегазоносность как на Среднеботубобинском месторождении, так и на Чаяндинском, Тас-Юряхском, Иреляхском и Мирнинском месторождениях.

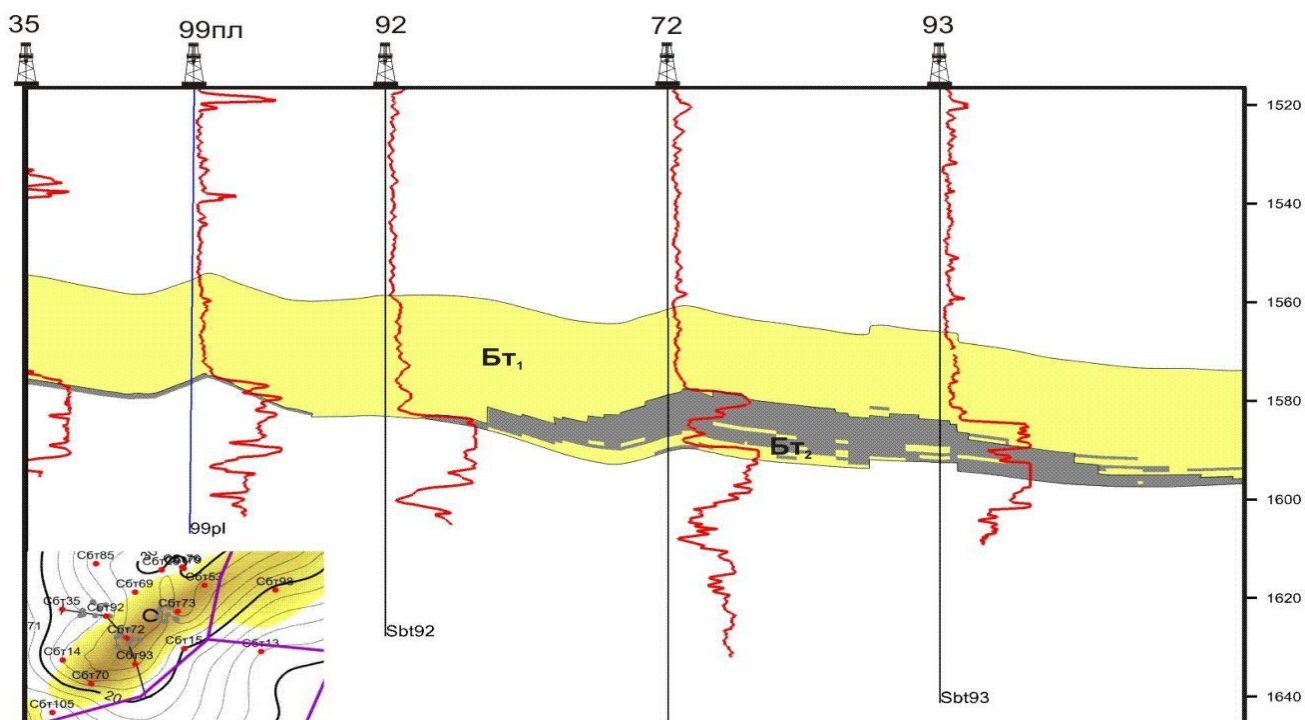


Рис. 13. Схема расположения горизонта Бт-2 в составе Ботубобинского продуктивного горизонта.

Кроме ботубобинского горизонта продуктивными являются также ниже залегающие песчаники улаханского и талахского горизонтов (Северный и Восточный тектонические блоки) курсовской свиты. Однако в пределах рассматриваемой в данной работе территории их промышленная продуктивность не установлена.

Кроме этого, при испытании скважин Центрального блока Среднеботубобинского месторождения и Курунгского лицензионного участка, установлены проявления углеводородного сырья в верхнебюкской подсвите (115Р), юряхской и юрегинской свитах.

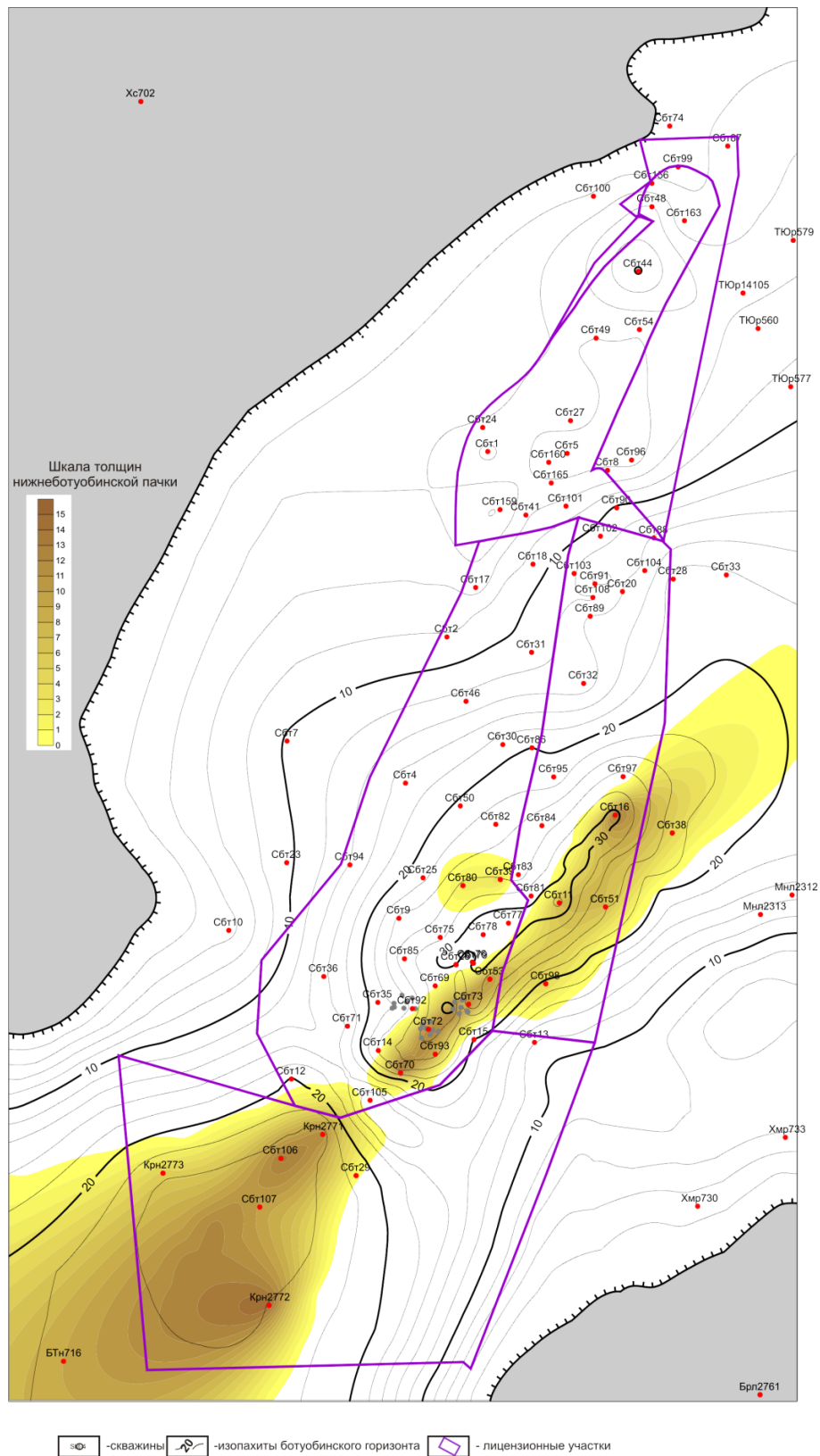


Рис. 14. Площадь распространения нижнеботубинской пачки.

Глава 5. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Как отмечено выше, неоднородность продуктивных горизонтов, проявленная в наличии слабосцементированных высокопористых разностей вмещающих отложений, а также в их различной мощности и тектонической разобщенности, обеспечивает достаточно высокие дебиты углеводородного сырья. Разделение месторождения на четыре тектонических блока: западный, северный, центральный и восточный, позволило более детально изучить их продуктивность, характеристика которой рассмотрена на примере центрального блока (см. рис. 15).

В процессе разведки Среднеботуобинского месторождения его центральный тектонический блок был разделен на пять более мелких структур (подблоков) в каждой из которых ботуобинский горизонт является гидродинамически самостоятельным. Это способствовало разработке схемы размещения продуктивных залежей (рис. 17) и построению седиментологического разреза (приложение 1).

Проведенный анализ замеров внутрипластового давления в каждом из вновь выделенных подблоков показал, что они отчетливо делятся на «газовые» (подблоки центральный-3 и центральный-4) и «нефтяные» (подблоки центральный-1, 2 и 5). Величины распределения пластовых давлений в различных тектонических блоках показаны на рис. 16. Отмечено, что несмотря на их большой разброс видно, что пластовое давление в залежах подблоков 3 и 4 выше, чем в залежах подблоков 1, 2, 5, что свидетельствует об их гидродинамической разобщенности. Учитывая это давление на углеводороды в подблоках 1, 2, 5 рекомендуется принять равным 14.03 Мпа, а для подблоков 3 и 4 – 14.4 Мпа.

5.1. Характеристика продуктивных залежей

Залежь подблока центральный-1. В пределах данной структуры фонтанные притоки нефти получены из скважин 39, 53, 69, 72, 73, 75, 76, 78, 79, 80, 85, 1004, 1008, 1012, 1017, 1021, а газа из скважин 39, 53, 69, 75, 77, 78, 79,

80. Продуктивное тело занимает практически всю площадь подблока, который почти со всех остальных сторон ограничен разломами и только в его южной части оно контролируется водонефтяным контактом.

Газоводяной контакт установлен в скважинах 75, 76, 78, 80, 85 на абсолютных отметках от минус 1563.4 м до минус 1560.6 м (для залежи принято значение минус 1562 м). ВНК установлен на абсолютных отметках от минус 1581.4 м до минус 1574.1 м (средняя величина минус 1578.3 м). Построена карта ВНК, согласно которой отмечается тенденция понижения уровня ВНК в восточном направлении (рис. 15.). Проведенный комплекс исследований позволил установить, что данная залежь нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Ее размеры 19×8 км, площадь 117.8 км², а высота – 38 м, при этом высота нефтяной части 19 м, газовой – 24 м. Мощность эффективной нефтенасыщенности достигает 18 м, а газонасыщенности – 22 м. Газовая шапка занимает 80.5% площади залежи.

Залежь подблока центральный-II. Залежь также занимает практически всю площадь подблока центральный – II и лишь в центральной, наиболее погруженной части подблока имеются небольшие участки, где кровля пласта опускается ниже ВНК. Фонтанные притоки нефти получены в скважинах 14, 71, 92, 105, Крн-2771, а притоки газа в скважинах 14, 35, 36, 71, 106.

Залежь обладает двумя газовыми шапками в северной и южной частях залежи. ГНК по данным ГИС установлен в скважинах 35 и 99pl (северная шапка) на абсолютных глубинах от минус 1558.5 м и минус 1560.5 м соответственно. Для обеих шапок ГНК принят на абсолютной глубине минус 1560 м. ВНК определен в семи скважинах на абсолютных отметках от минус 1574 м до минус 1567.6 м, средняя глубина ВНК минус 1571.3 м (рис. 17.).

Данная залежь нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая, тектонически экранированная, а ее размеры 20×8.5 км, что составляет 144 км². Высота нефтяной части 14.5 м, газовой – 18 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина достигает 14 м, газонасыщенная – 16 м. Газовая шапка занимает 54.9% площади залежи.

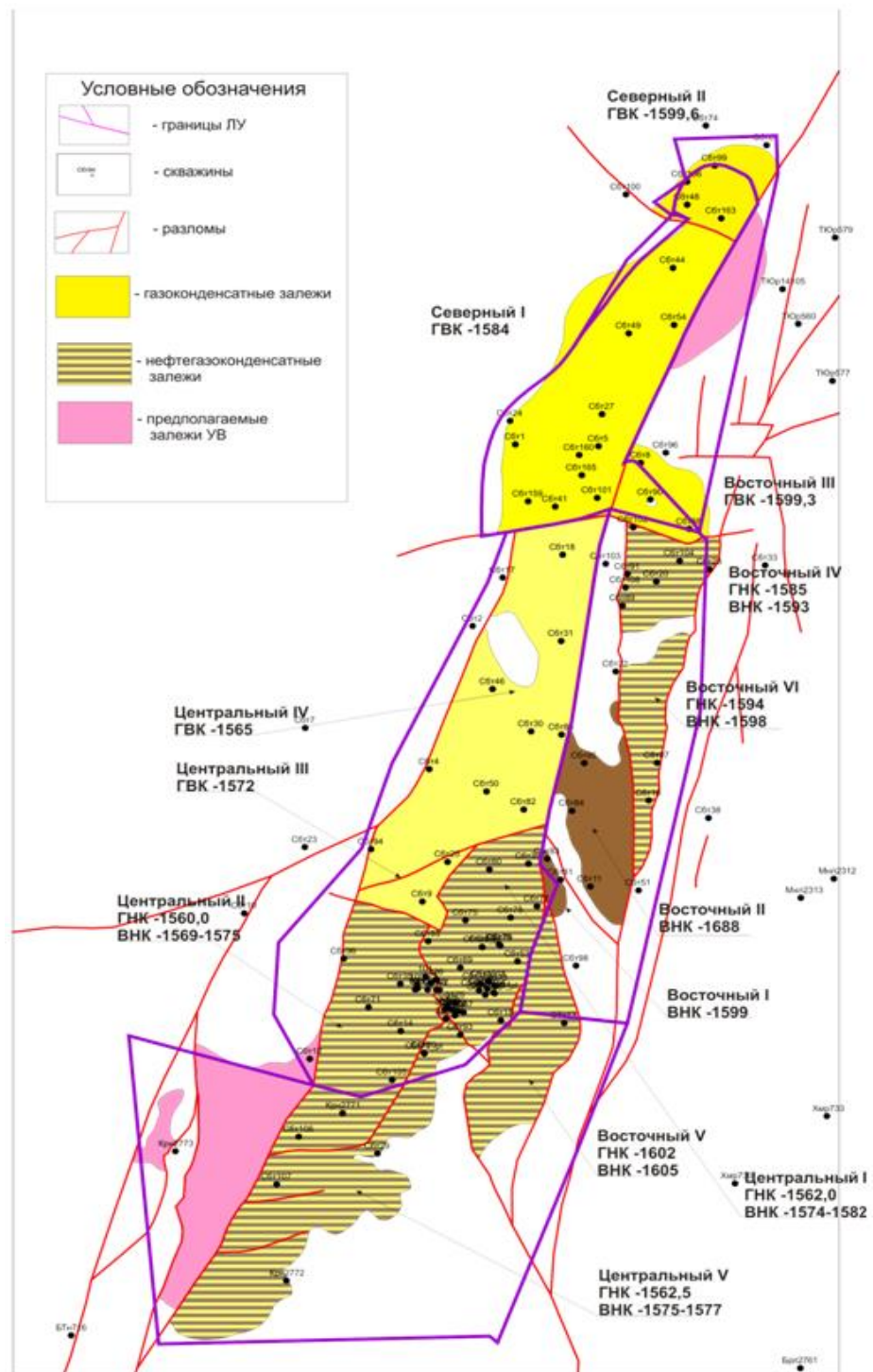


Рис. 15. Схема размещения продуктивных залежей ботубинского горизонта Среднеботубинского месторождения.

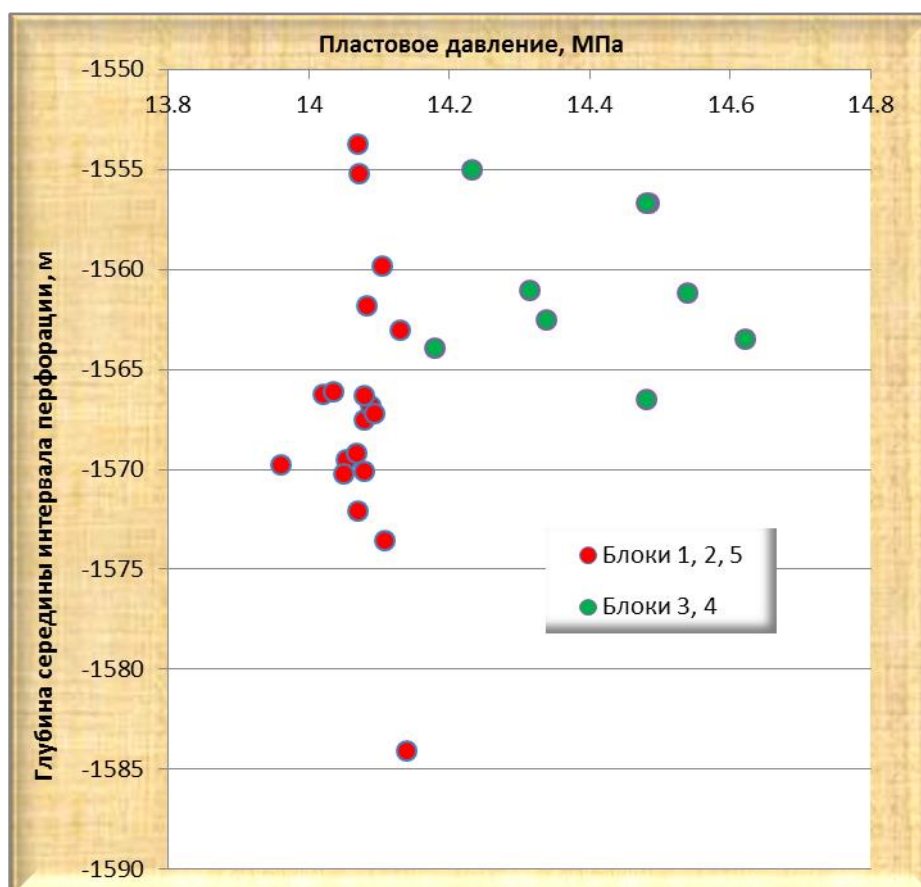


Рис. 16. Распределение давления с глубиной в различных подблоках.

Залежь подблока центральный-III. Залежь занимает всю площадь тектонического блока Центральный III. В пределах подблока ботубинский горизонт вскрыт двумя скважинами – 9 и 25. В обеих скважинах пласт испытан до его подошвы. Получены притоки газа, хотя подошва в обеих скважинах существенно ниже уровня газонефтяного контакта чем в подблоках I и II.

В обоих случаях выполнены промысловые газоконденсатные исследования. Установлено, что конденсатно-газовый фактор не превышает $28 \text{ см}^3/\text{м}^3$ при начальном потенциальном содержании конденсата $30.2 \text{ см}^3/\text{м}^3$. В обеих скважинах пласт газонасыщен до подошвы, которая в скважине 9 находится на абсолютной глубине минус 1570.3 м, а в скважине 25 – минус 1571.2 м. ГВК принят на абсолютной отметке минус 1572 м.

Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, тектонически экраниро-

ванная. Ее площадь 24.3 км², высота 25 м. Эффективная газонасыщенная толщина достигает 24 м.

Залежь подблока центральный-IV. Залежь занимает всю площадь данного подблока. В пределах подблока притоки газа получены в скважинах 18, 30, 31, 46, 50, 82, 86. Притоков нефти не получено. Признаков ГНК на материалах ГИС нет, залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, тектонически ограниченная.

Положение ГВК установлено в скважинах 30, 50, 82, 94 на абсолютных отметках от минус 1565.7 м до минус 1563.2 м, в среднем минус 1564.5 м. Площадь залежи 247.5 км², высота 24 м. Эффективная газонасыщенная толщина достигает 22 м.

Залежь подблока центральный-V. Залежь занимает южную часть месторождения. С востока она ограничена контуром ВНК, с запада и севера – разломами. Притоки нефти получены из скважин 70, 93, приток газа из скважины 107. ВНК по данным ГИС определен в скважинах 70, 70р1, 93, 2772 на абсолютных отметках от 1577.1 м до минус 1574 м. По аналогии с залежами из подблоков центральный-I и центральный-II принято не горизонтальное положение ВНК, его карта приведена на рисунке 17. Газовая шапка занимает 23.1% площади залежи. ГВК определен в единственной скважине 107 на абсолютной глубине минус 1562.5 м.

Залежь нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Залежь имеет площадь 174.4 км², высоту 23 м. Высота нефтяной части 12 м, газовой – 10 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина достигает 11 м, газонасыщенная – 14 м.

5.2. Литологический состав пород ботубинского горизонта

Ботубинский нефтегазоконденсатный коллектор (горизонт) охватывает весь объем нижнебюкской подсвиты. Он представлен разнотекстурными песчаниками, и распространен на всей площади центрального тектонического блока. Его мощность изменяется от 8.6 м (скважина Сбт-18) до 32 м (скважина

Сбт-78). Максимальная мощность продуктивного горизонта приурочена к юго-восточной части центрального блока (район скважин Сбт-85, 69, 79, 78, 77, 26, 76), а в его северо-западном направлении она сокращается до 8.6 м (скв. Сбт-18).

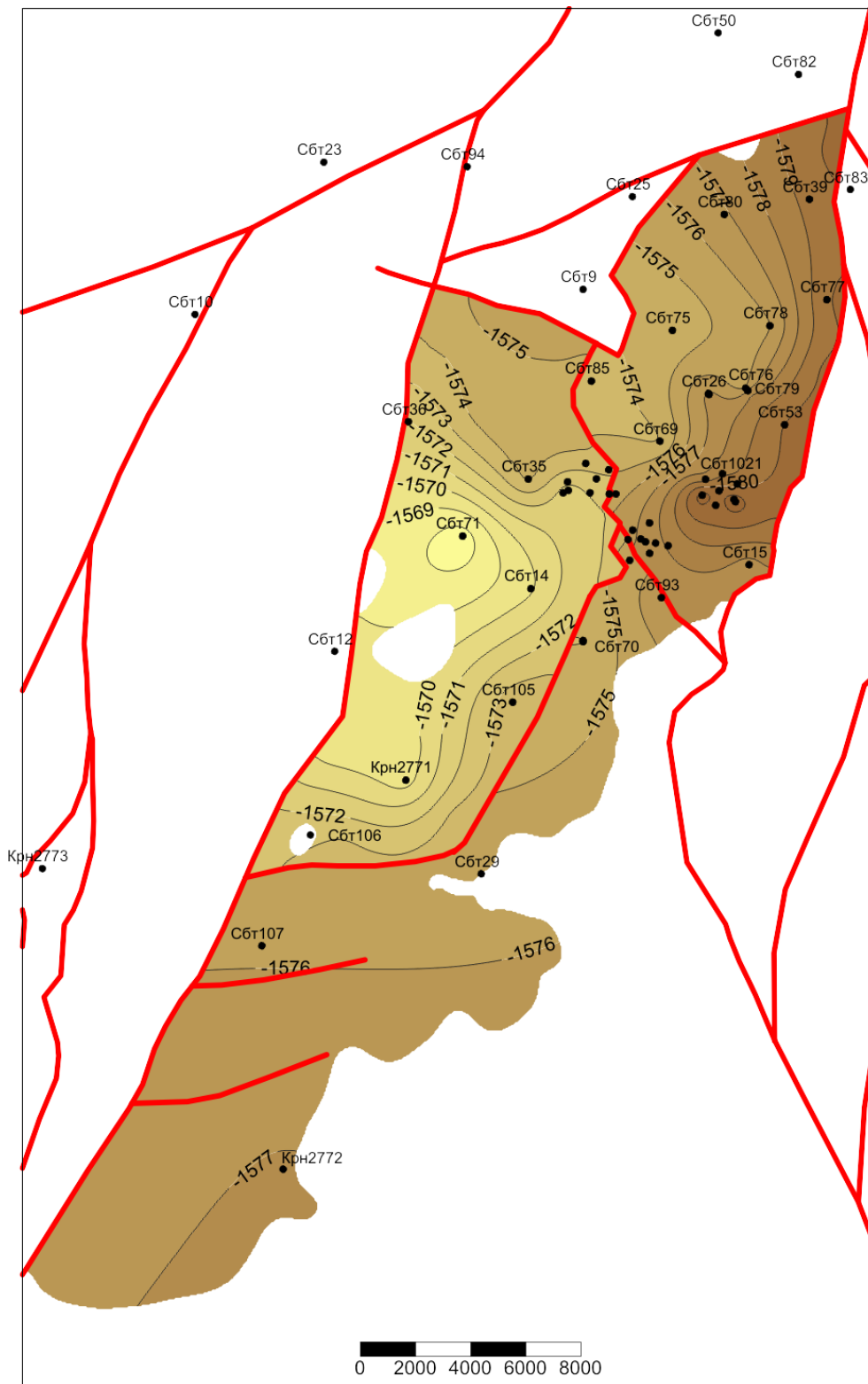


Рис. 17. Карта водонефтяного контакта ботубобинского горизонта.

Коллектор однородный, значение коэффициента песчаности изменяется в пределах 0.63-1.0, отмечается тенденция уменьшения доли коллектора с увеличением расстояния от кровли пласта. Геолого-статистический разрез, характеризующий изменение песчаности ботубинского горизонта, приведен на рисунке (рис. 18.).

По макро- и микроописаниям керна, коллекторами для нефти и газа в продуктивных отложениях ботубинского горизонта служат мелко- и среднезернистые кварцевые песчаники, массивные, местами горизонтально- и косо-слоистые, средне- и слабосцементированные. Значительно реже они представлены крупнозернистыми алевролитами. По минералогическому составу песчаники мономиктовые и олигомиктовые с незначительным содержанием полевых шпатов. Обломочный материал пород хорошо отсортирован ($S_o = 1.29 \div 1.61$). Цементом пород служит кальцит, доломит, гидрослюда, реже – ангидрит и кварц. Количество цемента невелико от долей процента до 6.8%, тип цементации порово-пленочный, контактный, участками поровый и регенерационный. Коллекторские свойства пород ботубинского горизонта в целом хорошие.

Покрышкой ботубинского горизонта является пачка (от 17 до 20 м) доломитов с прослоями ангидритов, ангидрито-доломитов и более редкими прослоями доломитизированных аргиллитов.

Для базального уровня ботубинского горизонта практически повсеместно характерно повышение глинистости песчаников и алевролитов (до прослоев аргиллитов) и меньшая степень окатанности и отсортированности. Данное обстоятельство подчеркивает прибрежно-морской генезис продуктивного тела.

В ходе формирования отложений нижней части ботубинского горизонта отчетливо отмечается кратковременное изменение уровня моря, что привело к образованию локальной глинистой перемычки. Эта глинистая пачка протягивается в нижней части ботубинского горизонта вдоль осевой части

тела и отделяет песчаники, расположенные ниже ее, в гидродинамически самостоятельный горизонт. Ни в одной из скважин Среднеботуобинского месторождения песчаники нижней (подглинистой) пачки не насыщены УВ независимо от глубины ее залегания. Эту пачку предлагается выделить в самостоятельный горизонт ботуобинский-2 (БТ-2). Данная особенность строения ботуобинского горизонта в пределах Среднеботуобинского месторождения отмечена впервые и имеет существенное значение, так как несколько изменило объем ботуобинского горизонта, как объекта разработки.

Характеристика толщин ботуобинского горизонта по залежам приведена в таблицах (табл. 2).

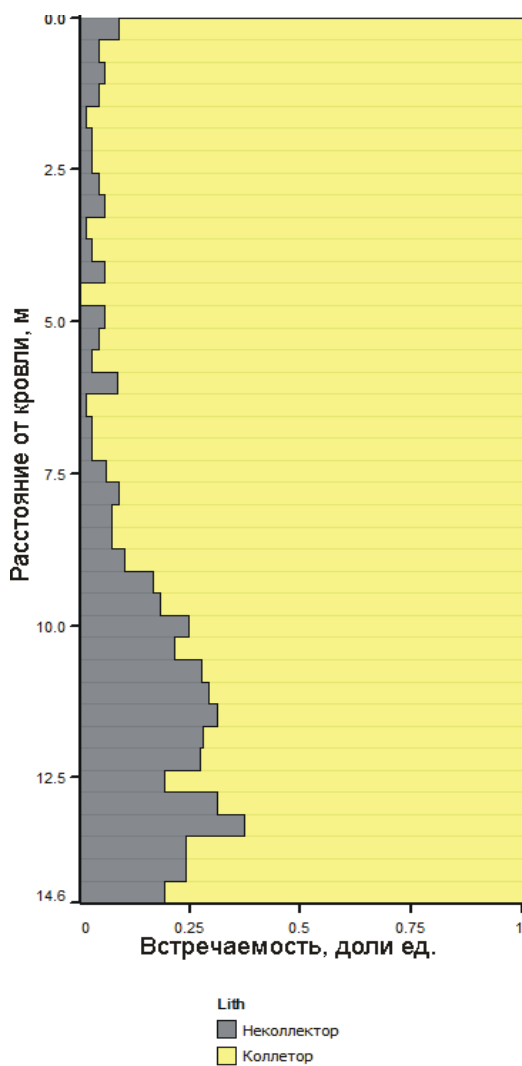


Рис. 18. Геолого-статистический разрез песчаности ботуобинского горизонта.

Таблица 2.

Статистические показатели характеристик неоднородности ботубинского горизонта по ГИС

Залежь	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчаности, доли ед.			Коэффициент расчлененности, доли ед.		
		Среднее значение	Интервал изменения	Коэф. вариации	Среднее значение	Интервал изменения	Коэф. вариации
Залежь 1	22	0,971	0,831-1,00	0.059	2,9	1-13	3.314
Залежь 2	9	0,964	0,807-1,00	0.088	1,8	1-3	0.919
Залежь 5	5	0,963	0,839-1.00	0.083	3,3	1-6	2.517

Подводя итог описанию продуктивных залежей ботубинского горизонта, следует подчеркнуть, что с ними связано около 90 % всех разведанных запасов нефти и газа на месторождении. Природный резервуар представлен серией линзовидных тел с элементами тектонического экранирования с проницаемостью до 0.6 мкм². Начальное пластовое давление в залежах составляет 14.1 МПа. Глубина залегания кровли основных разведанных залежей изменяется в диапазоне от 1535 м до 1578 м, а площадь самой большой продуктивной залежи с коэффициентом песчаности 0.84 равна 300 км². Средняя мощность нефтенасыщенной пачки 7.8 м, а газонасыщенной – 7.0 м, при этом ее средняя пористость составляет 0.15 %.

Глава 6. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Согласно ранее опубликованным реконструкциям (В.Н. Воробьев, 1977 г., П.Н. Колосов, 1980 г., А.С. Анциферов, 1986 г., Г.Г. Шемин, 2007 г., и др), песчаники ботубобинского горизонта представляют единое бароподобное тело, простирающегося с юго-запада на северо-восток. В процессе его более углубленного изучения получены данные, которые заставили по-новому взглянуть на эту проблему.

6.1. Результаты седиментологического анализа керна пласта Бт

Для детального уточнения строения горизонта был проведен седиментологический анализ керна, в процессе которого был задействован керновый материал из скважин Среднеботубобинского месторождения.

На основании проведенного анализа были выделены следующие фации: продельты, нижнего склона фронта дельты, верхней части дельтового склона (устьевых баров), руслово-барового комплекса, лагун с приливно-отливным влиянием, флювиального канала.

Фация продельты (ПрД) характеризуется наличием темно-серых, зеленовато-серых аргиллитов и мелкозернистых глинистых алевролитов (рис. 19, а) тонкослоистых, с единичными тонкими песчано-алевролитовыми прослоями с градационным распределением зерен, с мелкой косою рябью течения – турбидиты (рис. 19, б). Имеется незначительное наличие крупных желваков розовато-серого ангидрита и мелких глобулей пирита (рис. 19, в).

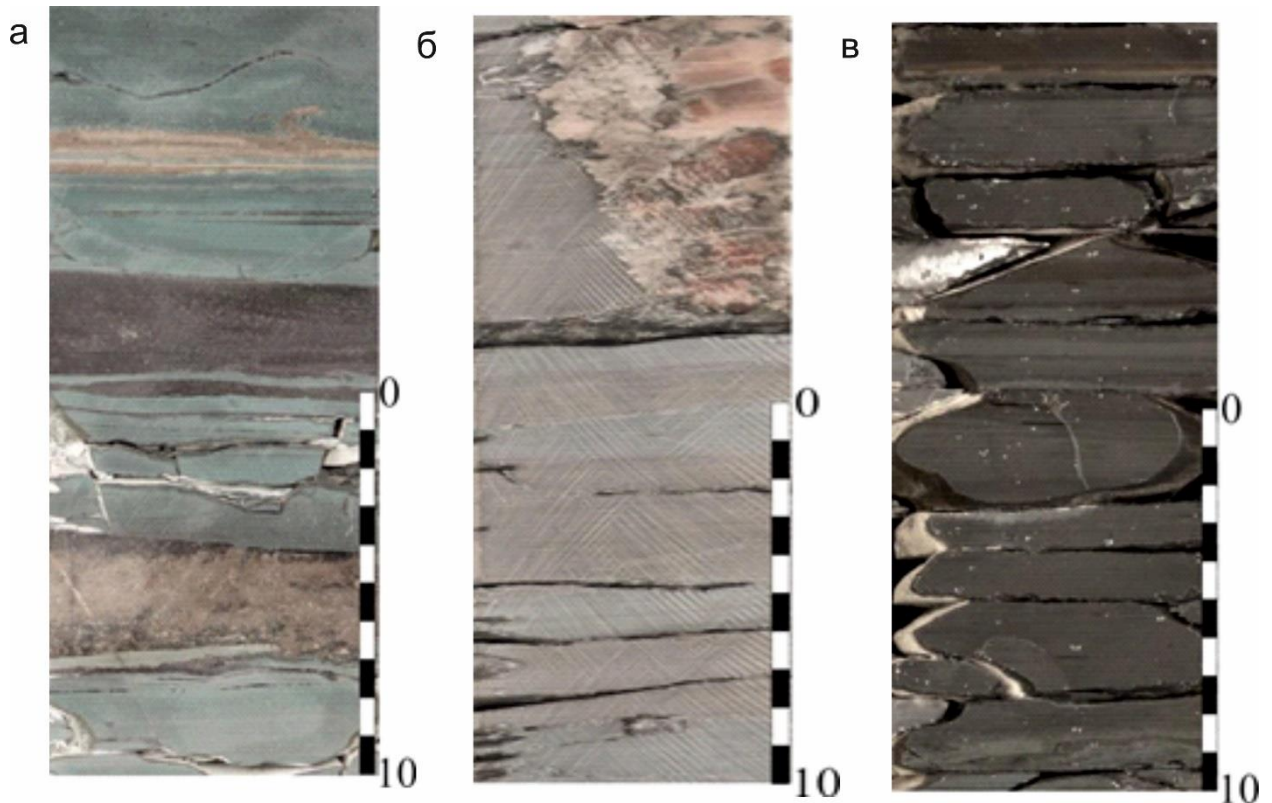


Рис. 19. Аргиллиты и глинистые алевролиты продельты: а) тонкая слоистость в аргиллитах; б) паводковые слои в глинистых алевролитах; в) крупные желваки ангидритов. Фото вертикальных срезов керна в дневном свете (Здесь и далее в главе 6.1 фото штуфов и шлифов сделаны О.В. Неделько, А.В. Плюсиным и др.).

Структурные названия пород фации продельты были подтверждены результатами гранулометрического анализа. В основном выделяется пелитовая (рис. 22, а) и мелкая алевролитовая фракции (рис. 20, б).

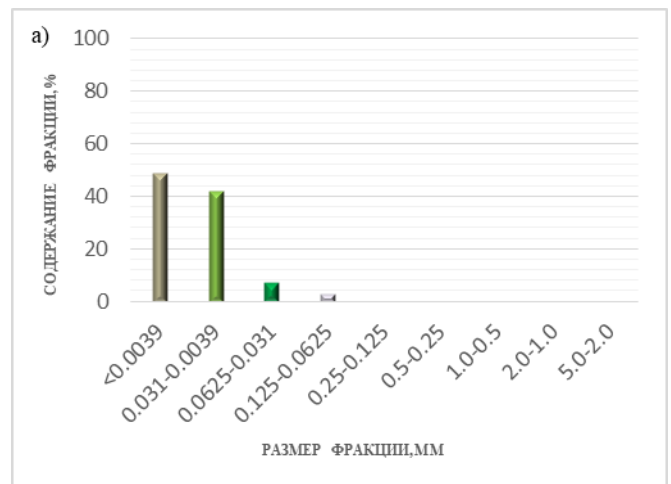
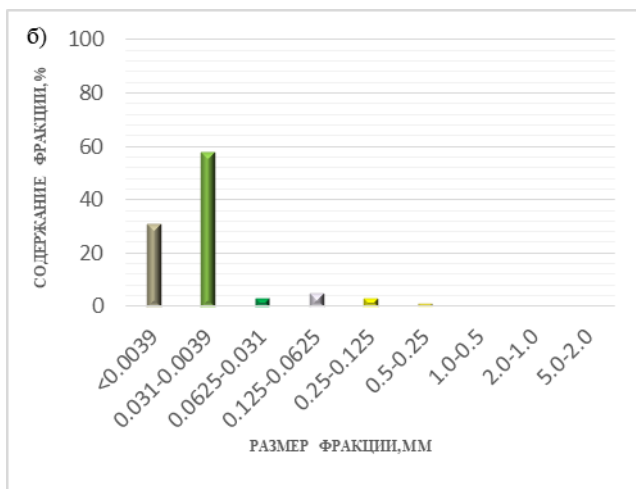


Рис. 20. Гистограмма распределения зерен различных фракций в аргиллитах и алевролитах фации прудельты. Среднеботуобинское месторождение: а) скв. № 9301, обр. 6277/18, глубина по бурению 1938,55 м (глубина по ГИС 1938,92 м); б) скв. № 115, обр. 30043/17, глубина по бурению 1967,12 м (глубина по ГИС 1964,67 м).

С помощью рентгеноструктурного анализа определено, что в породах фации прудельты содержится более 50% глинистых минералов, в меньшем количестве имеются зерна кварца, полевых шпатов и пирита (рис. 21).

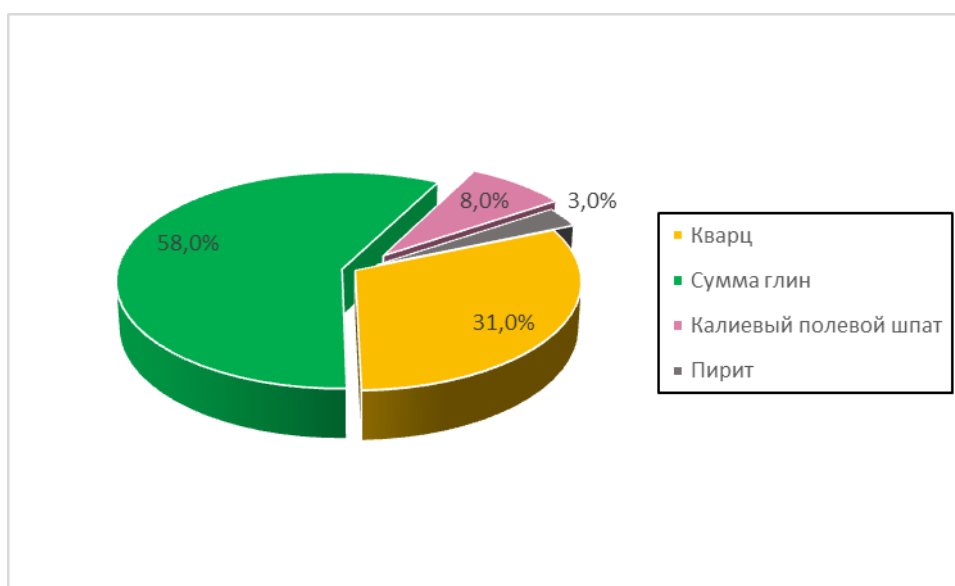


Рис. 21. Минералогический состав пород фации прудельты (по данным РСА). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 115, обр. 300043/17, глубина по бурению 1967,12 м (глубина по ГИС 1964,67 м).

Петрографическими исследованиями выявлено, что микрослоистость породы подчеркнута однонаправленной оптической ориентировкой чешуек основной глинистой массы и глинистыми прерывистыми прожилками, уплощенных микролинз органического вещества (рис. 22). У основной глинистой массы имеется пиритизация.

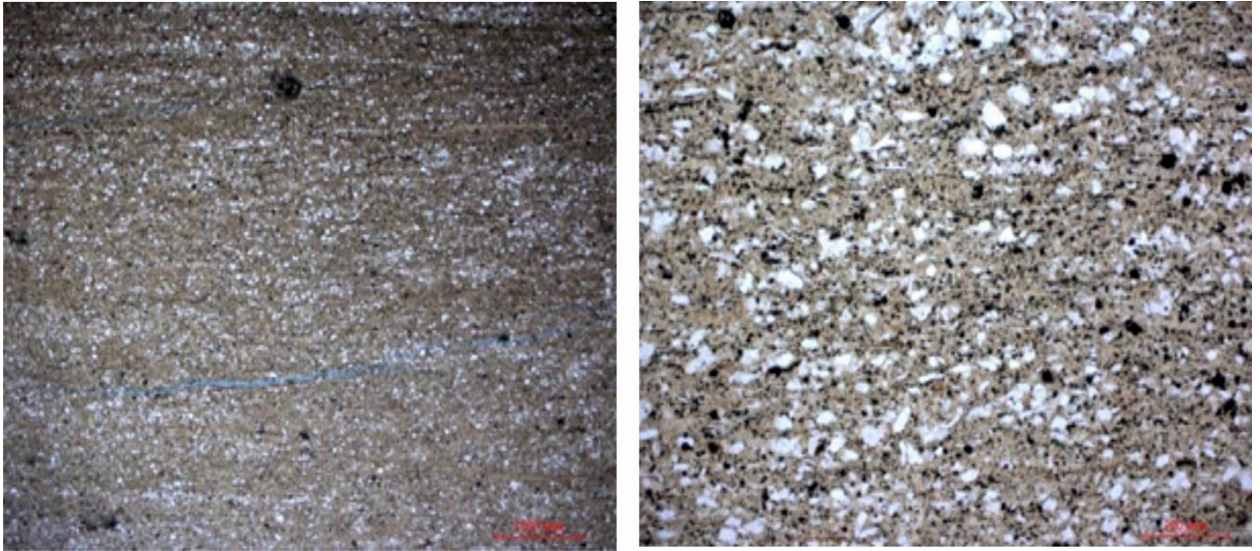


Рис. 22. Аргиллиты алевритистые, полимиктовые, пиритизированные (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 20х; фото шлифа справа, вид – без анализатора, увеличение 100х). Среднеботубинское месторождение, скв. № 9301, обр. 6277/18, глубина по бурению 1938,55 м (глубина по ГИС 1938.92 м).

Условия седиментации: формирование осадков прodelьты в дистальной части дельтового склона связано с поступлением глинистого материала в условиях спокойной придонной гидродинамики и обильного поступления глинистого материала.

Коллекторские свойства: породы фации плотные, непроницаемые.

Фация нижнего склона фронта дельты (ФДн) характеризуется тонкослоистыми темно-серыми, зеленовато-серыми мелкозернистыми глинистыми, мелко-крупнозернистыми песчаными алевролитами, реже аргиллитами, с тонкими прослоями тонко-мелкозернистых песчаников с пологоволнистой слоистостью, слабо пиритизированными (рис. 23).

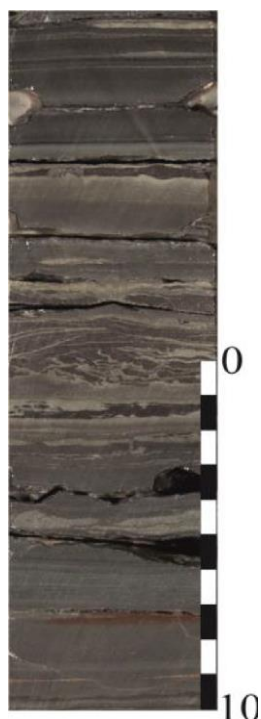


Рис. 23. Глинистые алевролиты нижнего склона фронта дельты. Фото вертикального среза керна в дневном свете.

Присутствие трех литотипов (алевролитов, аргиллитов и песчаников) в фации подтверждается данными исследований гранулометрического состава (рис. 24).

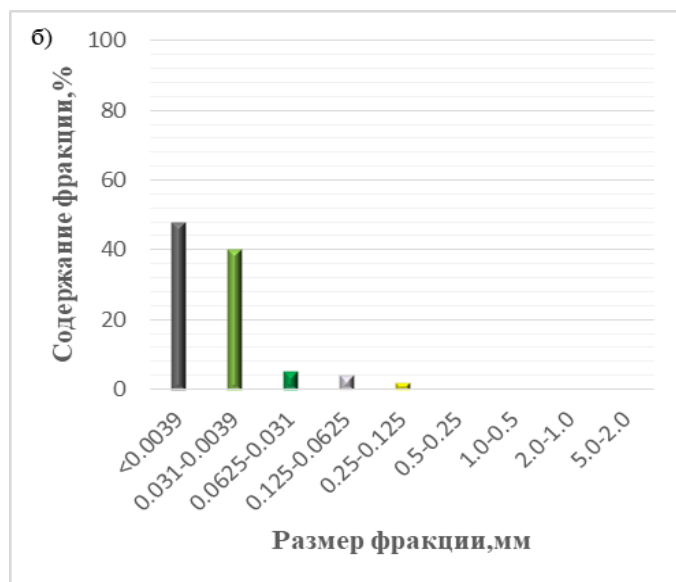
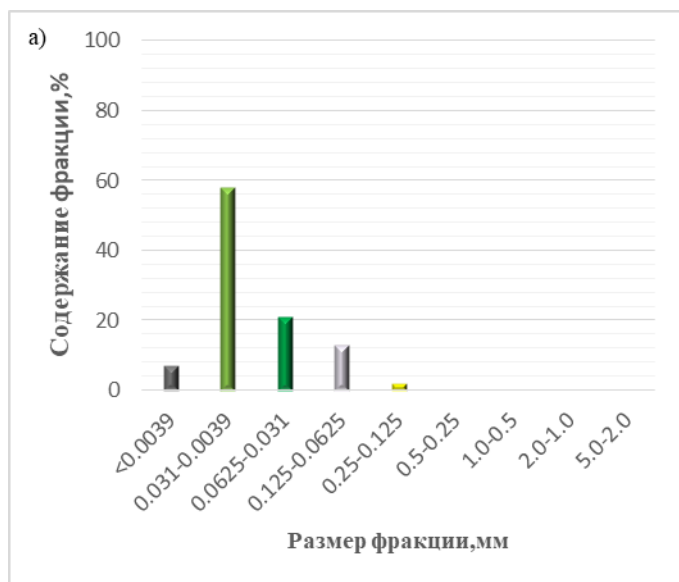
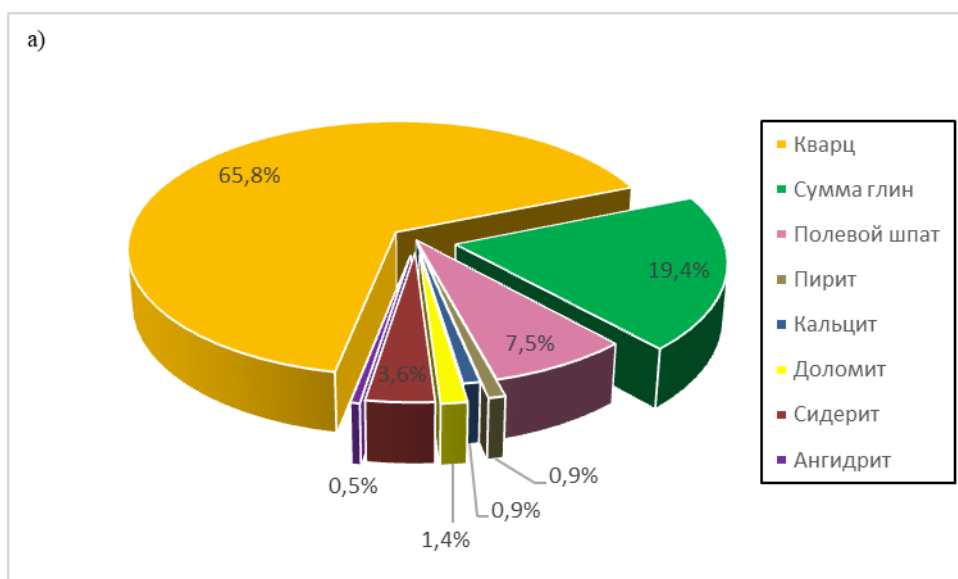




Рис. 24. Гистограмма распределения содержания зерен минералов различных фракций в алевролитах, аргиллитах и песчаниках фации нижнего склона фронта дельты. Среднеботуобинское месторождение: а) скв. № 2178, обр. 18896/16, глубина по бурению 2208,31 м (глубина по ГИС 2208,31 м); б) скв. № 2178, обр. 9579/18, глубина по бурению 2669,7 м (глубина по ГИС 2670,28 м); в) скв. № 9301, обр. 6267/18, глубина по бурению 1933,47 м (глубина по ГИС 1933,84 м).

В большом количестве в алевролитах фации нижнего склона фронта дельты имеется кварц и глинистые минералы, в меньшей степени полевые шпаты, сидерит, а также небольшие примеси составляют ангидрит, пирит, кальцит и доломит (рис. 25, а).

Аргиллиты фации состоят преимущественно из кварца, глинистых материалов, калиевых полевых шпатов и плагиоклазов, как примесь выступает пирит (рис. 25, б).



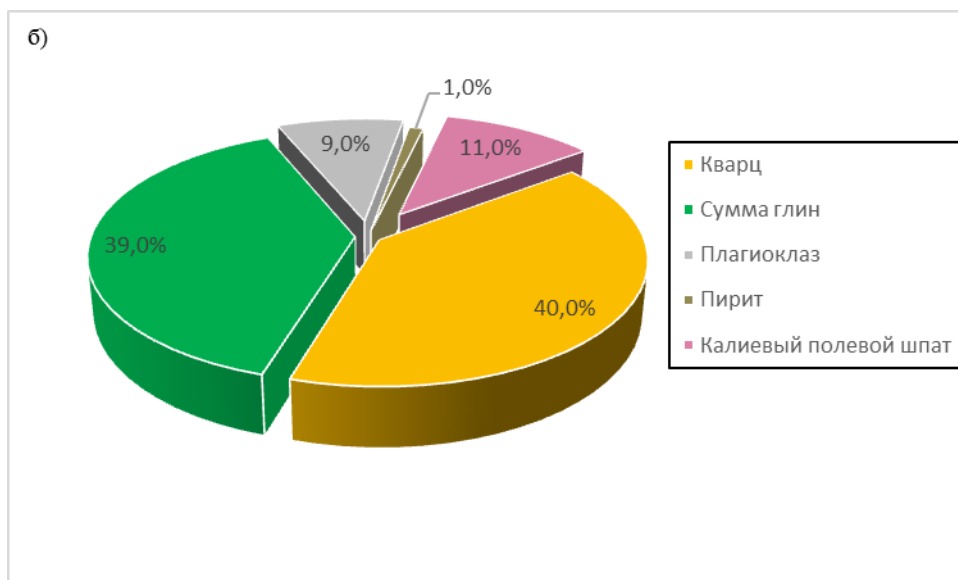


Рис. 25. Минералогический состав алевролитов и аргиллитов нижнего склона фронта дельты (по данным РСА). Среднеботуобинское месторождение; а) скв. № 2178, обр. 18896/16, глубина по бурению 2208,31 м (глубина по ГИС 2208,31 м); б) скв. № 2221, обр. 9579/18, глубина по бурению 2669,7 м (глубина по ГИС 2670,28 м).

Проведенные петрографические исследования показали, что алевролиты обладают слоистой микроструктурой, с поровым гидрослюдистым цементом.

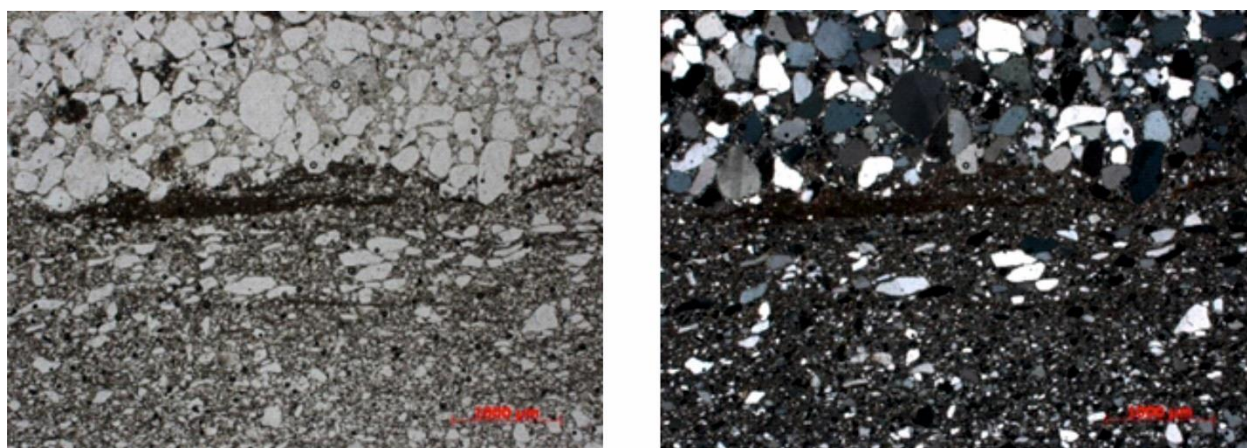


Рис. 26. Алевролиты мелко-крупнозернистые (песчанистые), полевошпатово-кварцевые, с поровым глинистым цементом, слоистые (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 25х; фото шлифа справа, вид – с анализатором, увеличение 25х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2178, обр. 18905/16, глубина по бурению 2209,28 м (глубина по ГИС 2207,48 м).

Песчаники с алевропсаммитовой структурой обнаружены в результате

рассмотрения песчаников в шлифах (песчаники мелко-тонко/тонко-мелкозернистые, неравномерно алевритовые). Рассеянные в них глобулы представлены пиритом (рис. 26).

Аркозовая группа состоит из песчаников с плохой сортировкой (по В.Д. Шутову, 1967). Цемент по составу гидрослюдистый, глинистый характеризуется неравномерным распределением. Кроме того, обнаружено присутствие полевошпатово-кварцевого и доломитового цемента.

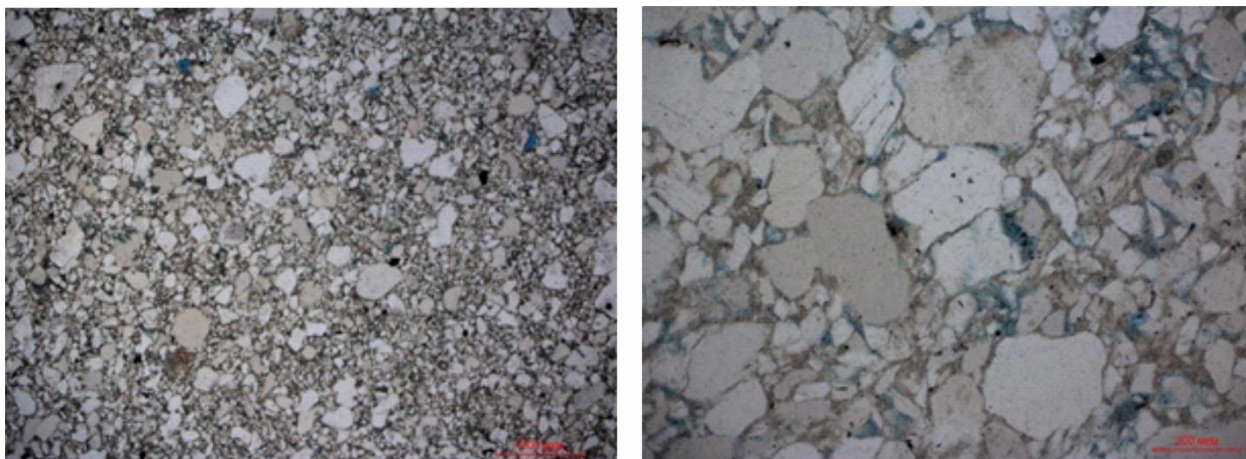


Рис. 27. Песчаники мелко-тонкозернистые, алевритовые, аркозовые, с глинистым пленочно-поровым и полевошпатово-кварцевым регенерационным цементом (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 20х; фото шлиф справа, вид – без анализатора, увеличение 100х). Среднеботубинское месторождение, скв. № 9301, обр. 6267/18, глубина по бурению 1933,47 м (глубина по ГИС 1933,72 м).

Высокое содержание кварца выявлено в песчаниках фации нижнего склона фронта дельты, где также встречено большое количество полевых шпатов и глинистых минералов (рис. 28).

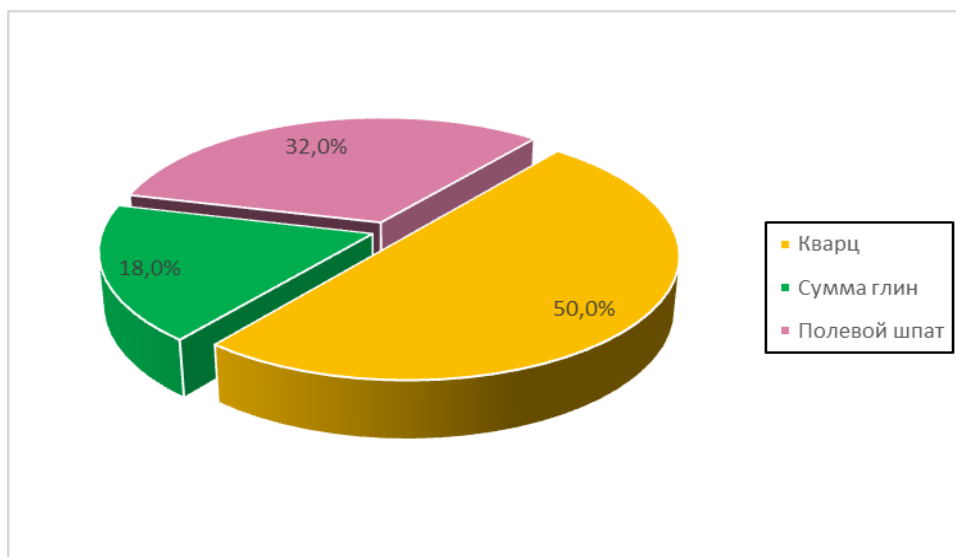


Рис. 28. Минералогический состав песчаников фации нижнего склона фронта дельты (по данным РСА). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 9301, обр. 6267/18, глубина по бурению 1933,47 м (глубина по ГИС 1933,84 м).

Условия седиментации: нижняя часть фронта дельты, где существовали спокойные и умеренные гидродинамические условия, а терригенный материал поступал неравномерно.

Коллекторские свойства: Кп алевролитов фации находится в пределах от 1,8 до 6,2%, в то время как для песчаников – от 5,0 до 8,6%. Кпр алевролитов – от 0,05 до 3,528 мД, а для песчаников – от 0,030 до 4,920 мД.

Субфация оползней фронта дельты состоит из коричневатато-серых мелко-тонкозернистых алевритистых песчаников, глинистых алевро-песчаников и мелкозернистых глинистых алевролитов. Она характеризуется главным образом оползневыми процессами, различными по масштабам, а также образованием текстур конседиментационных деформаций (конволютная слоистость, рис. 29).

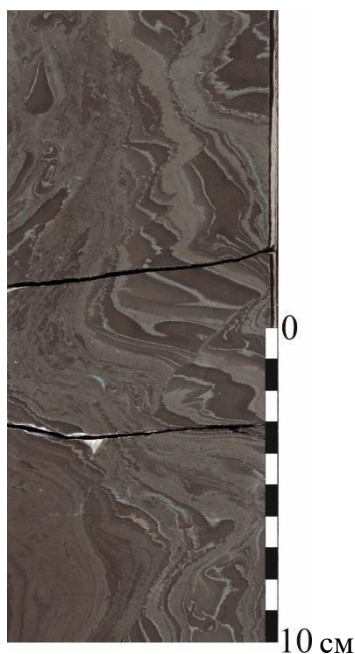


Рис. 29. Глинистые алевролиты нижнего склона фронта дельты. Фото вертикального среза керна в дневном свете.

На основе данных гранулометрического состава, в данной фации выявлено два литотипа (алевролиты и песчаники) (рис 30).

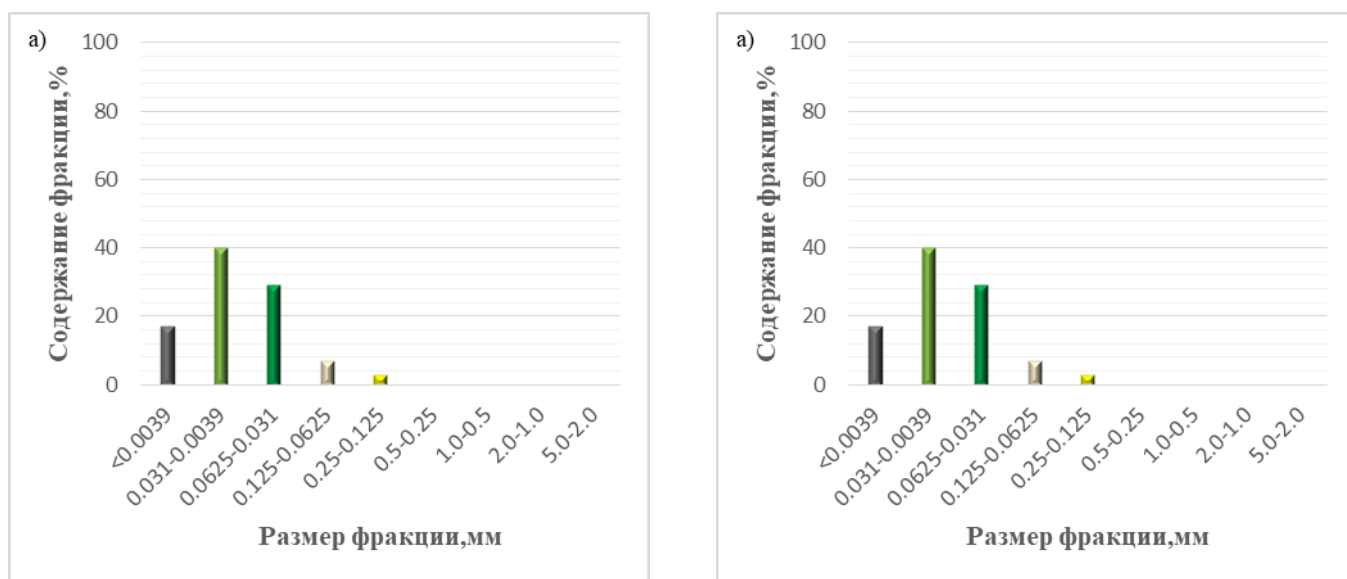


Рис. 30. Гистограмма распределения зерен различных гранулометрических фракций в алевролитах и песчаниках субфации ОФД. Среднеботуобинское месторождение: а) скв. № 2178, обр. 18908/16, глубина по бурению 2210,13 м (глубина по ГИС 2208,33 м); б) скв. № 9301, обр. 6274/18, глубина по бурению 1935,74 м (глубина по ГИС 1936,11 м).

Алевролиты фации оползней фронта содержат глинистые минералы, зерна кварца, полевые шпатов, сидерита, в меньшей степени - ангидрит, пирит и кальцит (рис 31) и характеризуются деформационной микротекстурой.

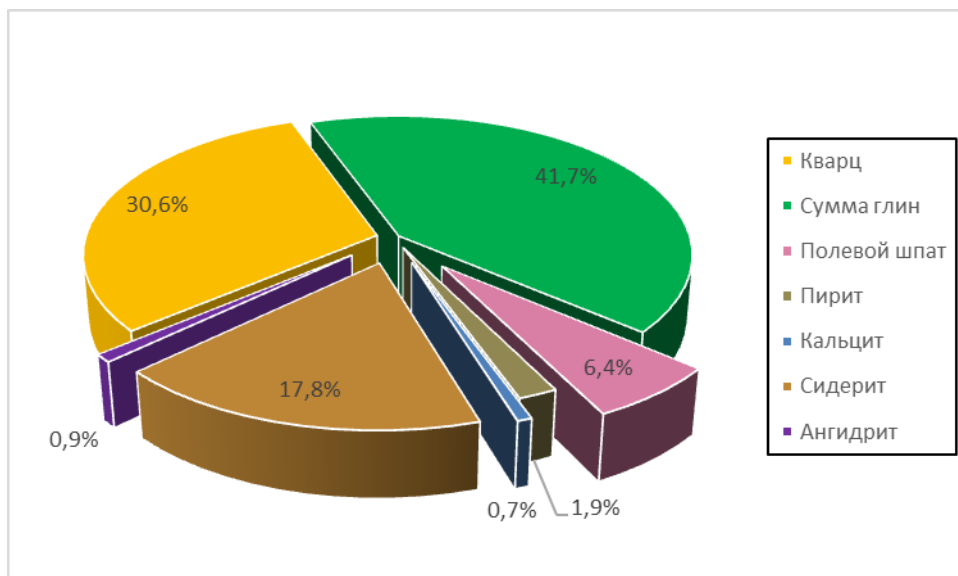


Рис. 31. Минералогический состав алевролитов фации оползней фронта дельты (по данным РСА). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2178, обр. 18908/16, глубина по бурению 2210,13 м (глубина по ГИС 2208,33 м).



Рис. 32. Алевролиты крупно-мелкозернистые песчанистые, с глинистым цементом (фото шлифа, вид – без анализатора, увеличение 25х). Среднеботуобинское месторождение, скв. 2178, обр. 18908, глубина по бурению 2210,13 м (глубина по ГИС 2208,33 м).

По данным рентгеноструктурного анализа песчаники фации оползней фронтальной части дельты состоят преимущественно из кварца, полевого шпата и глинистых минералов (рис 33).

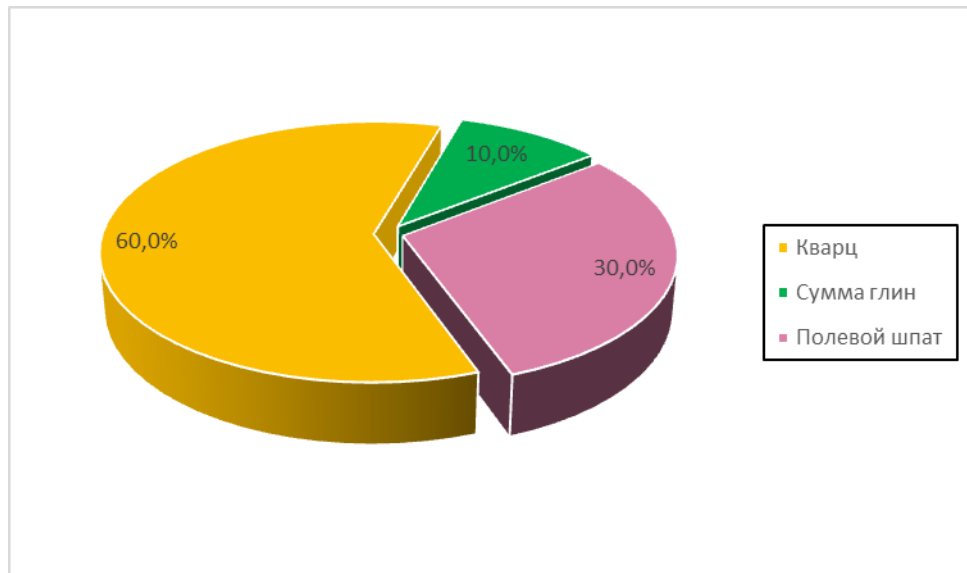


Рис. 33. Минералогический состав пород фации прodelьты (по данным РСА). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 9301, обр. 6265/18, глубина по бурению 1932,86 м (глубина по ГИС 1933,23 м).

В шлифах песчаники обладают алевропсаммитовой структурой. Их плохая сортировка свидетельствует об их принадлежности к аркозовой группе (по В.Д. Шутову, 1967). Цемент песчаников порово-пленочный, хлорит-гидрослюдистого состава, распределение его неравномерное, имеется небольшое количество порового карбонатного и порового сульфатного цементов. В шлифах отмечено присутствие аргиллитовых прожилков (рис. 34).



Рис. 34. Песчаники мелко-тонкозернистые, алевритистые, аркозовые, с глинистым порово-пленочным и сульфатным поровым цементом (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 20х; фото шлифа справа, вид – с анализатором, увеличение 20х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 9301, обр. 6275/18, глубина по бурению 1936,67 м (глубина по ГИС 1937,04 м).

Условия седиментации: Нижняя часть дельтового склона определяет условия формирования осадков. В результате осадконакопления в верхней части склона и действия гравитационных сил, происходят различные по масштабу оползни нелитифицированных осадков.

Коллекторские свойства: Кп алевролитов фации находится в пределах от 4,0 до 12,8%, а Кпр определяется значениями от 0.0036 до 0.872 мД.

Фация устьевых баров (УБ) принадлежит к фациальной зоне верхней части дельтового склона. Она состоит из двух субфаций: 1) дистальной части устьевого бара (УБд); 2) проксимальной части устьевого бара (УБ).

Субфация дистальной части устьевых баров (УБд) характеризуется мелко- и тонкозернистыми песчаниками, имеющими аргиллитовые прослои – частые тонкие пологоволнистые с косой и пологой косой текстурой ряби течения (рис. 35.).

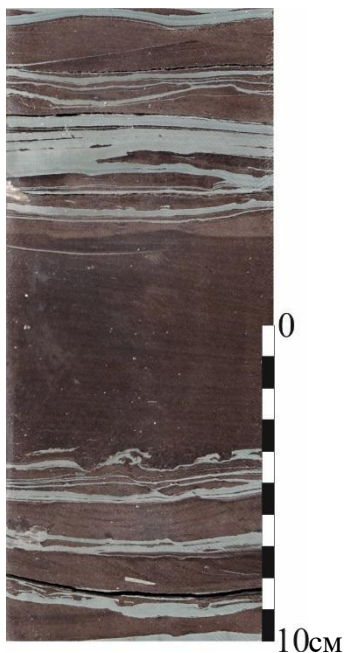


Рис. 35. Тонко-мелкозернистые песчаники фации дистальной части устьевого бара. Фото вертикального среза ядра в дневном свете.

Наличие в проксимальной части устьевых баров (УБ) коричневатосветло-серых мелко- и среднезернистых, реже тонко- и мелкозернистых песчаников с пологой косой, перекрестной слоистостью, с парными аргилито-алевролитовыми слойками говорит об участии приливно-отливных процессов

в формировании УБ. Так же в проксимальной части выявлены мелкие идиоморфные кристаллы пирита (рис. 36).

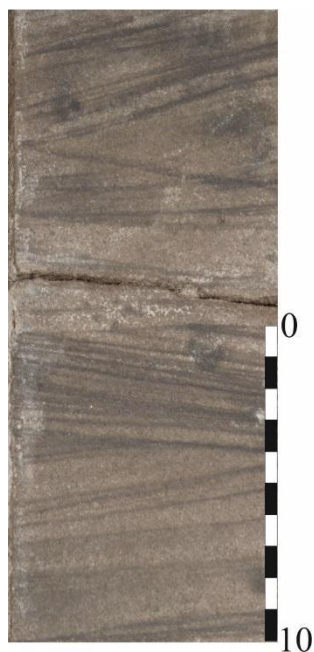


Рис. 36. Средне-мелкозернистые песчаники фации устьевого бара с пологонаклонной косой и перекрестной слоистостью, с парными глинисто-алевритовыми драпировками. Фото вертикального среза керна в дневном свете.

Достоверность структурных названий пород для фации устьевых баров доказывается данными гранулометрического анализа. В большей степени представлена псаммитовая фракция, в которой имеется ее различные фракции: мелкая, средняя и крупная (рис. 37).

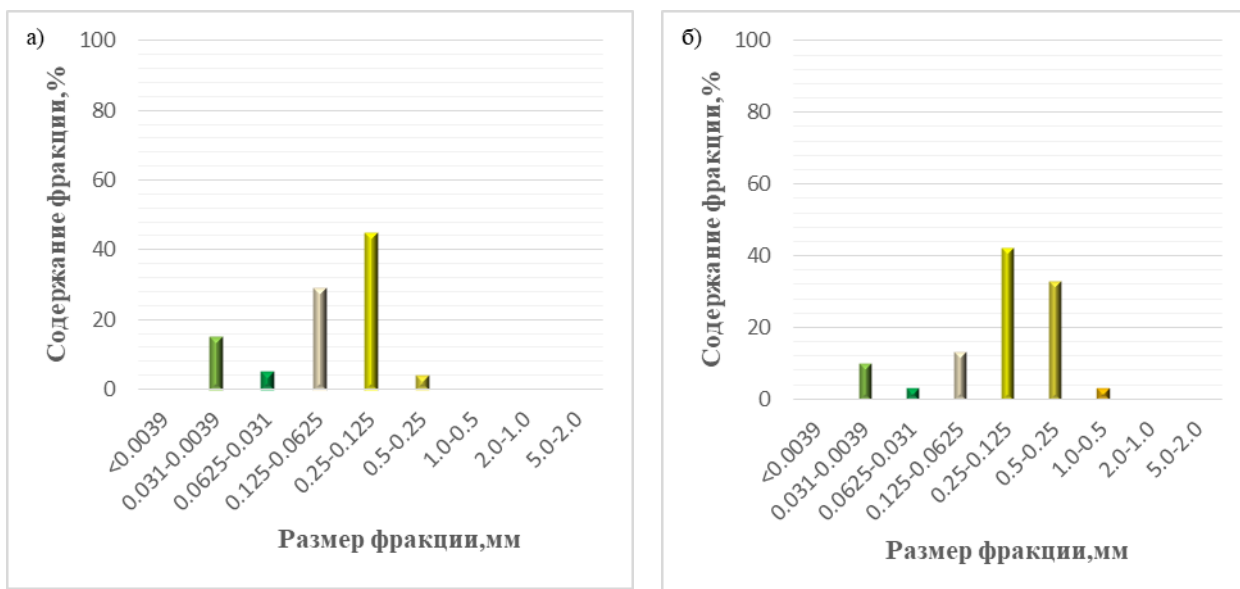
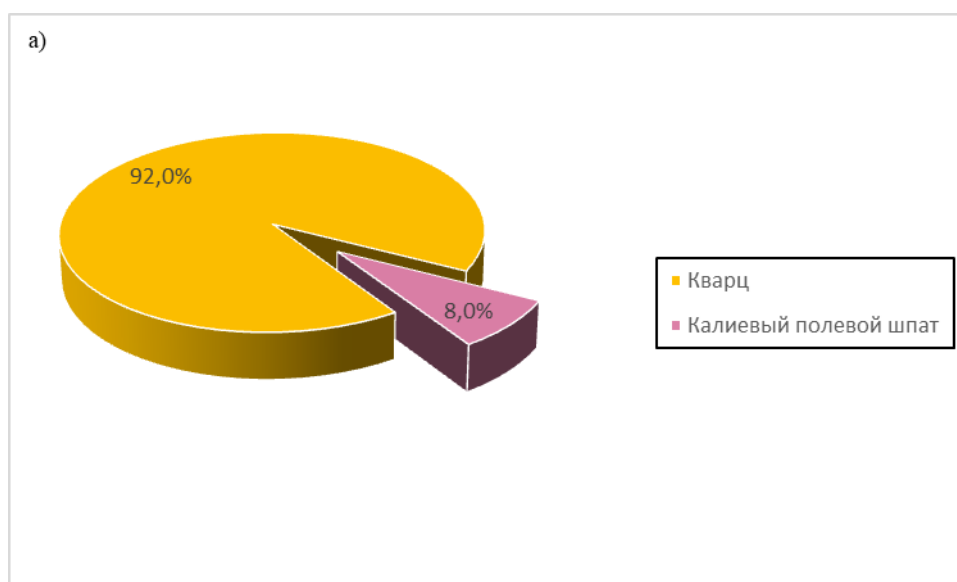


Рис. 37. Гистограммы распределения зерен различных фракций в песчаниках фации устьевых баров. Среднеботуобинское месторождение: а) скв. № 9301, обр. 6244/18, глубина по бурению 1930,47 м (глубина по ГИС 1930,72 м); б) скв. № 9301, обр. 6248/18, глубина по бурению 1930,89 м (глубина по ГИС 1931,14 м).

По данным рентгеноструктурного анализа в породах фации устьевых баров содержится большое количество кварца и калиевого полевого шпата (рис. 38, а). Так же имеются редкие включения ангидрита и доломита (рис. 38, б).



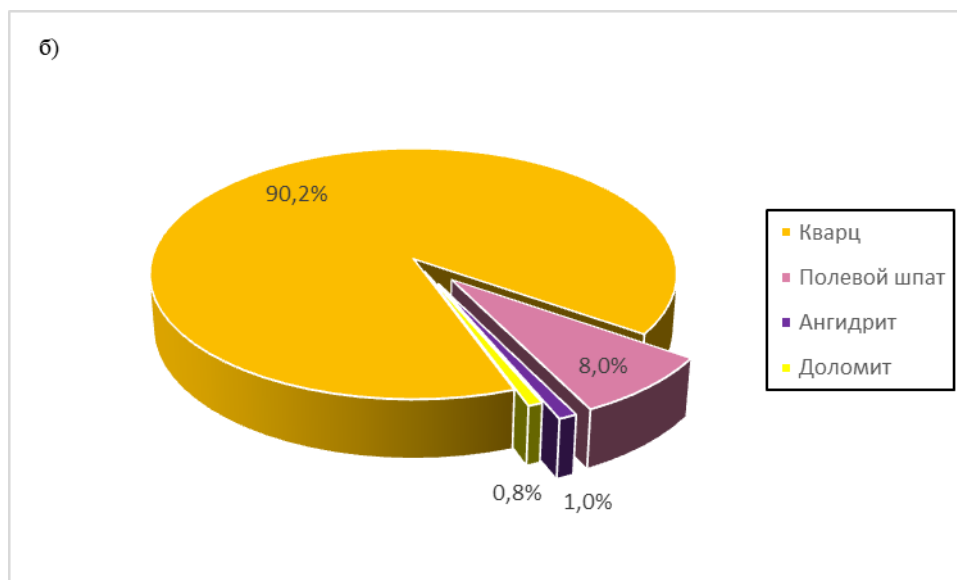


Рис. 38. Минералогический состав песчаников устьевых баров (по данным РСА). Среднеботуобинское месторождение; а) скв. № 2221, обр. 9683/18, глубина по бурению 2684,86 м (глубина по ГИС 2685,44 м); б) скв. № 2236, обр. 6938/18, глубина по бурению 2740,2 м (глубина по ГИС 2744,0 м).

По данным петрографических исследований песчаники имеют слабо выраженную слоистую микротекстура. Псаммитовая структура характерна для мелко- и среднезернистых песчаников, местами с примесью зерен крупной псаммитовой размерности. Сортировка песчаников хорошая, близкая к средней, реже встречается плохая. Песчаники относятся к мезомиктово-кварцевой группе (по В.Д. Шутову, 1967). Цементы регенерации представлены кварцевым и пленочным, иногда поровым карбонатным и поровым сульфатным (рис. 39).

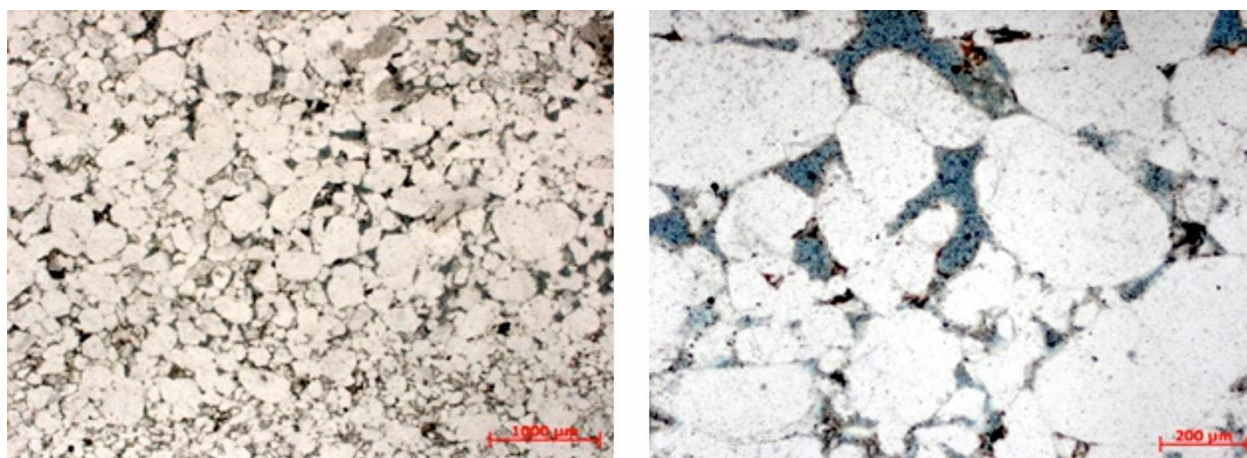


Рис. 39. Песчаники крупно-мелко-среднезернистые, мезомиктово-кварцевые, с сульфатным (поровым), глинистым (порово-пленочным) и полевошпатово-кварцевым (регенерационным) цементом (фото шлифа слева, вид

– без анализатора, увеличение 25х; фото шлифа справа, вид – без анализатора, увеличение 100х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2236, обр. 6893/18, глубина по бурению 2732,46 м (глубина по ГИС 2736,06 м).

По данным микронзондового анализа выявлены структурные особенности порового пространства в песчаниках (рис 40). Установлено большое количество открытых пор, с различными формами – изометричные, щелевидные и анизометричные. Их размер колеблется в интервале от 12 до 30 мкм. Встречаются единичные поры размером до 55 мкм. Важно отметить, что поры в данных песчаниках пространственно соединяются друг с другом. Некоторые поры заполнены ангидритом.

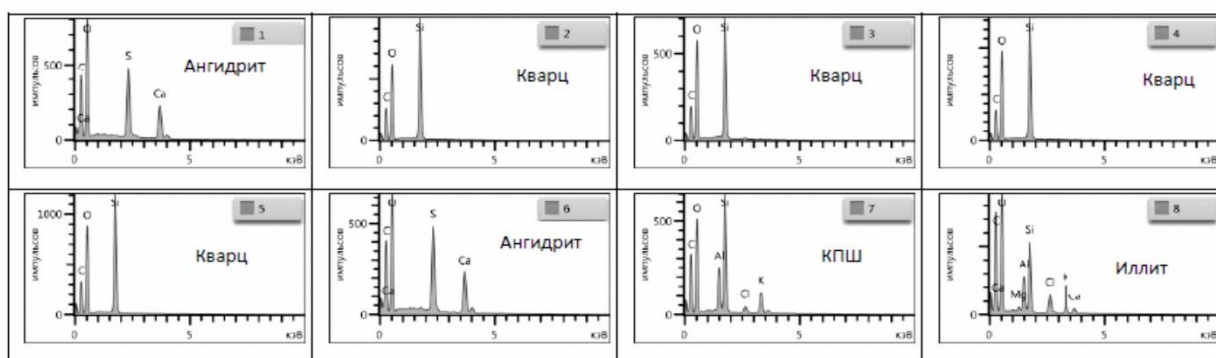
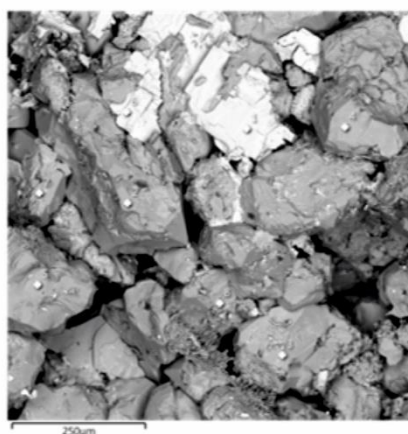


Рис. 40. Снимок РЭМ. Общий вид породы, увеличение 150х. Песчаники устьевого бара. Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2236, обр. 6901/18, глубина по бурению 2733,78 м (глубина по ГИС 2737,38 м).

Условия седиментации: фация устьевых баров фронта дельты была сформирована в верхней части дельтового склона. Отмечен направленный перенос терригенного материала в сторону склона дельты.

Коллекторские свойства: для песчаников фации Кп меняется от 7,1 до 19,3%, Кпр – от 2,070 до 2758,5 мД.

Фация руслово-барового комплекса (РБК) характеризуется коричнево-серыми и серыми песчаниками от мелко- и средне-зернистых до крупно-зернистых, с пленочнопоровым глинистым, иногда поровым сульфатным и карбонатным цементом. Слоистость песчаников косая разнонаправленная, а также однонаправленная, пологая, срезанная. Имеются участки с парными глинистыми драпировками, и включениями редких глобулей пирита.



По данным гранулометрического анализа фация руслово-барового комплекса представлена псаммитовым комплексом отложений, среди которого доминируют мелко- (0,25-0,125 мм) и среднезернистые (0,5-0,25 мм) песчаники (рис. 41).

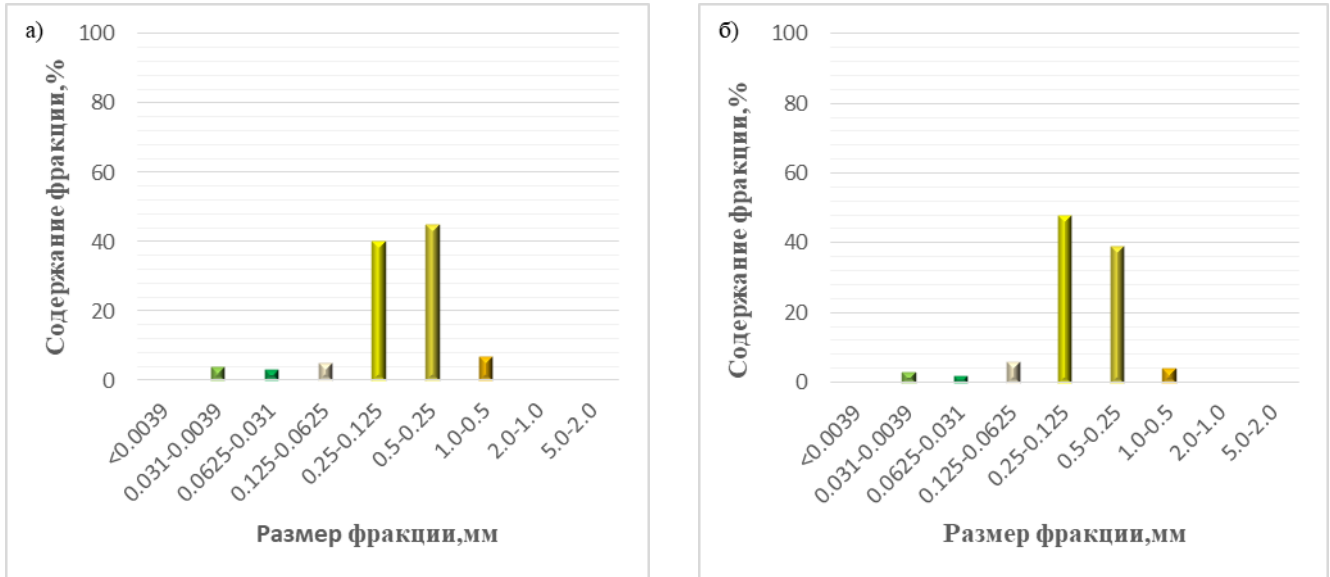


Рис. 41. Гистограммы распределения зерен различных фракций в песчаниках фации руслово-барового комплекса. Среднеботуобинское месторождение: а) скв. № 9301, обр. 6194/18, глубина по бурению 1923,82 м (глубина по ГИС 1924,07 м); б) скв. № 9301, обр. 6231/18, глубина по бурению 1928,13 м (глубина по ГИС 1928,38 м).

В результате рентгеноструктурного анализа пород фации руслово-барового комплекса установлено, что кварц существенно преобладает, а калиевый полевой шпат содержится в меньшем количестве (рис. 42, а). Так же имеются редкие включения ангидрита и доломита (рис. 42, б).

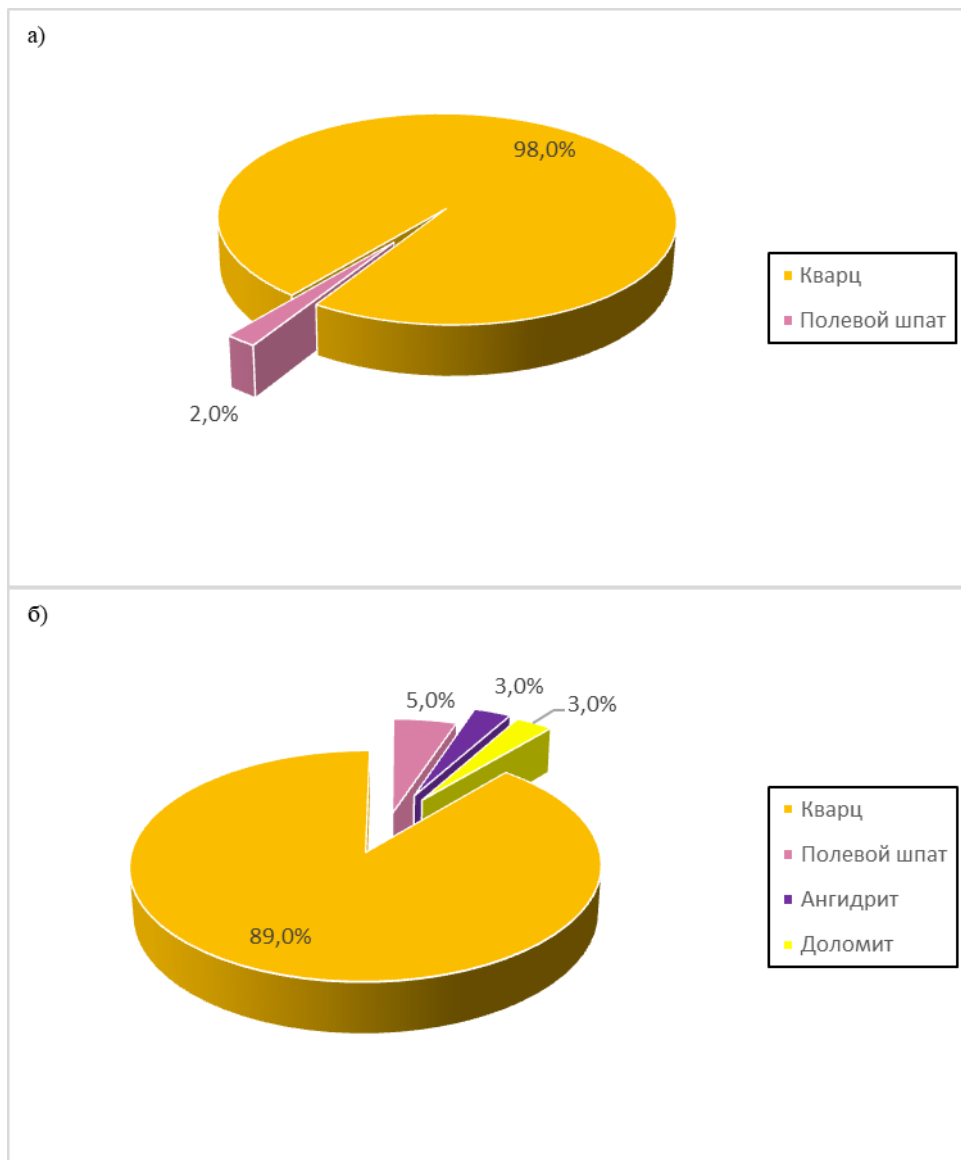


Рис. 42. Минеральный состав песчаников руслово-барового комплекса (по данным РСА). Среднеботубинское месторождение; а) скв. № 2236, обр. 6889/18, глубина по бурению 2731,57 м (глубина по ГИС 2735,17 м); б) скв. № 2236, обр. 6858/18, глубина по бурению 2726,28 м (глубина по ГИС 2729,88 м).

Петрографические исследования выявили слоистую микротекстуру песчаников, с характерным неравномерным по наслоению обогащением отдельных слоев обломками, которые по размеру как мелкопсаммитовые, так и крупнопсаммитовые.

Форма обломков удлиненная, изометричная, полуугловатая, окатанная или полуокатанная. Сортировка песчаников хорошая, ближе к средней. Песча-

ники относятся к мезомиктово-кварцевой группе (по В.Д. Шутову, 1967). Соединения зерен встречаются как бесцементные контактные, так и регенерационные (кварцевые и полевошпатовые); частичные образования слюдисто-глинистого (гидросланцевого) состава обнаружены на контакте обломков (рис. 43).

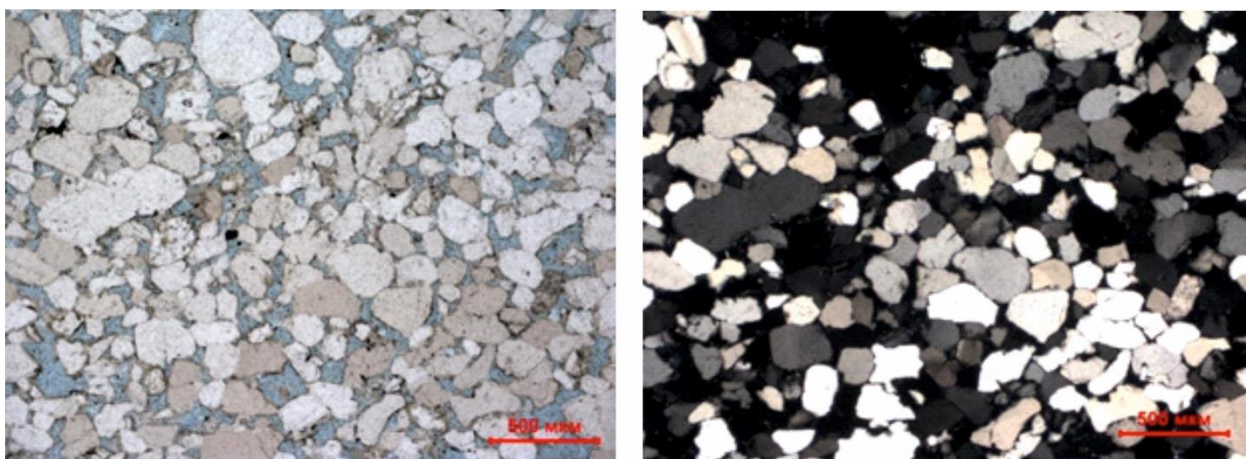


Рис. 43. Песчаники мелко-среднезернистые с прослоями крупнозернистых, олигомиктовых и мономиктовых – кварцевых, с бесцементным контактным и регенерационным соединением зерен (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 50х; фото шлифа справа, вид – с анализатором, увеличение 50х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2027, обр. 414/17, глубина по бурению 2404,25 м (глубина по ГИС 2404,73 м).

Гораздо реже встречаются сульфатный (выражен ангидритом) и карбонатный цементы (агрегатного строения) (рис. 44).

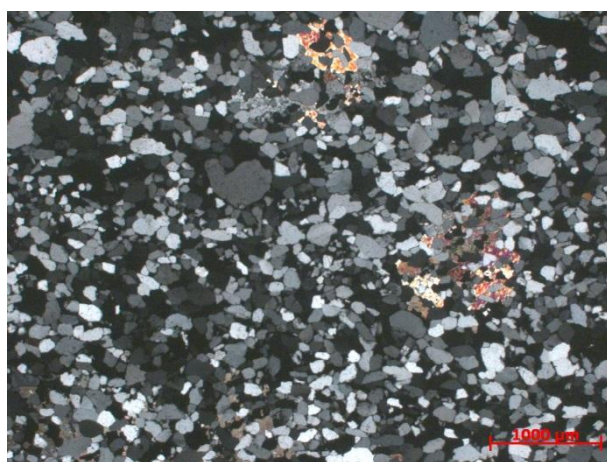


Рис. 44. Песчаники средне-тонко-мелкозернистый мезомиктово-кварцевый, с карбонатным поровым, сульфатным поровым, глинистым порово-пленочным и полевошпат-кварцевым регенерационным цементом (фото шлифа,

вид – с анализатором, увеличение 50х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2236, обр. 6885/18, глубина по бурению 2730,48 м (глубина по ГИС 2734,08 м).

По результатам съемок на РЭМ установлено, что в них имеются открытые сообщающиеся между собой поры, по форме анизометричные и щелевидные, размеры их находятся в пределах от 14 до 58 мкм, некоторые – до 67 мкм. Часть пор заполнено раскристаллизованным анкеритом или галитом (рис. 45).

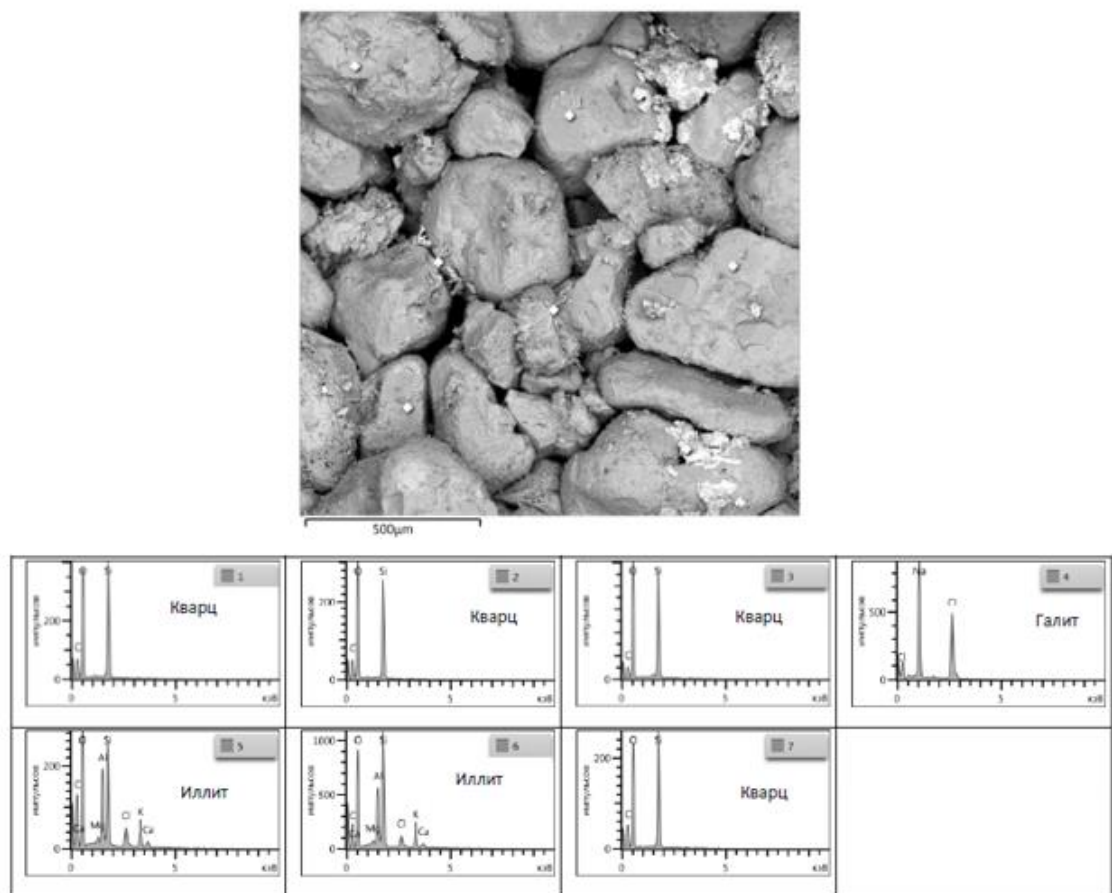


Рис. 45. Снимок РЭМ. Общий вид породы, увеличение 80х. Песчаники руслово-барового комплекса. Среднеботуобинское месторождение, скв. № 9301, обр. 6185/18, глубина по бурению 1922,73 м (глубина по ГИС 1922,98 м).

Условия седиментации: гидродинамика направленная, активная; перенос и переотложение в приливно-отливной зоне.

Коллекторские свойства: для песчаников фации Кп - 3,0 - 21,3%, Кпр – от 0,052 до 2208,267 мД.

Фация флювиального канала (ФК) характеризуется коричневатато-серыми грубо-средне-крупнозернистыми песчаниками, цемент которых неравномерный карбонатный и сульфатный. Слоистость крупная косая однонаправленная, с редкими глинистыми литокластами (рис. 46).



Рис. 46. Грубо-средне-крупнозернистые песчаники фации флювиального канала с крупной косой однонаправленной слоистостью. Фото вертикального среза керна в дневном свете.

По данным, полученным в процессе проведения гранулометрического анализа установлено, что фация флювиального канала сложена преимущественно разнозернистыми песчаниками, в числе которых преобладают средне-, крупно- и грубозернистые классы (рис. 47).



Рис. 47. Гистограмма распределения зерен различных фракций в песчаниках фации ФК. Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2236, обр. 6846/18, глубина по бурению 2725,16 м (глубина по ГИС 2728,76 м).

Проведенные рентгеноструктурные исследования пород фации флювиального канала показали, что в их составе преобладает кварц, а калиевый полевой шпат содержится в меньшем количестве (рис. 48). Включения ангидрита и доломита редки.

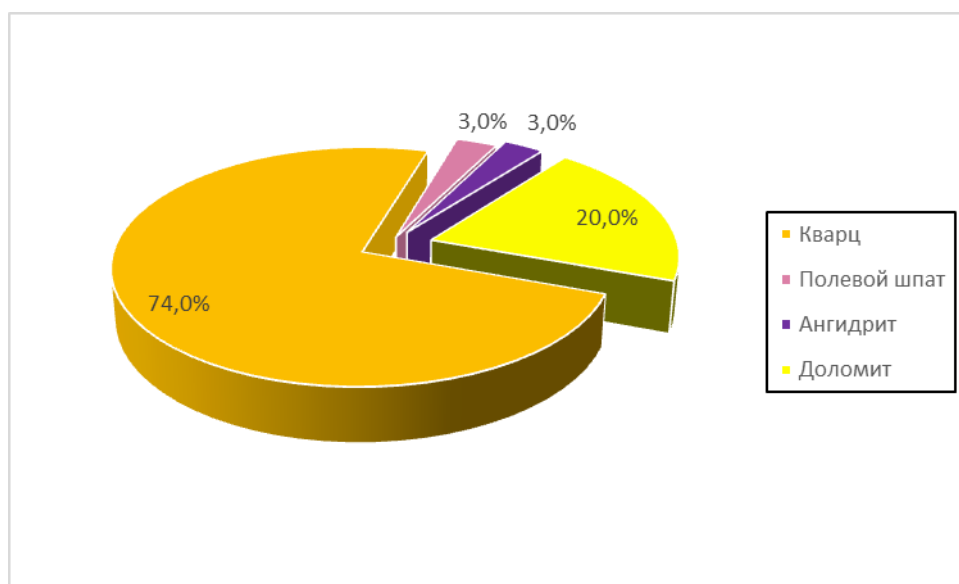


Рис. 48. Минералогический состав пород фации ФК (по данным РСА). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2236, обр. 6846/18, глубина по бурению 2725,16 м (глубина по ГИС 2728,76 м).

Петрографические исследования выявили слоистую микротекстуру песчаников. Это связано с тем, что имеется обусловленная распределением по

наслоению тонко-мелкозернистого псаммитового материала, в виде слойков обогащения. Структура песчаников псаммитовая с фракциями различных размеров: мелкая, средняя, крупная и грубая. Выделяется карбонатный и поровый сульфатный цементы. Поровый карбонатный представлен в агрегатном состоянии и распределен практически равномерно. Поровый сульфатный цемент характеризуется ангидритом, распределен неравномерно и заполняет межзерновое пространство) (рис. 49). Глинистый пленочный цемент, по составу хлорит-гидрослюдистый и неравномерно распределенный, представлен в меньшей степени, выделяется прерывистыми каемками вокруг редких обломков.

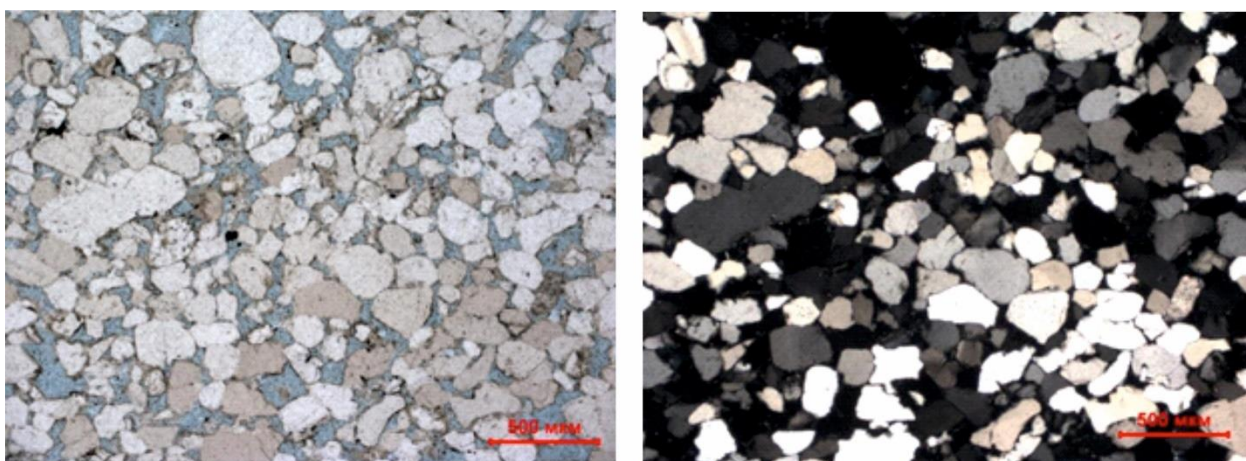


Рис. 49. Песчаники мелко-средне-крупнозернистые, мезомиктово-кварцевые, с карбонатным поровым и сульфатным поровым цементом (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 25х; Фото шлифа справа, вид – с анализатором, увеличение 25х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2236, обр. 6846/18, глубина по бурению 2725,16 м (глубина по ГИС 2728,76 м).

Условия седиментации: гидродинамика активная однонаправленная, интенсивное перемещение терригенного материала.

Коллекторские свойства: песчаники фации имеют K_p от 1 до 12,2%, а $K_{пр}$ – от 0,02 до 347,3 мД.

Трансгрессивный слой (ТЛ)

Фация прибрежной зоны сложена серыми песчаниками грубо-средне-крупнозернистыми с карбонатно-сульфатным цементом и редкими кристаллами аутигенного пирита (рис. 50).

Шельфовая зона включает в себя доломито-ангидритокварцевую породу коричневатого-серого цвета неясно слоистая (скв. 70). Вмещающая доломитово-ангидритовая масса тонко-мелкокристаллическая. Присутствуют крупные включения кристаллического ангидрита, с глинистыми прослойками, а также пятнистые и линзовидные включения мелко-среднезернистого песчаника. Трещины усыхания заполнены доломито-ангидрито-кварцевой массой.



Рис. 50. Разнозернистые песчаники прибрежной фациальной зоны (трансгрессивный пласт с неясно выраженной слоистой текстурой). Фото вертикального среза керна в дневном свете.

По данным рентгеноструктурного анализа пород шельфовой фациальной зоны установлено, что в породах ангидрит, доломит, магнезит и кварц преобладают. Сидерит, кальцит и полевые шпаты содержатся значительно в меньшем количестве (рис. 51, а, б).

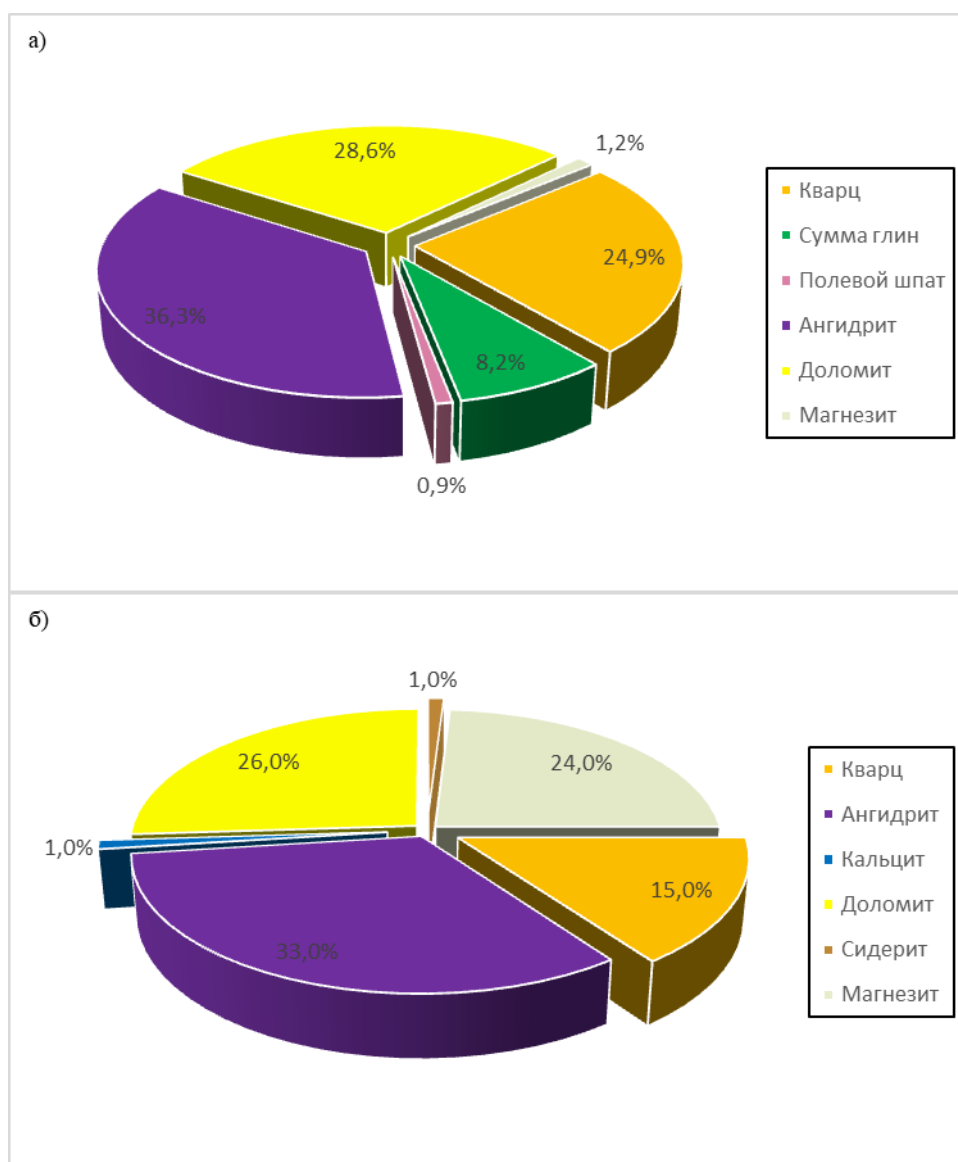


Рис. 51. Минералогический состав пород шельфовой зоны (трансгрессивный пласт) по данным РСА. Среднеботуобинское месторождение; а) скв. № 2178, обр. 18702/16, глубина по бурению 2191,7 м (глубина по ГИС 2191,7 м); б) скв. № 2236, обр. 6845/18, глубина по бурению 2724,77 м (глубина по ГИС 2728,37 м).

Петрографические исследования выявили плохо выраженную микротекстуру песчаников, в которой терригенные зерна различимо ориентированы. Структура песчаников псаммитовая с фракциями различных размеров: мелкая, средняя, крупная и грубая. Песчаники, у которых сортировка плохая, относятся к мономиктовой (кварцевой) группе (по В.Д. Шутову, 1967). Встречается поровый, иногда базально-поровый сульфатный цемент (мелко-тонкокристаллический ангидрит, находящийся в межзерновом пространстве породы) (рис. 52). В некоторых песчаниках имеется сульфатно-карбонатный цемент. Для

данного цемента карбонатная и сульфатная части характеризуются доломитом мозаичного строения, мелкокристаллической структуры и кристаллами изометричными, шестоватыми и единично таблитчатыми (рис. 53). В меньшей степени (говоря о долях %), представлен глинистый пленочный цемент, по составу гидрослюдистый, неравномерно распределенный, который образует своеобразные каемки вокруг редких обломков пород.

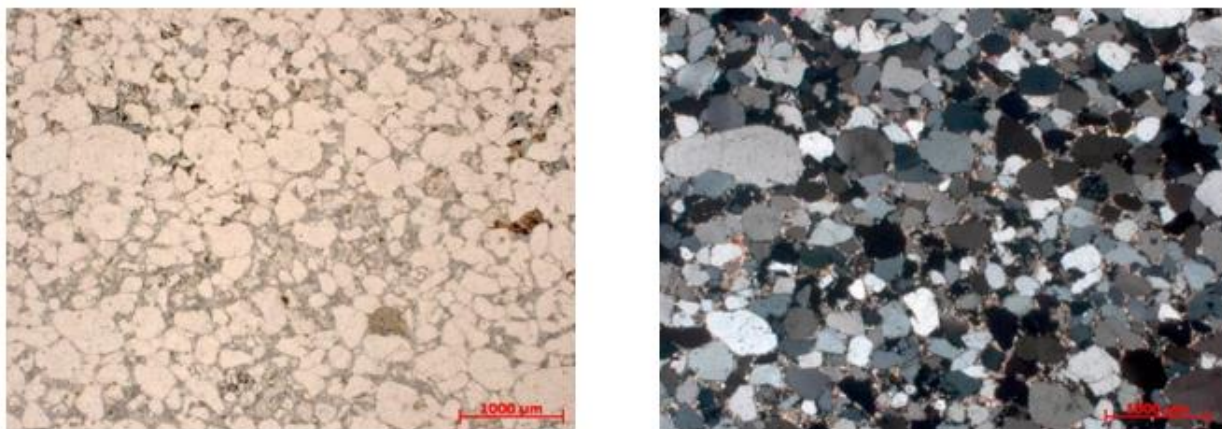


Рис. 52. Песчаники разнозернистые мономиктовые, с сульфатным цементом порового типа (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 25х; фото шлифа справа, вид – с анализатором, увеличение 25х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 112р, обр. 34264/17, глубина по бурению 1984,53 м (глубина по ГИС 1984,05 м).

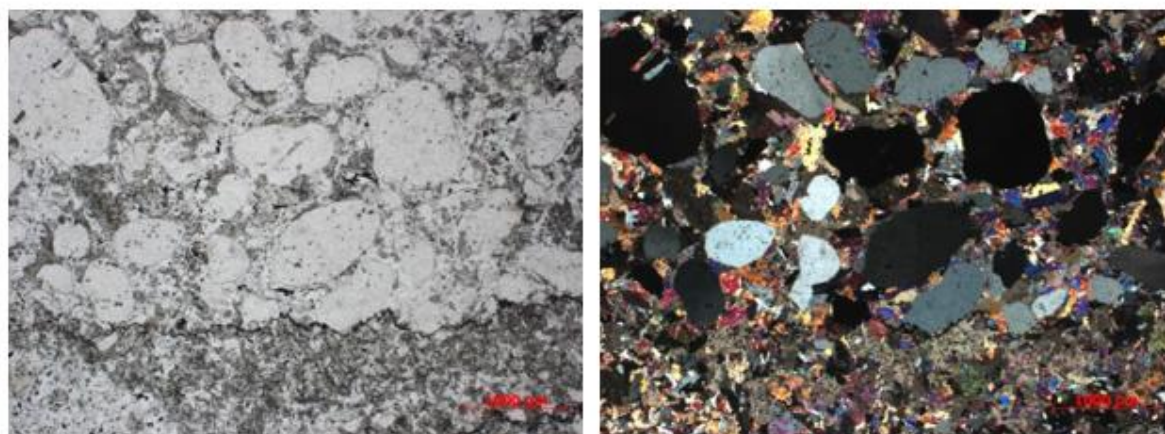


Рис. 53. Песчаники разнозернистые (мелко-средне-крупнозернистые), мономиктовые кварцевые, с базально-поровым сульфатно-карбонатным цементом и массивной текстурой (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 25х; фото шлифа справа, вид – с анализатором, увеличение 25х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2178, обр. 18702/16, глубина по бурению 2191,70 м (глубина по ГИС 2189,90 м).

Условия седиментации: повышенная соленость и активная гидродинамика.

Коллекторские свойства: Кп находится в пределах от 0,6 до 8,3%, а Кпр – от 0,013 до 7,584 мД.

Лагуна с приливно-отливным влиянием (Лпр)

Фация лагуны с приливно-отливным влиянием прослеживается в только в отдельной скважине – 112р, здесь она характеризуется коричневато-серыми мелко-средне- и мелко-крупно-среднезернистыми песчаниками. Текстура пород волнистая и линзовиднослоистая, цемент сульфатный. Отмечены глинистые и алевролитовые прослойки (рис. 54).



Рис. 54. Волнисто- и линзовиднослоистые песчаники фации лагунной фации с приливно-отливным влиянием. Фото вертикального среза керна в дневном свете.

Петрографические исследования выявили слабовыраженную слоеватую микротекстуру песчаников, где терригенные зерна распределены неравномерно по зернистости в виде слойков обогащения. В некоторых местах микротекстура песчаников деформационная, так как имеется неравномерное распределение глинистого материала цемента и обломочного материала. Песчаники, у которых сортировка плохая, относят к мономиктовой кварцевой группе (Шутов, 1967). Встречается цемент поровый, иногда до базально-поро-

вого глинистый, по составу гидрослюдистый, с пигментированием органическим веществом. Нередко неравномерно распределенный цемент заполняет межзерновое пространство. В некоторых частях шлифов встречается пятнистый сульфатный поровый цемент, представленный тонко-мелкокристаллическим ангидритом (рис. 55). Имеются доли % полевошпатово-кварцевого цемента регенерации.

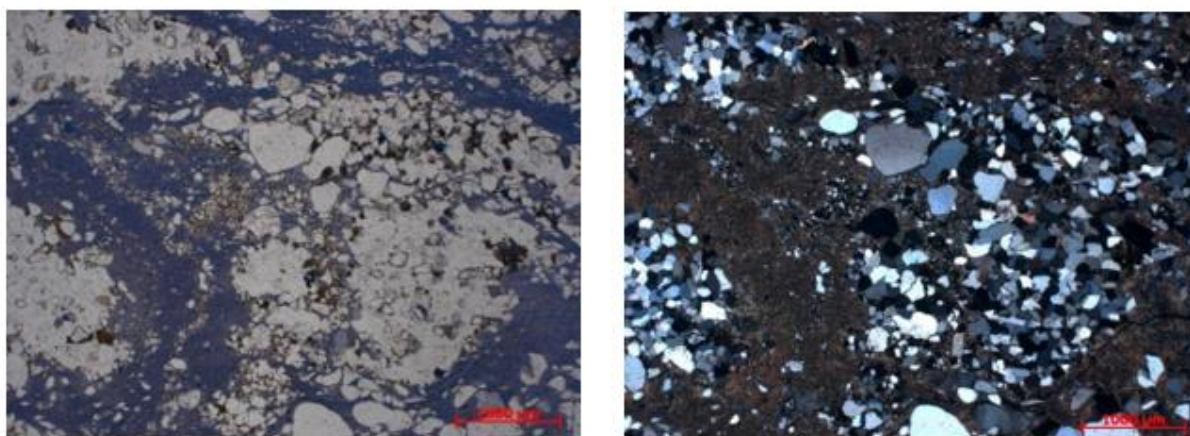


Рис. 55. Песчаники мелко-среднезернистые, алевритистые, с примесью единичных зерен грубого материала, мономиктовые, с глинистым поровым и сульфатным порово-базальным цементом, слабо пиритизированные (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 25х; фото шлифа справа, вид – с анализатором, увеличение 25х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 112р, обр. 34281/17, глубина по бурению 1986,85 м (глубина по ГИС 1986,37 м).

Условия седиментации: гидродинамика преимущественно слабая, имеются изменения приливно-отливных колебаний.

Коллекторские свойства: Кп находится в пределах от 4,0 до 6,4%, а Кпр – от 0,034 до 0,990 мД.

Верхнебюкская подсвета

Отложения верхнебюкской подсветы стратиграфически относятся к тирскому горизонту верхнего отдела венда. В структурном плане подсвета представляет собой покрывку продуктивного пласта БТ. Согласно анализу кернового материала, в разрезе верхнебюкской подсветы, выявлены следующие фациальные комплексы по литорали: лагунный (Л), отмелей (ОТ), органических построек (ОП).

В результате седиментологического анализа керна пласта Бт было подтверждено, что песчаники ботубинского горизонта представляют собой не единое бароподобное тело, а разбиты на фации: продельты, нижнего склона фронта дельты, верхней части дельтового склона (устьевых баров), руслово-барового комплекса, лагун с приливно-отливным влиянием, флювиального канала.

6.2. Результаты анализа стохастической инверсии

На разрезах по кубу вероятности наличия коллектора можно увидеть линзоподобные тела (рис. 56). В сочетании с информацией, полученной из фациального анализа кернового материала, можно предположить, что в южной части месторождения нефтегазовый коллектор осложнен дополнительными границами. Это может быть связано с краевой частью баровых тел, выделяемых по керну, и, соответственно, ухудшением свойств коллектора в этой части. В соответствии с классическими моделями волновой дельты на краях баров, даже если они по-прежнему представлены песчаниками, может наблюдаться увеличение расчлененности, ухудшение проницаемости (даже при сохранении пористости) коллектора и т. д. Предполагается, что именно такого типа границы видны по сейсмике – ухудшенные свойства на краях отдельных баровых тел, которые могут являться не коллекторами для нефти и коллекторами для газа.

Была выполнена корреляция скважинных данных совместно с сейсмическими согласно которой были выделены границы отдельных линз. Следует отметить, что без привлечения данных сейсмике 3Д такое расчленение выполнить было бы невозможно (рис. 57.).

При моделировании песчаного тела по скважинам с использованием тренда по сейсмическим данным отдельные линзы не выделяются – они соединяются в верхней части пласта.

Возможным объяснением данного факта может быть ухудшение свойств пласта на границах линз, однако скважин, вскрывших данную перемычку

практически нет и выделить границы в отдельную фацию и построить для нее индивидуальное соотношение пористость-проницаемость не представляется возможным.

Дополнительной проблемой, кроме различного насыщения в разных частях месторождения, является довольно значимый наклон ВНК в восточном направлении по результатам бурения как разведочных, так и эксплуатационных скважин (рис. 58). При этом газовый контакт отбивается на постоянной отметке – 1562 м (± 1 м), что говорит о действительном наклоне ВНК, а не погрешности замеров или неточности инклинометрии. Вообще, для месторождений Восточной Сибири данная ситуация является довольно распространенной – месторождения являются очень древними, в результате перестройки структурных планов происходило «перетекание» флюидов в новые структуры и гравитационное расслоение нефти. Наиболее тяжелые фракции при этом остаются на своем первоначальном месте, а легкие – заполняют вновь образованные купола.

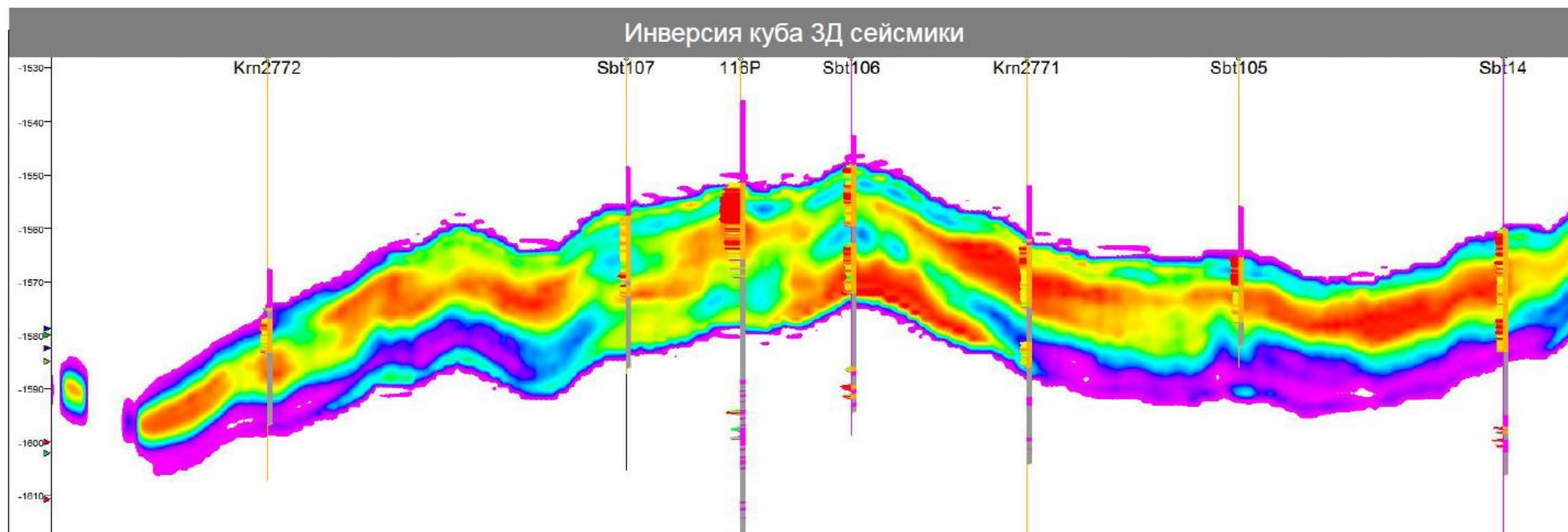


Рис. 56. Разрез куба вероятности наличия коллектора по южной части месторождения.

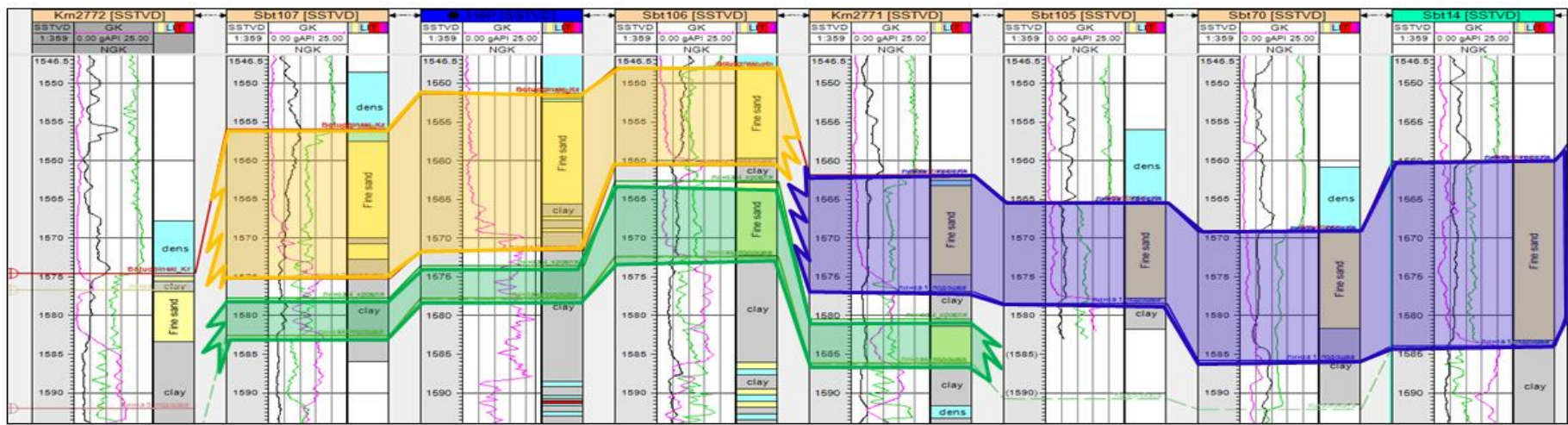
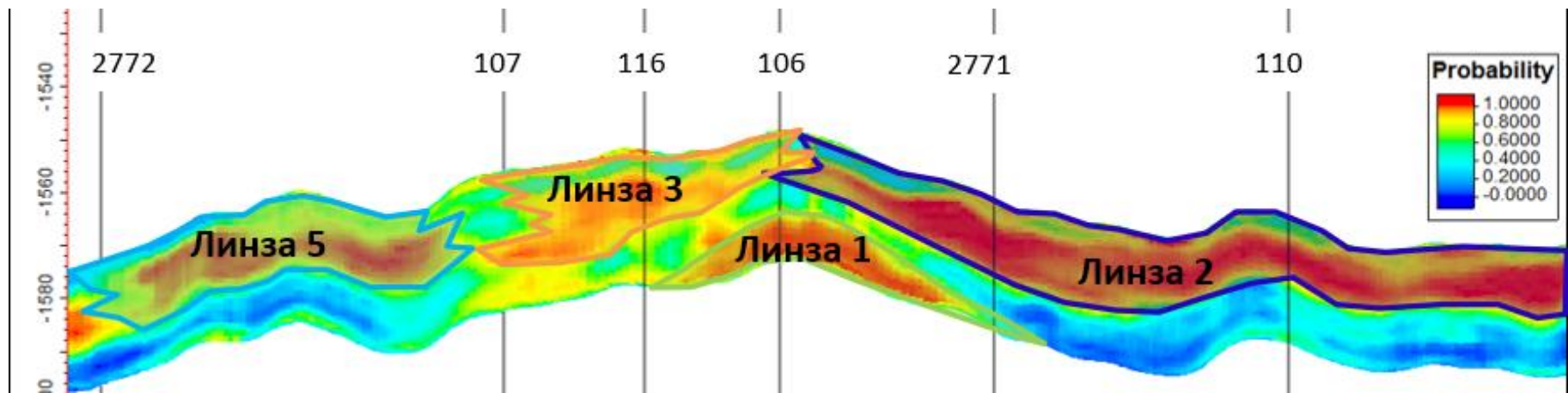


Рис. 57. Сопоставление детальной корреляции линз по скважинным данным (кern, ГИС) и по данным 3Д сеймики.

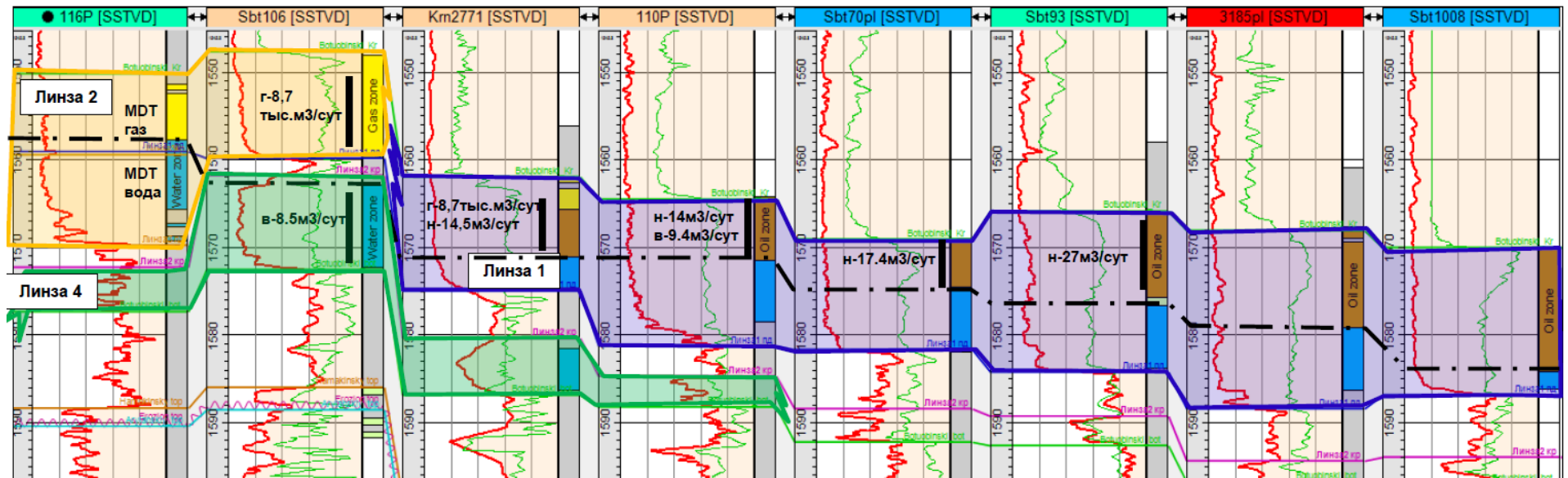


Рис. 58. Обоснование флюидальных контактов по основной залежи.

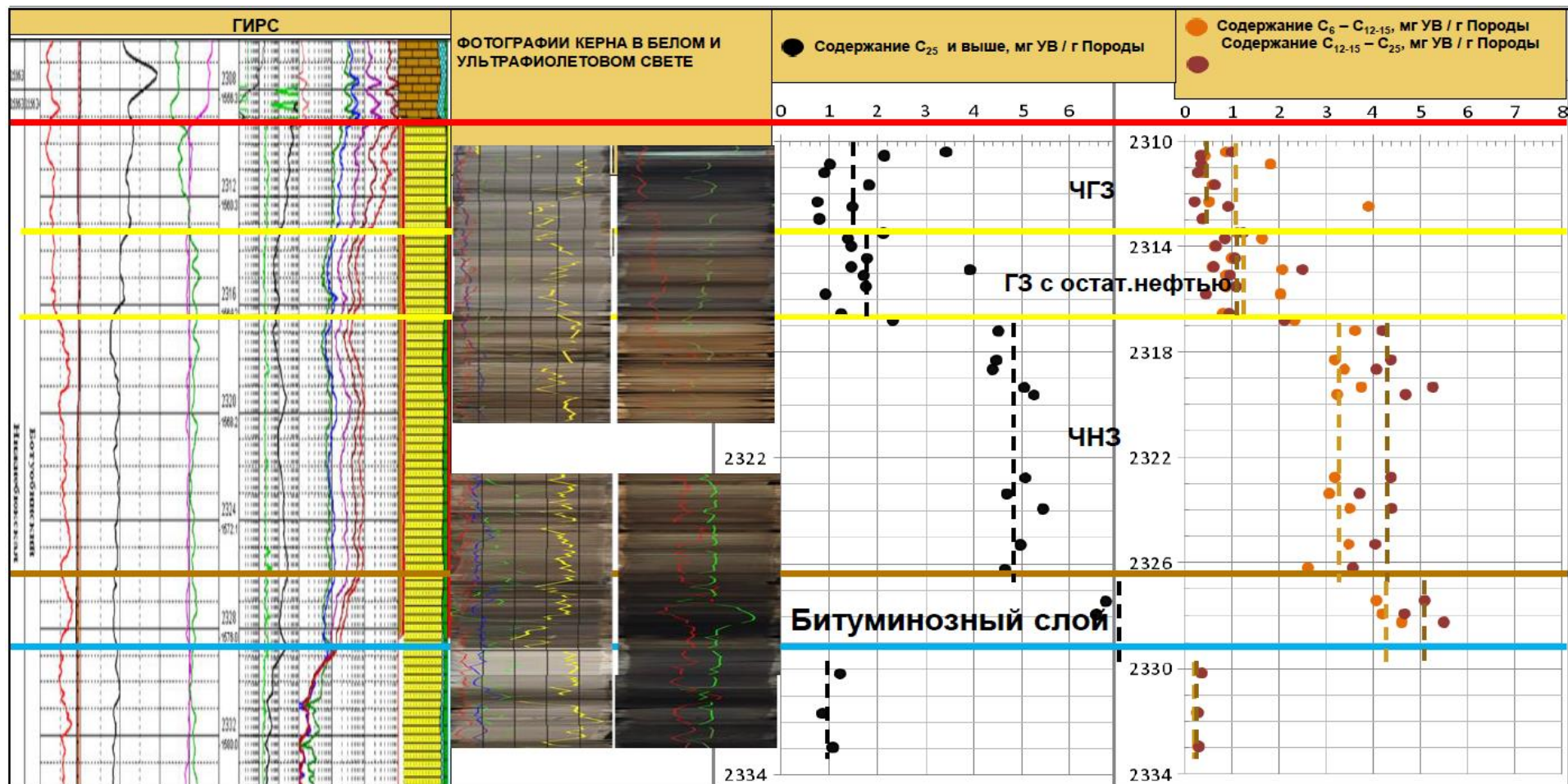


Рис. 59. Выделение зон с различным насыщением по данным пиролизического анализа керна.

В результате анализа стохастической инверсии было выявлено, что песчаники ботубинского горизонта разделены на шесть песчаных тел, изолированных друг от друга аргиллитовыми прослойками (глинистыми перемычками).

6.3 Результаты проведения гидродинамических исследований (ГДИС)

С целью выявления геологической неоднородности продуктивных песчаников пласта Бт на месторождении проводились гидродинамические исследования.

Исходными данными для анализа ГДИС являются замеры пластовых давлений глубинными манометрами.

6.3.1 Проведение ГДИС на скважине 2188

Кривая восстановления давления (КВД) по скважине 2188 была записана ТМС-датчиком в период с 24 февраля по 3 марта 2017 г. во время остановки скважины на плановое исследование (расположение скважины показано на рис. 60). Давление пересчитано на отметку кровли по гидростатике с учётом текущей обводнённости. Инструментальный замер представлен на (рис. 61).

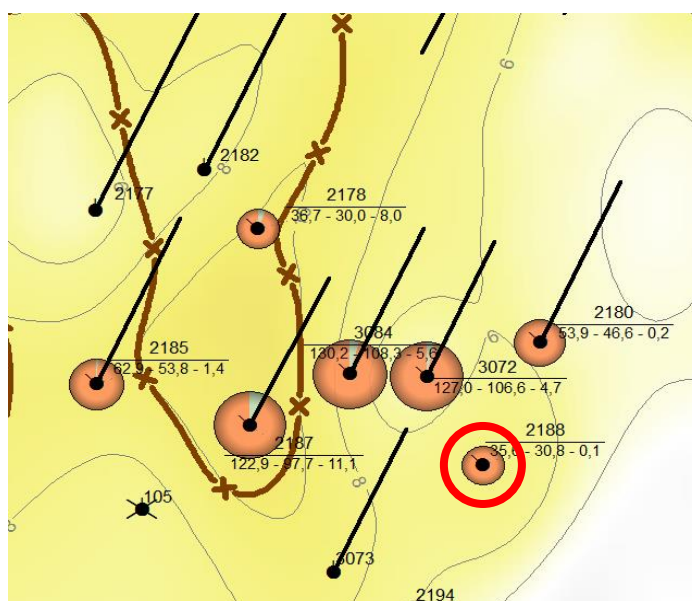


Рис.60. Расположение исследуемой скважины 2188 на карте.

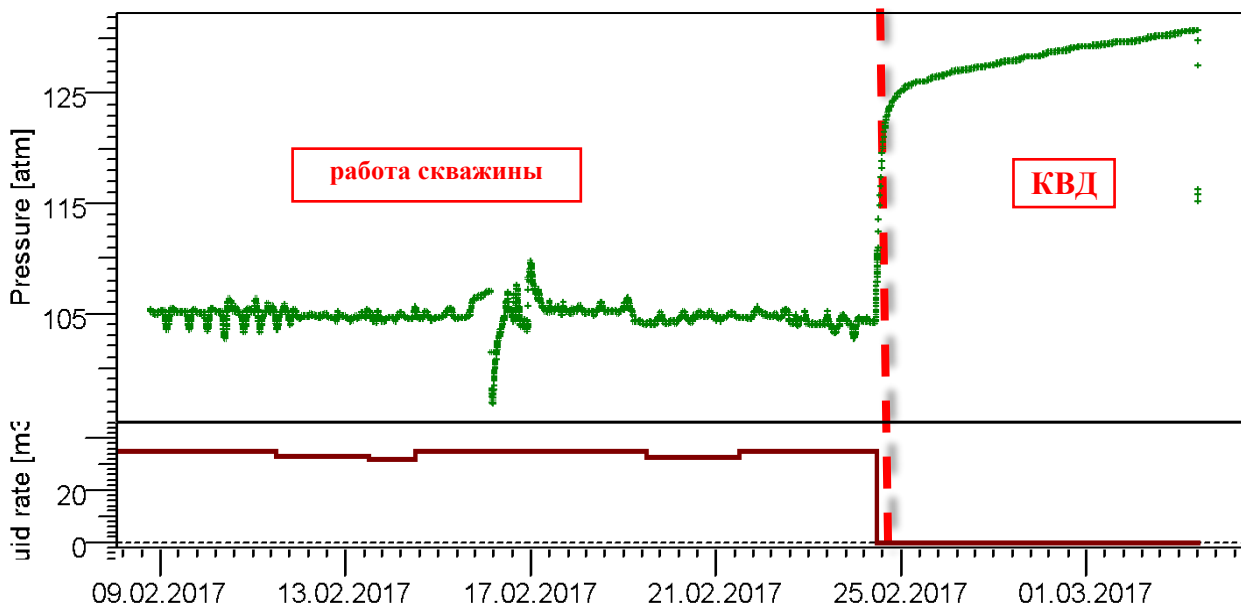


Рис. 61. Инструментальный замер по скважине 2188.

Для интерпретации использована модель вертикальной скважины, вскрывающей радиально-однородный пласт. Исходные параметры, использованные для интерпретации КВД, приведены в табл. 3.

Таблица 3.

Исходные параметры для КВД по скважине 2188.

Параметр	Значение
Вязкость пластовой жидкости, сПз	6,49
Объёмный коэффициент жидкости, м ³ /м ³	1,12
Общая сжимаемость, 1/атм	1,6*10 ⁻⁴
Пористость, доли ед.	0,163
Средняя эффективная мощность нефтенасыщенной части, м	7

На билогарифмическом графике (рис.62) четкий выход на радиальный режим отсутствует из-за проявления граничных условий через 30 часов после начала исследования. Положение радиальной полки выбрано по перелому тренда производной давления (см. табл. 3.).

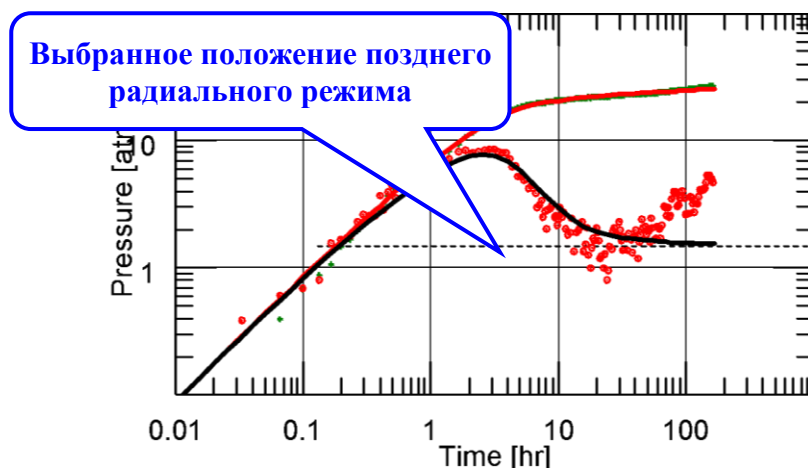


Рис. 62. Билогарифмический график по скважине 2188.

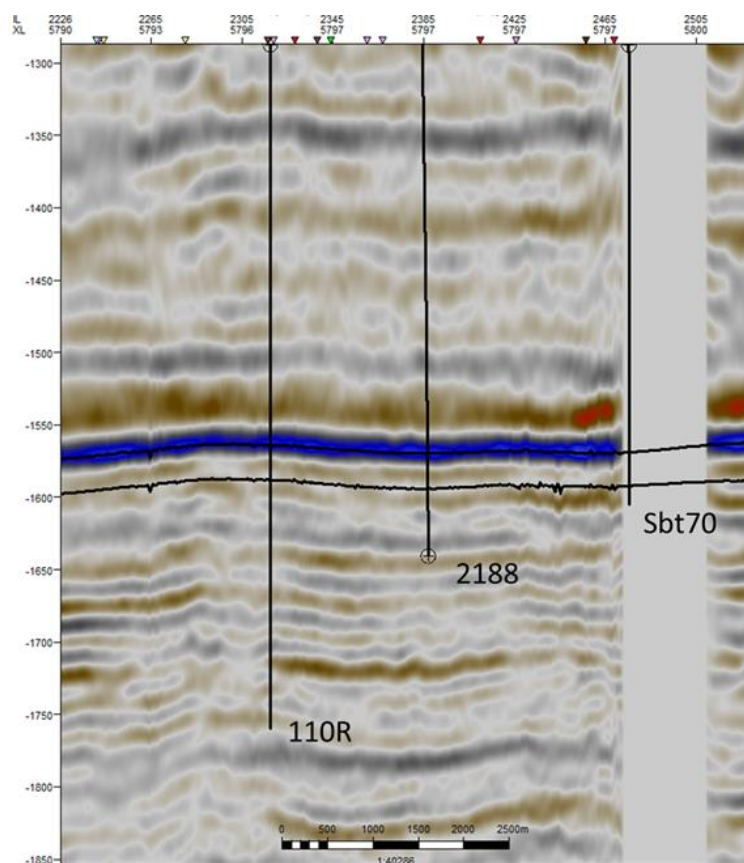
Таблица 4.

Результаты интерпретации КВД по скважине 2188.

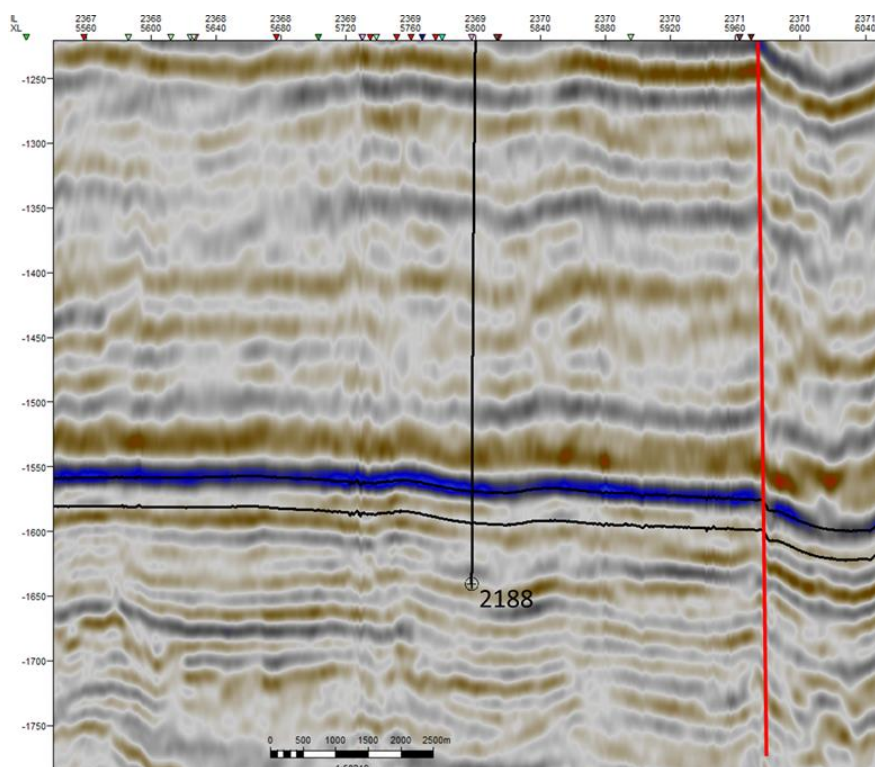
Параметр	Значение
Проницаемость (эфф. по нефти), мД	225
Механический скин-фактор	0,1
$K_{\text{прод}}$, м ³ /сут/атм	1,2
Пластовое давление, атм	132,8

Рост производной мог быть вызван одним из возможных факторов влияния, перечисленных ниже.

1. Наличие в районе скважины непроницаемой границы (тектонического разлома), в данном случае диагностический график имеет вид, представленный на (рис. 63). По результатам интерпретации расстояние до границы порядка 200 м. Но данная теория не подтверждается сейсмоданными, т.к. на разрезах 3D сеймики нарушений вблизи скважины не обнаружено (рис. 64).



б) сейсморазрез с юга на север



в) сейсморазрез с запада на восток

Рис. 64. Сейсмические разрезы в районе скважины 2188.

2. Наличие в районе скважины значительных неоднородностей по ФЕС, нефтенасыщенной толщине либо свойствам пластового флюида, в данном случае диагностический график имеет вид, представленный на (рис. 65). Данный график соответствует уменьшению гидропроводности в районе скважины 2188 в 15 раз.

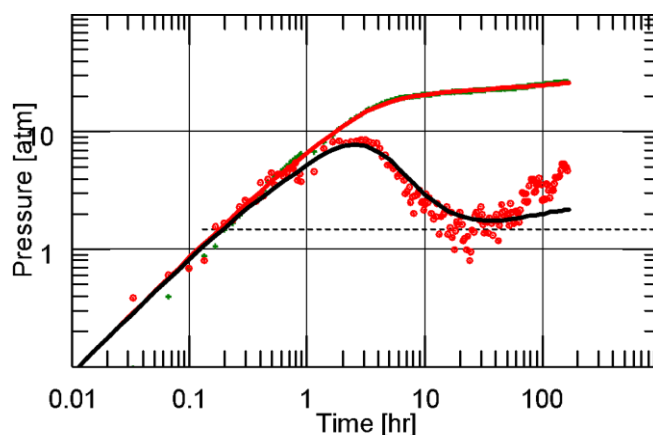


Рис. 65. Билогарифмический график по скважине 2188 с учетом наличия композитной зоны.

Определенное пластовое давление (132,8 атм без влияния и 135,9 атм с учётом граничных условий) носит аномально высокий характер. По скважине 2178, находящейся примерно на равном расстоянии от зоны активных отборов КП 53, зафиксировано $R_{пл}$ на уровне 125 атм., что является признаком наличия геологической неоднородности в виде глинистой перемычки между скважинами.

6.3.2. Проведение ГДИС между скважинами 3358 – 3357 и 3418 – 3419

Согласно проведенного ГДИС выявлено, что между скважиной 3358 и соседней 3357 (рис. 66) на билогарифмическом графике отсутствует взаимодействие, хотя по результатам моделирования в ПО Saphir оно должно присутствовать (рис. 67). Данный факт хорошо согласуется с теорией о наличии глинистой перемычки на границе ВНК и может указывать на различие целей закачки и их разобщённость. Также этот факт дополнительно подтверждает уход воды не в целевую часть пласта Бт.

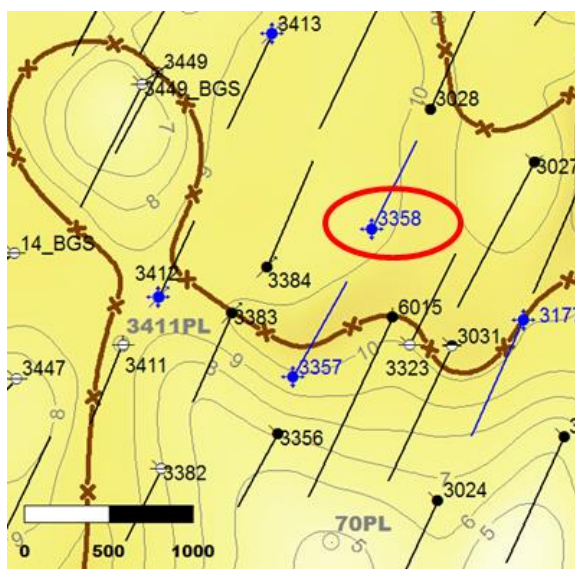
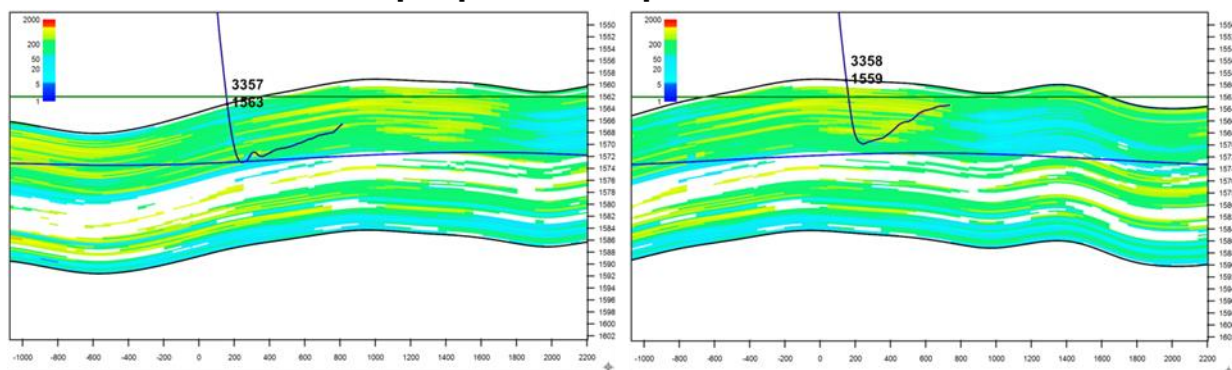
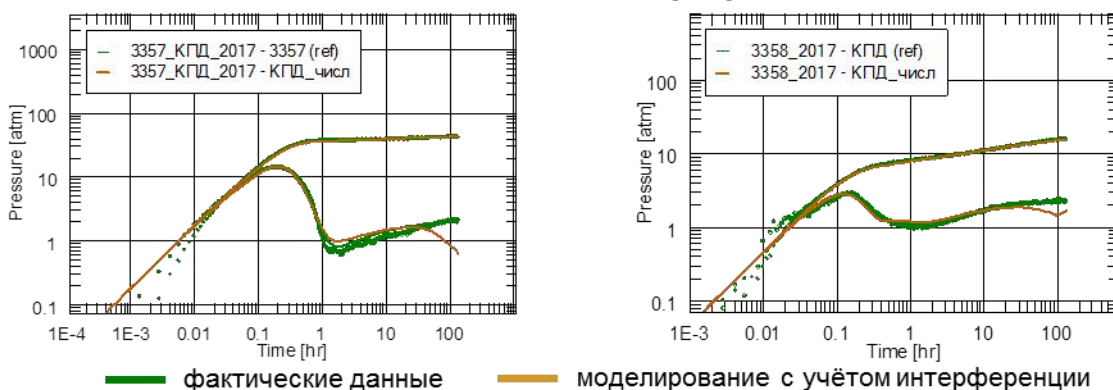


Рис. 66. Карта расположения скважин.

Георезрезы по проницаемости



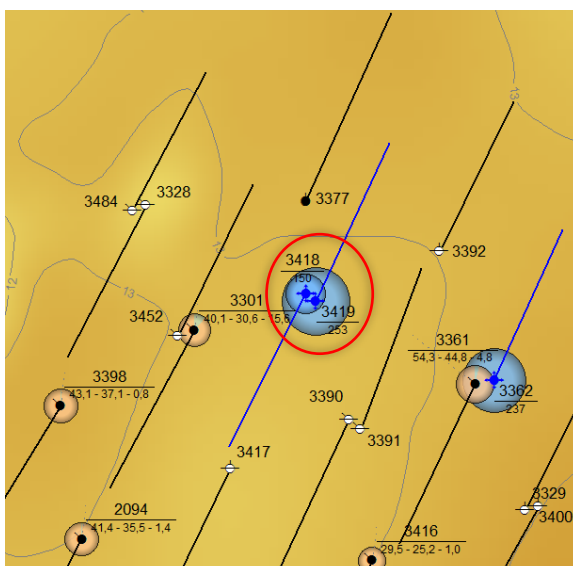
Диагностические графики



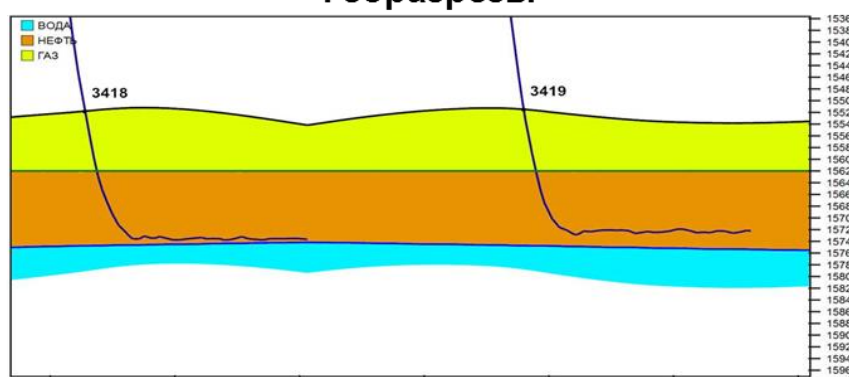
№ скв.	Начало ГДИ	Приёмистость, м3/сут	Нэфф, м	Лэфф, м	Рзаб, атм	Рпл, атм	Кприём, (м3/сут)/атм	к, мД	Smех
3357	02.07.2016	243	10	450	177	118	4,1	125	8,7
3357	08.07.2017	195	10	450	179	136	4,5	120	8,2
3358	11.08.2016	370	9,2	550	170	123	7,9	110	0,8
3358	02.06.2017	340	9,2	550	150	134	21,3	200	1,2

Рис. 67. Оценка взаимовлияния скважин 3358 и 3357.

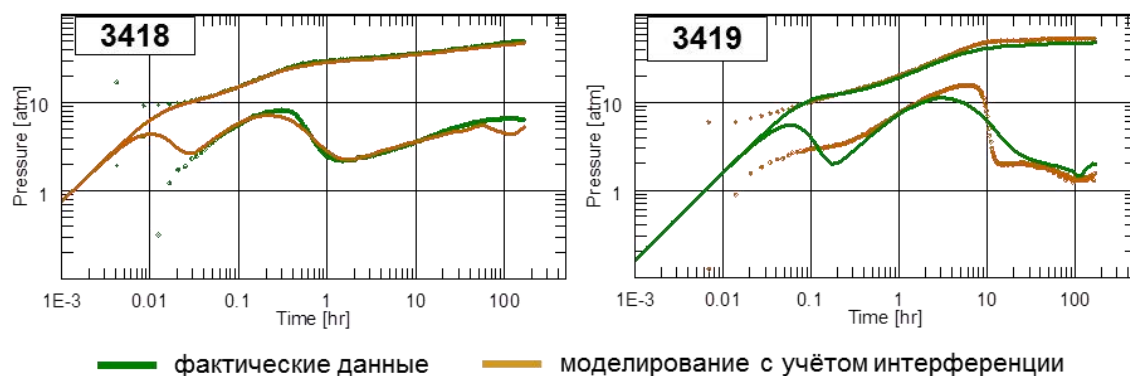
Аналогичный случай со значительным различием фазовой проницаемости отмечается на соседних скважинах 3418 и 3419. Отличие в том, что здесь наблюдается одностороннее влияние скважины 3418 на 3419 (рис 68.).



Георазрезы



Диагностические графики



№ скв.	Начало ГДИ	Приёмистость, м3/сут	Нэфф, м	Лэфф, м	Рзаб, атм	Рпл, атм	Кприём, (м3/сут)/атм	к, мД	Smex
3418	06.07.2017	150	12,7	297	194	130	2,4	25	1,3
3419	09.09.2017	250	13	115	187	133	4,7	108	0,6

Рис. 68. Оценка взаимовлияния скважин 3418 и 3419.

Т.е. на основании ГДИС по данным скважинам можно сделать аналогичные выводы: закачка приходится на различные по насыщению части пласта

Бт, разобщённые между собой глинистой перемычкой.

6.3.3. Проведение ГДИС на скважине 3242

В условиях наличия газовой шапки, при проведении ГДИС на скважинах диагностический график в правой части имеет нисходящий характер, связанный со значительным увеличением гидро- и пьезопроводности в газовой области.

При проведении ГДИС на скважине 3242 наоборот, отмечается рост производной (рис. 71), что является подтверждением наличия непроницаемой границы, либо серии непроницаемых границ.

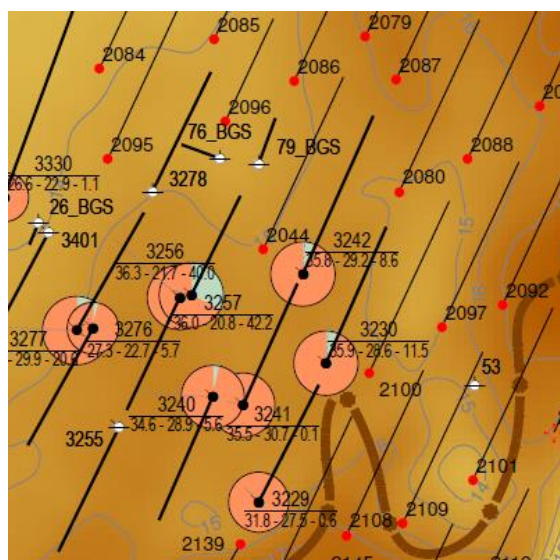


Рис. 69. Карта расположения скважин.

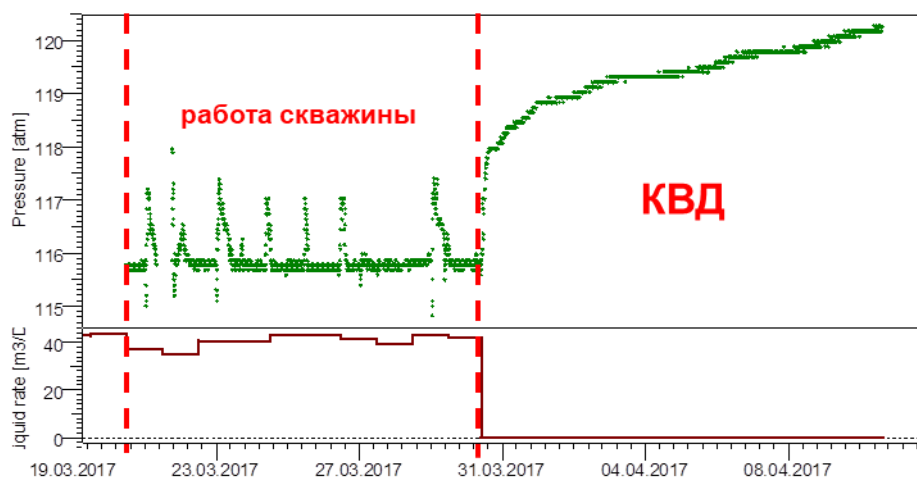


Рис. 70. Данные инструментального замера

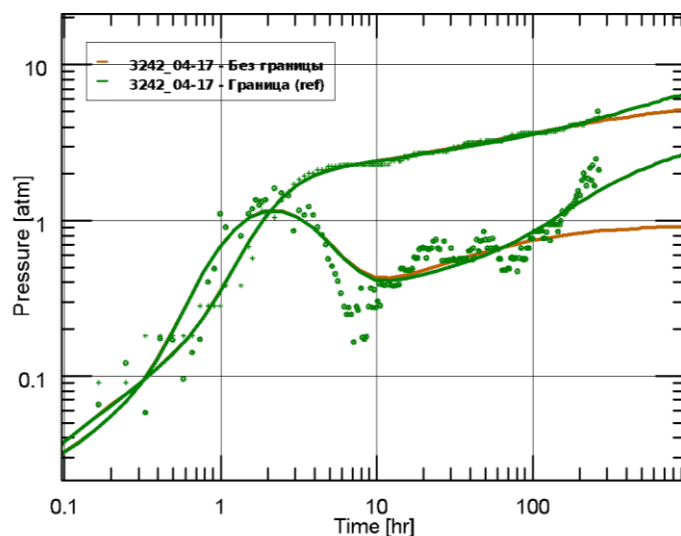


Рис. 71. Диагностический график.

Наилучшее схождение при моделировании в ПО Saphir было обеспечено при использовании модели двух пересекающихся границ под углом 90 град., и расположенных на расстоянии 300 м от скважины (рис.72).



Рис. 72. Модель пересекающихся границ.

Данный факт подтверждает гипотезу о наличии глинистой перемычки и указывает на дренирование в ограниченной области.

В результате проведения гидродинамических исследований, было подтверждено наличие геологической неоднородности в виде глинистой перемычки между скважинами.

6.4. Результаты проведения трассерных исследований

Результаты проведенных исследований так же подтверждают отсутствие связи по ряду близ расположенных скважин, что так же говорит о наличии геологической неоднородности внутри изучаемого объекта.

В период 2015 – 2018 гг. исследования с применением прокачки меченых жидкостей были проведены на 7 скважинах системы ППД и мониторингом выхода в 29 контрольно-наблюдательных скважинах.

6.4.1. Участок нагнетательной скважины № 3357

Закачка индикатора в нагнетательную скважину была выполнена в августе 2016 года. Среднегодовая приемистость по скважине составляет 225 м³/сут.

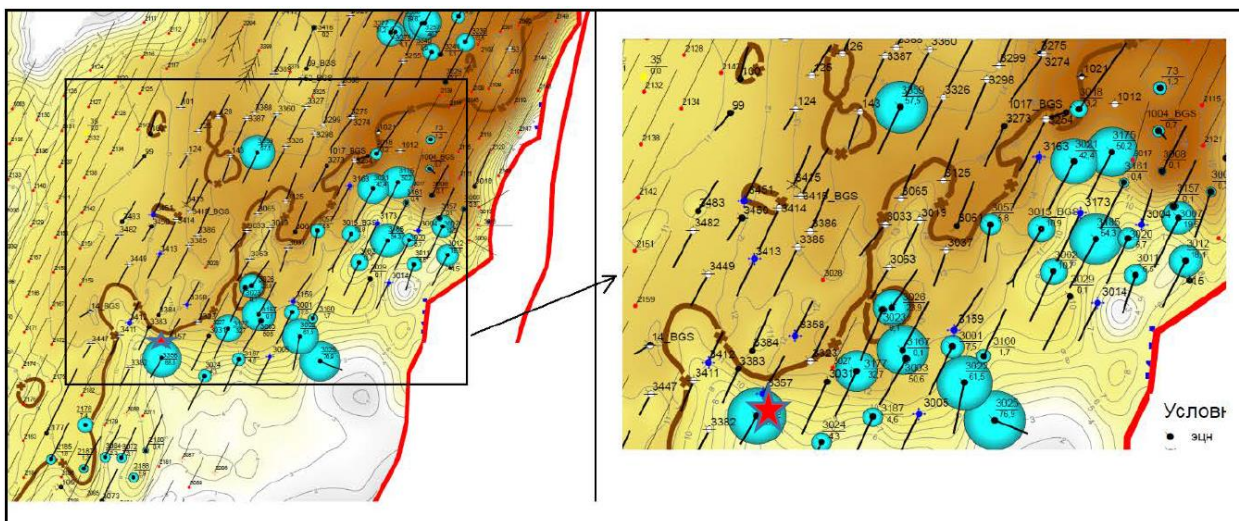


Рис. 73. Выкопировка из карты участка проведения работ.

Расстояния между скважиной 3357 и контрольно-наблюдательными скважинами представлено в таблице 5.

На рисунке 74 показано распределение фильтрационных потоков в пределах нагнетаемой скважины №3357. При построении указанного распределения использовалось отношение производительности проницаемой системы к суммарной закачке воды (на диаграмме указаны распределения в % от общего объема нагнетаемой воды к добывающим скважинам).

Данные контрольно-наблюдательных скважин.

№ реагирующих скважин	Расстояние до нагнетательной скважины №3357, м
14	1814
3003	2189
3021	5800
3022	2996
3025	3465
3175	6336
3185	5471
3275	6579
3356	352
3359	4796
3450	2675

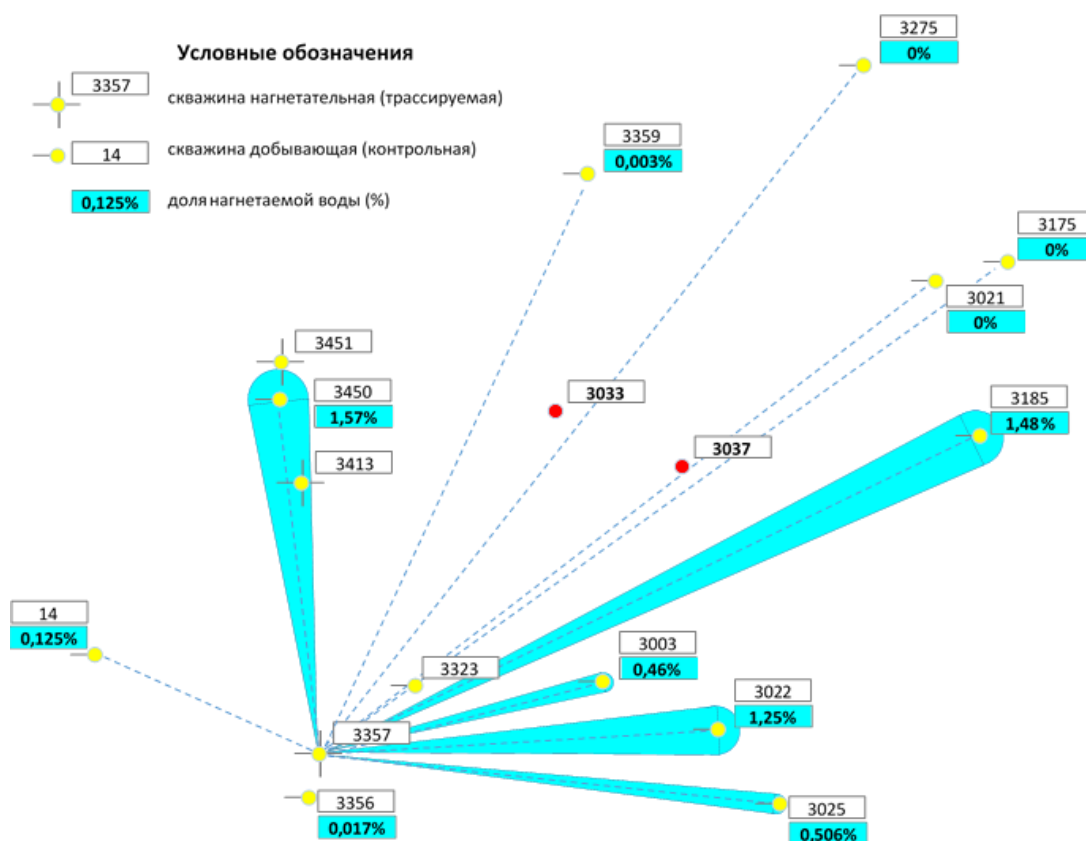


Рис. 74. Распределение фильтрационных потоков по результатам закачиваемой жидкости в нагнетательную скважину №3357.

Как видно на (рис 74), закачка воды не распространяется в направлении

скважины №3359. По данным ГДИС (см. п. 6.3.2) так же отмечается отсутствие влияния фильтрационных каналов в данном направлении, что дополнительно подтверждает наличие геологической неоднородности в виде глинистой перемычки между скважинами.

При этом отмечается, что основное направление закаченной трассерной жидкости было получено на скважине 3185, которая расположена на большем расстоянии от скважины 3357 (расстояние между скважинами №№3357 и 3059 составляет 4796 метров, расстояние между скважинами №№3357 и 3185 составляет 5471 метр).

6.4.2. Участок реагирующей контрольно-наблюдательной скважины № 3021

Закачка индикатора в нагнетательные скважины №№3357, 3173, 3163 и 3004 проведенная в период 2016 – 2017 гг. показала отсутствие влияния фильтрационных каналов в направлении скважины №3021.

Расстояния между контрольно-наблюдательной скважиной 3021 и влияющими скважинами представлено в таблице 6.

Таблица 6.

Данные контрольно-наблюдательных скважин.

№ влияющих скважин	Расстояние до контрольно-наблюдательной скважины №3021, м
3157	5800
3163	526
3173	748
3004	1376

Как видно на рисунках 75 – 78 между контроль-наблюдательной скважиной 3021 и влияющими скважинами №№ 3357, 3173, 3163 и 3004 отсутствует влияние фильтрационных каналов, что является признаком наличия геологической неоднородности в виде глинистой перемычки между скважинами.

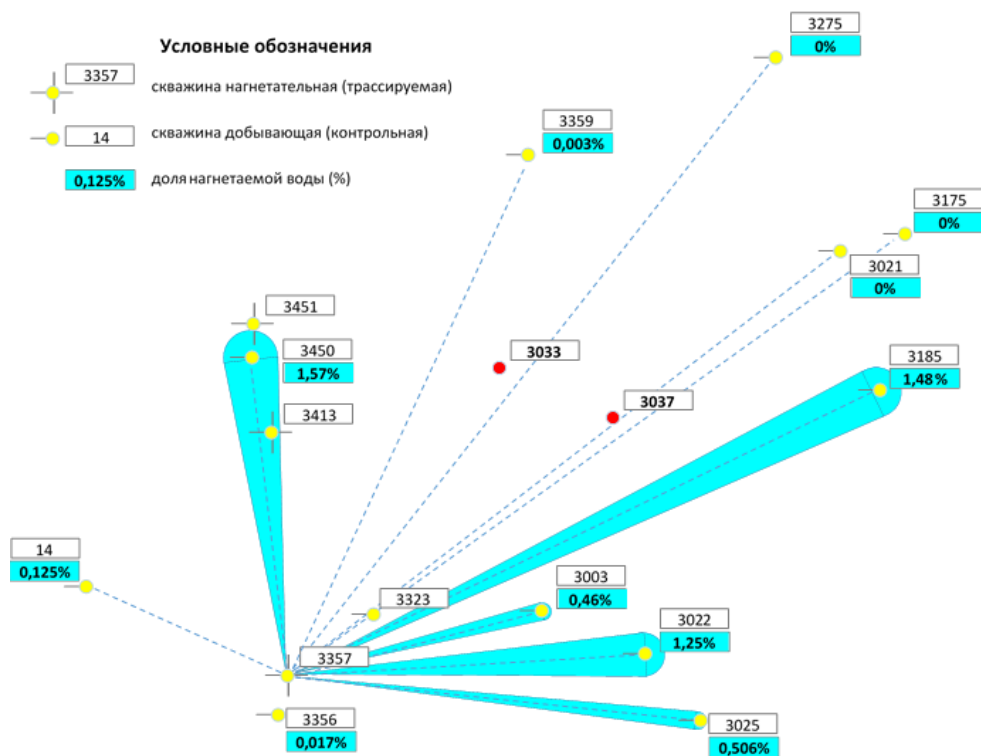


Рис. 75. Распределение фильтрационных потоков по результатам закачиваемой жидкости в нагнетательную скважину №3357.

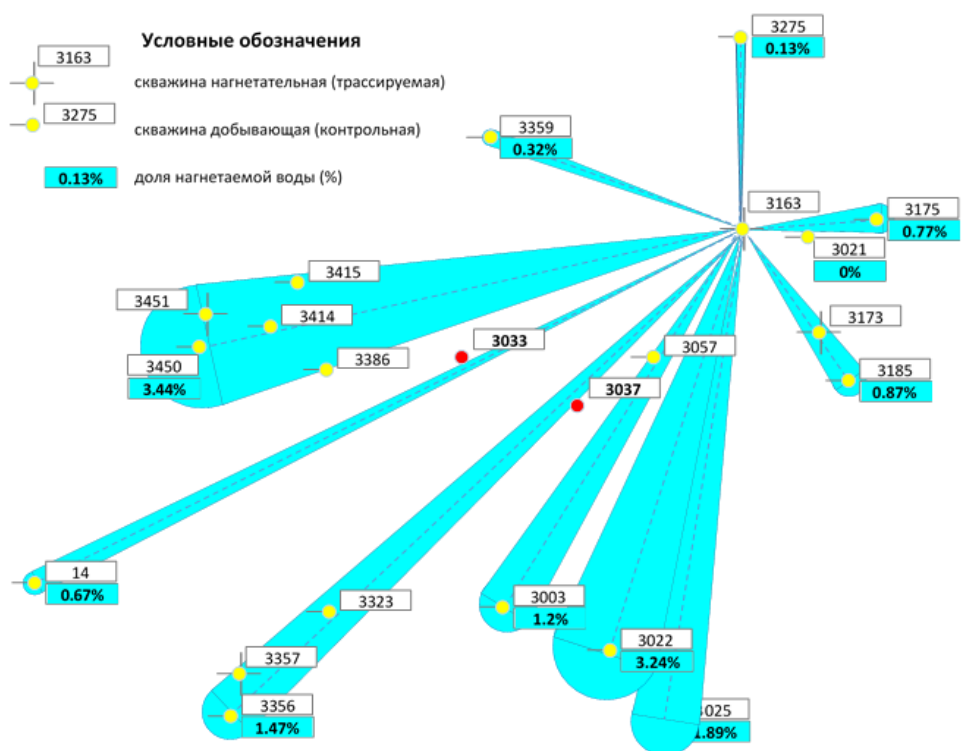


Рис. 76. Распределение фильтрационных потоков по результатам закачиваемой жидкости в нагнетательную скважину №3163.

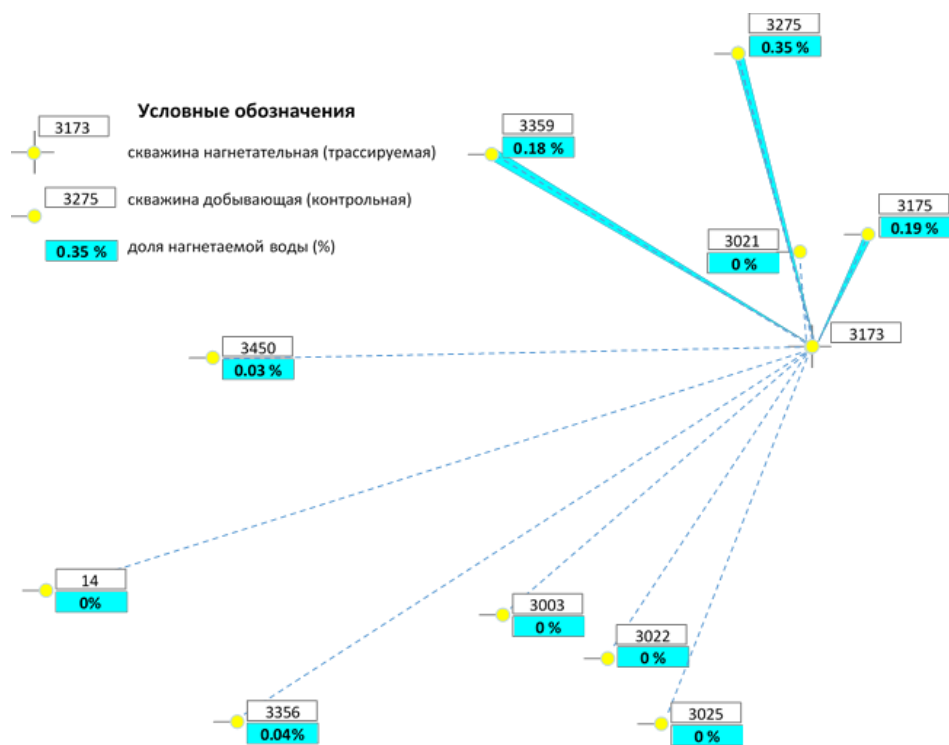


Рис. 77. Распределение фильтрационных потоков по результатам закачиваемой жидкости в нагнетательную скважину №3173.

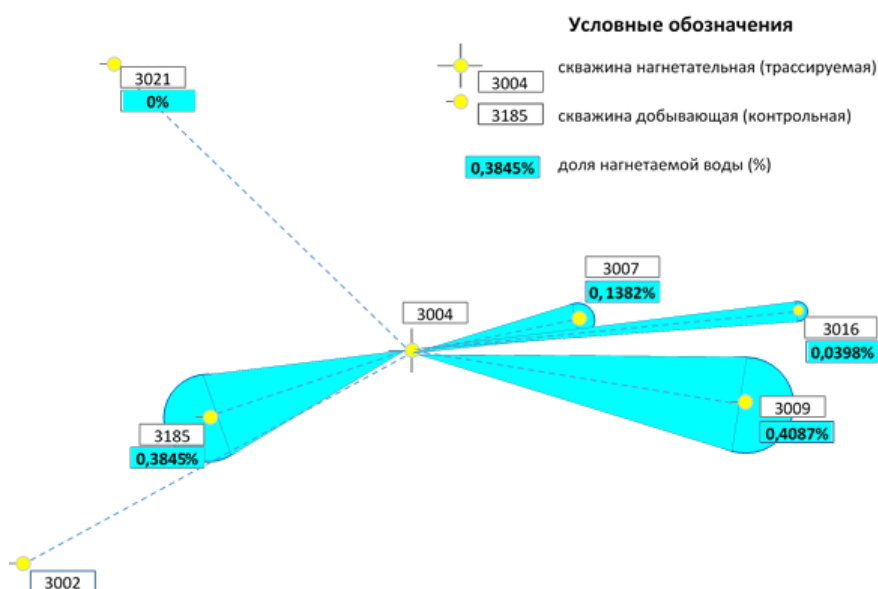


Рис. 78. Распределение фильтрационных потоков по результатам закачиваемой жидкости в нагнетательную скважину №3004.

В тоже время на данных рисунках представлены данные, по которым видно, что в скважины окружения, находящиеся на большем удалении (скважина №3185 – 5471 метр; скважина №3025 – 4038 метр; скважина №3275 – 2478 метр) наблюдается поступление меченной жидкости, закачиваемой во

влияющие скважины, что является обоснование гидродинамической связи данных контрольно-наблюдательных скважин с влияющими.

В результате проведения трассерных исследований, было подтверждено наличие геологической неоднородности, что хорошо согласуется с теорией о наличии глинистой перемычки.

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено, что песчаники ботубинского продуктивного горизонта накапливались в условиях флювиальной (речной) дельты с волновым влиянием. Предложенная модель предполагает последовательную смену фаций от глубоководно-морских к пляжевым песчаникам в результате проградации дельты вглубь бассейна. Дополнительно внутри пласта выделяется трансгрессивная поверхность, представленная в восточной части месторождения аргиллитами, а в западной – алевролитами. Корреляция выделенных фаций по скважинам представлена на (рис. 79) и приложении №1. Теоретическая модель строения пласта и сопоставление с имеющимися скважинными данными приведены на (рис. 80).

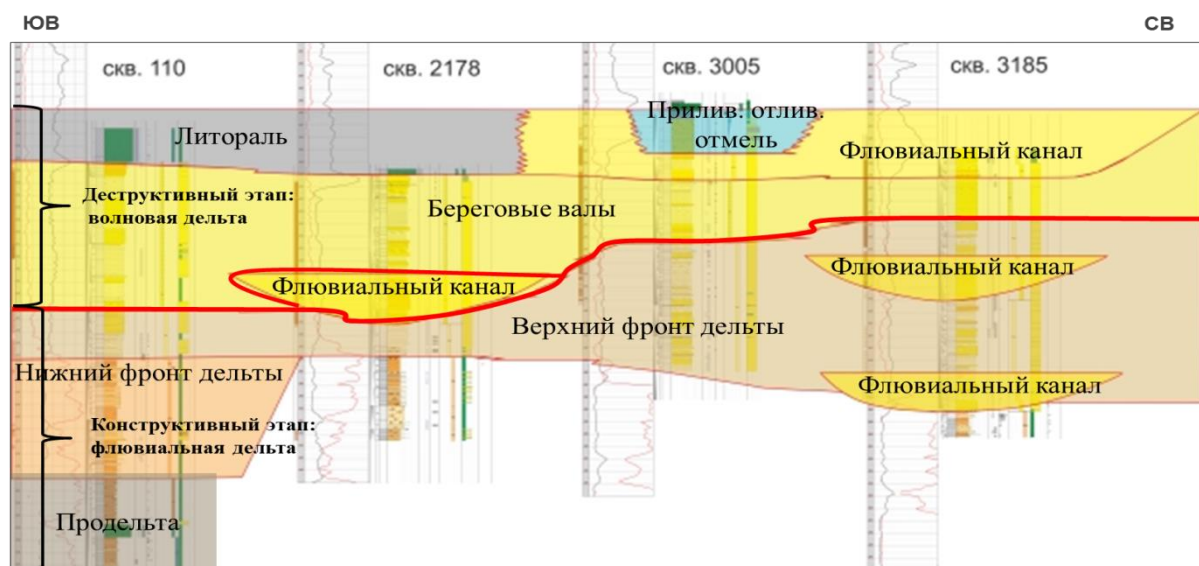


Рис. 79. Выделение фаций по данным седиментологического анализа (согласно построениям А.В. Плюсина и А.П. Вилесова, 2017).

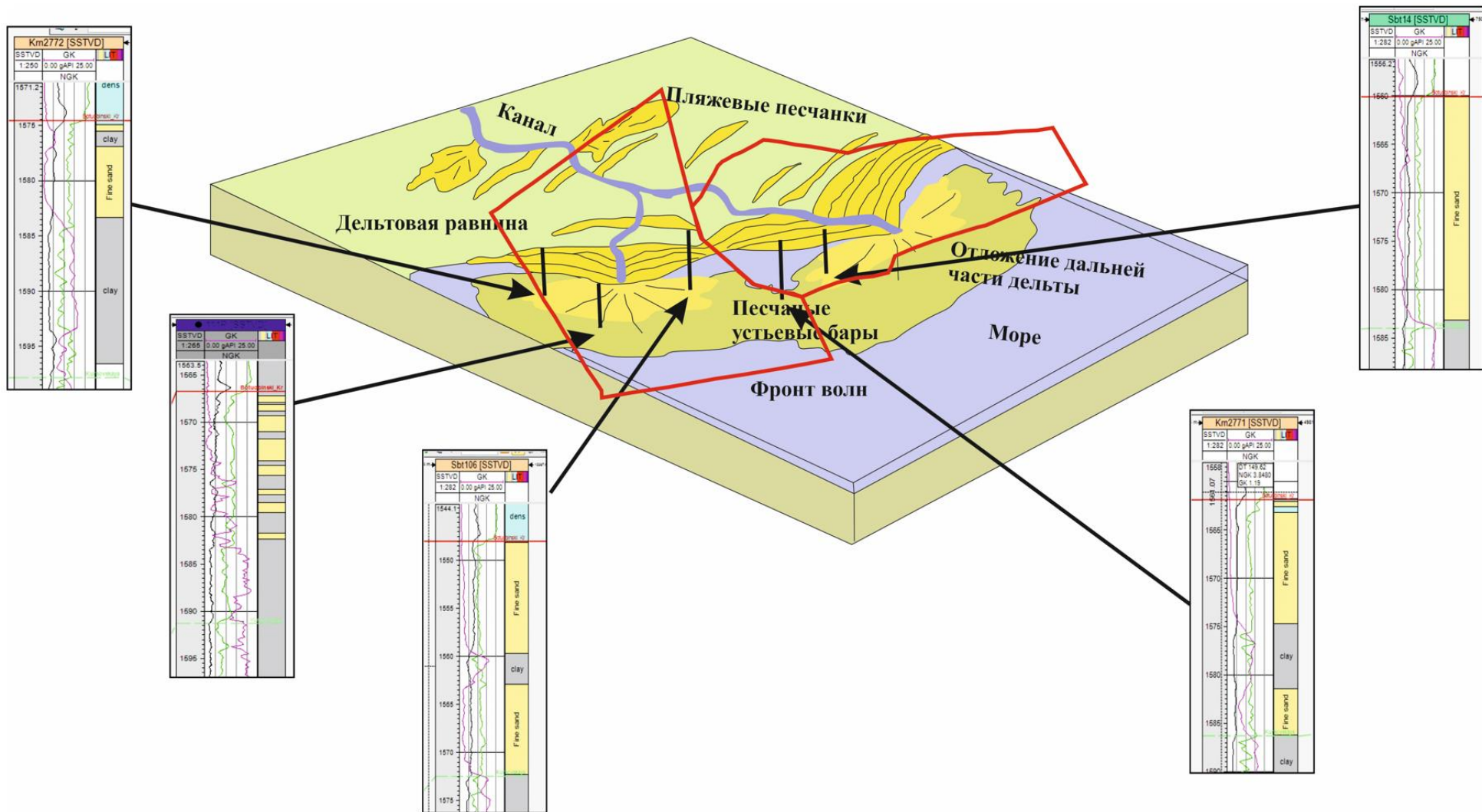


Рис. 80. Строение продуктивного пласта по скважинам и реконструированная палеогеографическая модель.

Дельтовый фациальный комплекс состоит из отложений: дельтовой равнины; фронта дельты; продельты.

В пределах дельтовой равнины имеются русла рек с характерным переплетением между собой, борта их в вендское время не были скреплены с помощью растений.

Осадки накапливаются наиболее интенсивно в фронте дельты, где наблюдаются отложения с песчаным составом. Разгрузка осадочного материала в подводную зону Верхней части фронта дельты (фация ФДв) происходит именно в фронте дельты, где аналогично формируется и руслово-баровый комплекс (фация РБК). Фация РБК состоит из распределительных каналов, а также междельтовых устьевых баров. Что касается устьевых баров, то для них происходит характерное укрупнение размера зерен вверх (процесс роста бара). Однако иногда наблюдается срез распределительными каналами верхней его части, которые снабжают устьевые бары осадком. В связи с этим, возникает невозможность выделения распределительных русел и междельтовых баров друг от друга. Происходит это прежде всего из-за неравномерно накапливающихся слабо выраженных лопастей дельты. Распределительные русла и междельтовые бары образуются вблизи друг друга, когда русло реки начинает меняться. Тем самым происходят процессы наложения и прорезания распределительных каналов в устьевые бары. Так же наличие двойных глинисто-алевритовых слоев говорит о воздействии приливно-отливных процессов.

Участок Нижней части фронта дельты (фация ФДн) содержит в себе более глинистые осадки, характеризующиеся фацией Оползней фронта дельты (фация ОФД). Присутствие данной фации способствовало выявлению дельтового фациального комплекса, признаком данного комплекса выступают различные по масштабу оползания берегов. Упомянутая фация отличается особой конволютной слоистостью слагающих пород.

Участок осадения тонкого материала из взвеси – это продельта. Породы продельты (фация Прд) характеризуются главным образом глинистыми алевритами и аргиллитами. На (рис. 81) отображены породы продуктивного

пласта БТ по данным седиментологических исследований (область выделения обведена красной рамкой).

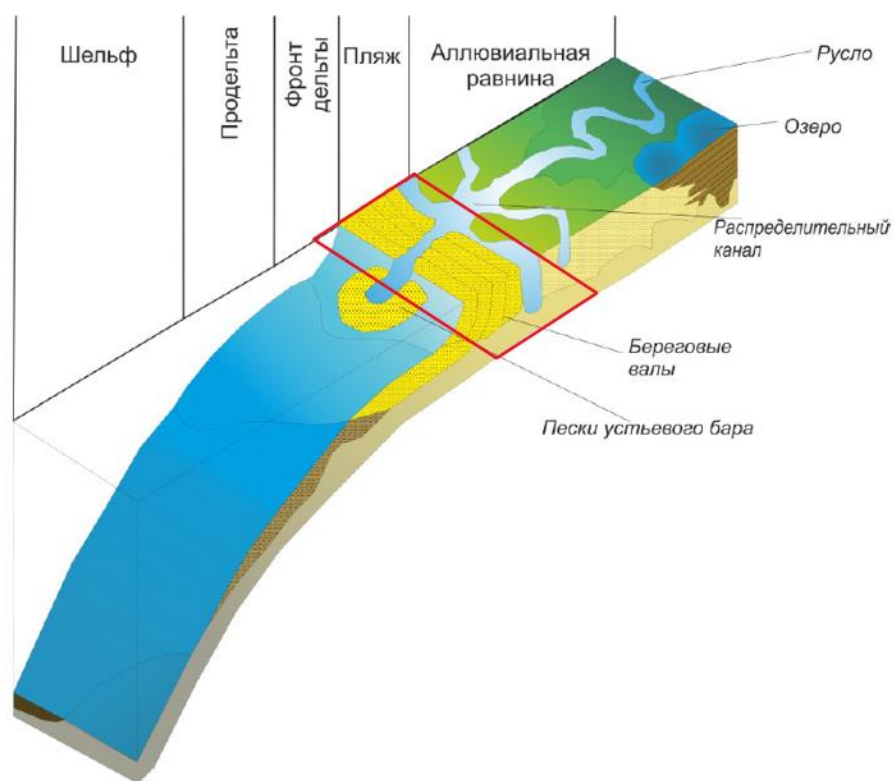


Рис. 81. Блок-модель дельтового фациального комплекса (Allen, 1989).

Стохастическая инверсия сейсмических данных позволила получить трехмерный прогноз куба литологии по литотипам «коллектор», «глинистый неколлектор» и «карбонат». Было установлено линзовидное строение пласта Бт, которое наилучшим образом визуализируется с использованием– трехмерных тел, выделенных из прогнозного куба литологии.

На рисунке 82 приведены трехмерные модели тел «нижней» и «верхней» линз.

Курунгского ЛУ и отсечены разломом от основного тела бара, что и обусловило гидродинамическое разобщение этих объектов. Некогда сформированная залежь была запечатана разломом и начала вести себя как две независимые залежи после этого события.

При помощи полученных данных кернавого материала и корреляции скважин с кернам, анализа стахостической инверсии, данных ГДИС и трассерных исследований, песчаники продуктивного горизонта Бт разбиты на шесть песчаных линз (рис. 83).

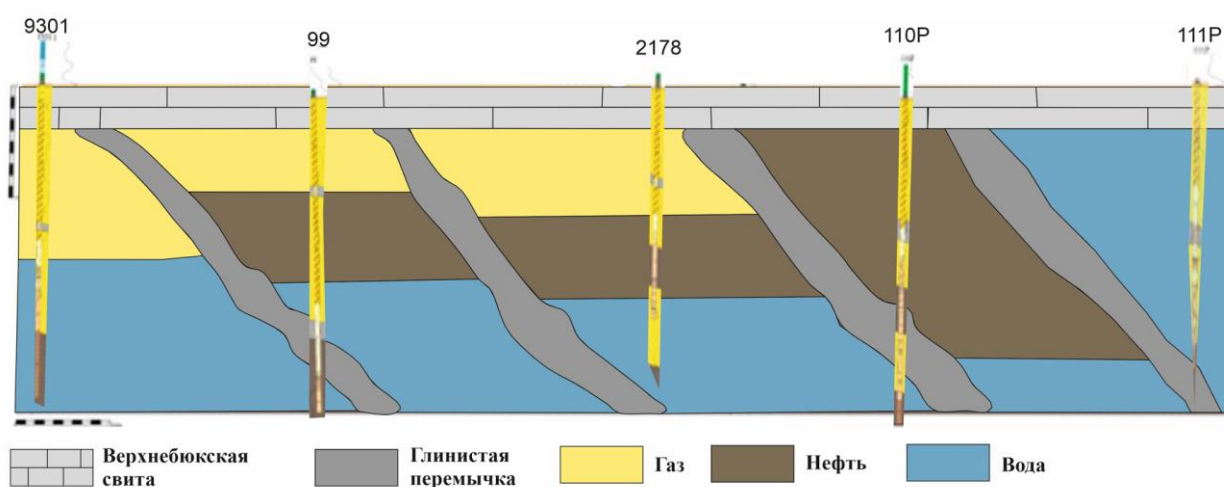


Рис. 83. Корреляция разрезов скважин фациального профиля бюкской свиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы впервые осуществлен комплексный подход с целью изучения пород продуктивного горизонта (бюкская свита), который заключался в использовании результатов седиментологического анализа керна, стохастической инверсии, а также данных геофизических, гидродинамических и трассерных исследований скважин. Это позволило построить новую модель осадконакопления продуктивного горизонта.

Установлено, что в районе Среднеботуобинского месторождения пласт БТ приурочен к древней дельте, формирование которой происходило в две фазы: конструктивную и деструктивную.

В первую фазу развития произошло интенсивное поступление терригенного материала с континента и формирование дельты флювиального типа. В деструктивную фазу развития совершился переход к преобладанию волновых процессов с приливно-отливным влиянием и формированием дельты волнового типа.

Новая модель существенно отличается от базового цикла геологоразведочных работ и позволяет реконструировать последовательность смены фаций от глубоководно-морских к шельфовым и прибрежным. Отмечено, что внутри продуктивного тела выделяется трансгрессивная поверхность, представленная в восточной части месторождения аргиллитами, а в западной – песчаниками.

Проведенные палеогеографические реконструкции позволили определить следующее:

1. Источник сноса обломочного материала находился на северо-западе НБА. Снос материала происходил с северо-запада на юго-восток. По мере углубления бассейна седиментации пески фациально замещались вначале глинистыми отложениями, а затем хемогенными. Привнос терригенного материала в палеобассейн осуществлялся целым рядом флювиальных систем, формирующих впоследствии дельтовые тела.

2. Выделенные тела нефтегазонасного коллектора имеют сходные фациальные комплексы в зависимости от условий осадконакопления, которые были обусловлены единой провинцией питания и единым гидродинамическим режимом.

3. Наличие различной насыщенности пород флюидом по площади, наклонные контакты водонефтяные/газонефтяные контакты и отсутствие взаимовлияния между рядом расположенных скважин свидетельствует о разделении глинистыми перемычками продуктивного пласта (Бт) на шесть самостоятельных линз, образованных в результате формирования речных дельт. Глинистая перемычка (аргиллитовая пачка) прослежена вдоль всей осевой части продуктивного тела. Она изолирует песчаники, залегающие ниже ее, в самостоятельный гидродинамический горизонт. Эту пачку предлагается выделить в самостоятельный горизонт ботубинский-2. Данная особенность строения ботубинского горизонта в пределах Среднеботубинского месторождения имеет существенное значение, так как изменяет объем ботубинского горизонта, как объекта разработки.

4. Предложенная модель строения продуктивного пласта (Бт) Среднеботубинского месторождения может служить основой для построения актуализированной гидродинамической модели способствующей доразведки месторождения и минимизации экономических рисков при разработке.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Авдеева В.И. Стратиграфия позднедокембрийских отложений Ботуобинского газоносного района // Новое в стратиграфии и палеонтологии позднего докембрия Сибирской платформы: Изд-во ИГиГ. Новосибирск, 1978. С. 76–84.
2. Авдеева В.И., Драгунов О.Д., Ковтун А.С. и др. Стратиграфия позднедокембрийских отложений Ботуобинского газоносного района / Отв. ред. Хоментовский В.В. Сб. научн. тр. // Новое в стратиграфии и палеонтологии позднего докембрия Сибирской платформы: ИГиГ СО АН СССР. Новосибирск, 1978. С. 78–84.
3. Авербух А.Г. Методика интерпретации данных сейсморазведки при интегрированном изучении нефтегазовых резервуаров // Геофизика. 1998. №1. С. 13–19.
4. Аипов Н.А., Неделько О.В., Вилесов А.П., Макарова А.А., Крохалева О.А., Лазаренко С.А. Построение геологической модели ботуобинского горизонта Среднеботуобинского месторождения на основе комплексирования геолого-геофизических и промысловых данных. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 10 (346). С. 62–67.
5. Акулов Н.И., Валеев Р.Р. Особенности геологического строения Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения // Известия Иркутского государственного университета. Серия «Науки о земле». 2016. Т. 18. С. 3–13.
6. Акулов Н.И., Валеев Р.Р. Палеорельеф фундамента Сибирской платформы и его влияние на формирование нефтегазоконденсатных месторождений // Отечественная геология. 2017. № 6. С. 72–79.
7. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ // В.П. Алексеев: Изд-во УГГГА. Екатеринбург, 2002. 147 с.
8. Анциферов А.С. Геология нефти и газа Сибирской платформы: Учеб.-метод. пособие // А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов; под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимук. М.: Недра, 1981. 552 с.

9. Анциферов А.С. Непско-Ботуобинская антеклизы – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР // под ред. А.Э. Конторова, В.С. Суркова, А.А. Трофимук. Новосибирск: Наука, 1986. 245 с.

10. Бакин В.Е. Месторождения нефти и газа в кембрийских и докембрийских отложениях Сибирской платформы // Геология, условия формирования и методика разведки месторождений нефти и газа в палеозойских и мезазойских отложениях Сибирской платформы: Изд-во СНИИГГиМС. Новосибирск 1978. С. 26–46.

11. Бакин В.Е. Основные закономерности распространения коллекторов венд-рифейского терригенно-карбонатного комплекса юго-западных районов ЯССР // Вопросы нефтегазоносности и угленосности Центральной и Южной Якутии: Изд-во ЯФ СО АН СССР. Якутск, 1980. С. 42–47.

12. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология (Терригенные коллектора) // Томск: Центр профессиональной подготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2007. 155 с.

13. Белозерова Н.Н. Песчаники вендского нефтегазоносного комплекса Непско-Ботуобинской антеклизы – закономерности формирования и распространения, вещественный и гранулометрический составы // геология коллекторов нефти и газа венда – нижнего палеозоя Сибирской платформы: Изд-во ВНИГРИ. Л, 1986. 203 с.

14. Бурова И.А. Влияние колебательных движений блоков фундамента Сибирской платформы на формирование нефтегазоносных комплексов в отложениях венд-кембрийского осадочного чехла // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018. Т. 13. № 1. 174 с.

15. Бурова И.А. Использование секвенс-стратиграфического подхода для реконструкции седименто-литогенеза терригенно-карбонатного венд-нижнекембрийского комплекса северной части Непско-Ботуобинской антеклизы Сибирской платформы // Секвенсстратиграфия нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ: тез. докл. СПб.: Изд-во ВНИГРИ, 1995. 125 с.

16. Валеев Р.Р. [и др.]. Комплексный подход к решению проблемы дефицита воды для системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений восточной Сибири (на примере Среднеботуобинского НГКМ) // Разработка нефтяных и газовых месторождений: Иркутск, 2019. С. 55–67.

17. Васильев В.Г. Перспективы нефтегазоносности Восточно-Сибирской платформы: Учеб. пособие; ред. В. Г. Васильева. Москва: Изд-во М.: Недра 1968. 331 с.

18. Воробьев В.Н. Индексация продуктивных горизонтов венд-кембрийских отложений Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы: Изд-во СНИИГГиМС. Новосибирск, 1981. С. 31–36.

19. Голубкова Е.Ю. Органогенные микрофоссилии в стратиграфии венда юго-востока Сибирской платформы: Геол. исслед.: Дис. канд. Геол-минерал. Наук: 25.00.02 // Е.Ю. Голубкова; Санкт-Петербург. гос. геол. акад. Санкт-Петербург, 2019. 207 с.

20. Гражданкин Д.В. Место венда в международной стратиграфической шкале // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. № 4. С. 73–77.

21. Гринченко В.А., Валеев Р.Р. [и др.]. Особенности проведения сложных промыслово-геофизических исследований по контролю разработкой месторождений в осложненных условиях Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2020. №11. С. 56–61.

22. Гринченко В.А., Валеев Р.Р. [и др.]. Эффективность бурения и заканчивания наклонно-направленных нефтедобывающих скважин в Восточной Сибири через эволюцию горизонтального участка – от одиночных стволов к конструкции "березовый лист" в связи с детализацией геологического строения залежей УВ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2020. №5(329). С. 8–15.

23. Губин И.А. Оценка качества вендских терригенных коллекторов по данным сейсморазведки 3D на Среднеботуобинском месторождении // Геология нефти и газа. 2014. №1. С. 83–90.

24. Гурова Т.И. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы // М.: Недра, 1988. 254 с.

25. Данько Е.А. [и др.]. Интерпретационное сопровождение обработки данных СРР 2Д и 3Д в условиях Восточной Сибири // Недропользование XXI века. 2019. № 6 (82). С. 34–41.

26. Долгова Е.И. [и др.]. Секвенс-стратиграфический и фациальный анализ вендских терригенных отложений на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении (Мирнинский свод Непско-Ботуобинской антеклизы) // Нефтяное хозяйство. 2021. № 8. С. 12–16.

27. Ефимов А.О. Литолого-стратиграфические и тектонические предпосылки нефтегазоносности вендского и кембрийского комплексов северо-востока Непско-Ботуобинской НГО: автореферат диссертации кандидата геолого-минералогических наук: 04.00.17 // Ефимов А.О. Новосибирск, 1985. 23 с.

28. Зверев К.В. Принципиальная фациально-стратиграфическая модель терригенных отложений венда Верхнечонского месторождения (Сибирская платформа) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений 2012. № 9. С. 31–42.

29. Иванов Е.Н., Акинин Д.В., Валеев Р.Р., Никулин Е.В., Султанов Р.Б. Разработка сложнопостроенных залежей с подгазовой зоной и подстиляющей водой на примере Среднеботуобинского месторождения // SPE-182055-RU. – 2016. 14 с.

30. Киселев А.Е. Литологический состав и коллекторские свойства ботуобинского горизонта Среднеботуобинского месторождения // Поиски и разведка месторождений нефти и газа в ЯАССР: Изд-во ЯФСОАН СССР. Якутск, 1976. С. 35–48.

31. Клешин А.Б. [и др.]. Специальная обработка широкоазимутальных данных СРР 3Д с сейсмологических в условиях Восточной Сибири // Недропользование XXI века. 2020. № 3 (86). С. 44–51.

32. Кобяшев А.В., Мандругин А.В., Валеев Р.Р., Юрченко В.Н., Черкасов Н.А. Анализ работы нагнетательных скважин Среднеботуобинского месторождения // Нефтяное хозяйство. Июнь 2019. №6. С. 59–61.

33. Колосов П.Н., Авдеева В.И., Бакин В.Е. [и др.] Стратиграфия верхнедокембрийских и нижнекембрийских отложений Ботуобинского газоносного района Юго-Западной Якутии // Стратиграфия нефтегазоносных отложений Якутии. Сб. научн. тр. Ан СССР. Якутский филиал СО АН СССР. 1980. С. 3–35.

34. Колотущенко Л.Д. Основные продуктивные горизонты Ботуобинского нефтегазоносного района: автореферат диссертации кандидата геолого-минералогических наук: 04.00.17 // Новосибирск, 1984. 96 с.

35. Конторович В.А. Сейсмологическая модель строения терригенных отложений венда центральных районов Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти и газа. 2009. №1. С. 20–25.

36. Конторович А.Е. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления // Ред. А.Е. Конторович. Новосибирск: Гео, 2005. 432 с.

37. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Сибирской платформы Учеб.-метод. пособие // ред. А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук. М.: Недра, 1981. 552 с.

38. Конторович А.Э. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР: Учеб. - метод. пособие // Новосибирск: Изд-во М.: Наука, 1986. 245 с.

39. Конторович А.Э. [и др.]. Тектоника венд-силурийского структурного яруса осадочного чехла Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. 2004. Т. 45, № 1. С. 100–109.

40. Кочнев Б.Б. Стратиграфия вендских отложений юго-западной части Сибирской платформы: Геол. исслед.: Дис. канд. геол-минерал. Наук: 25.00.02 // Б.Б. Корчнев; Новос. гос. геол. акад. Новосибирск, 2002. 210 с.

41. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях. М.: Высшая школа, 1971. 367

с.

42. Леванов А.Н. [и др.]. Обоснование концепции разработки крупного сложнопостроенного месторождения Восточной Сибири на основе гидродинамического моделирования // SPE-176636-RU. 2015. 14 с.

43. Леванов А.Н. [и др.]. Эволюция подходов к разработке нефтяных оторочек терригенных коллекторов месторождений Восточной Сибири // SPE 187772-RU. 2017. 9 с.

44. Лебедев М.В. Литофациальные модели нефтегазоносных горизонтов терригенного венда северо-востока Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области: автореферат диссертации кандидата геолого-минералогических наук: 04.00.17 // Лебедев М.В. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1992. 18 с.

45. Лебедев М.В. [и др.]. Результаты детальной корреляции терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. №8. С. 4–12.

46. Лебедев М.В. Стратиграфическое положение продуктивных горизонтов венда в северо-восточных районах Непско-Ботуобинской антеклизы // Прогноз зон нефтегазонакопления и локальных объектов на Сибирской платформе. Л.: ВНИГРИ, 1988а. С. 57–67.

47. Лебедев М.В. [и др.]. Стратиграфическая схема терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология и геофизика. 2014. № 5-6. С. 874–890.

48. Лебедев М.В. Теоретические основы построения фациальных моделей осадочных нефтегазоносных бассейнов и опыт фациального моделирования терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинского НГО (Сибирская платформа): диссертация доктора геолого-минералогических наук. Тюмень, 2015. 281 с.

49. Лебедев М.В., Мельников П.Н. Условия формирования песчаных пластов венда Непско-Ботуобинской антеклизы // Советская геология. 1989. №9. С. 28–36.

50. Лебедев М.В. Фациальные серии в осадочных бассейнах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 3. С. 8–16.
51. Лебедев М.В., Чернова Л.С. Фациальные модели терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология и геофизика 1996. Т. 37, № 10. С. 51–64.
52. Лебедев М.В. Фациальная модель верхней части терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (Сибирская платформа) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. №11. С. 38–51.
53. Лебедев М.В. Фациальные несогласия в осадочных бассейнах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. №10. С. 62-68.
54. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы // сост. Т.И. Гурова, Л.С. Чернова, М.М. Потлова. М.: Недра, 1988. 254 с.
55. Маргулис Л.С. Секвенсная стратиграфия в изучении строения осадочных чехлов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т. 3. № 3. 217 с.
56. Маслов А.В. Осадочные породы: методы изучения и интерпретация полученных данных // А.В. Маслов. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2005. 289 с.
57. Мейен С.В. Введение в теорию стратиграфии // М.: Наука, 1989. – С. 49–58.
58. Мельников Н.В. [и др.]. Детальная корреляция разрезов венда и кембрия юга Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири: Изд-во СНИИГГиМС. Новосибирск, 1978. С. 3–26.
59. Мельников Н.В. Шемин Г.Г. [и др.]. Палеогеография Сибирской платформы в венде // Палеогеография фанерозоя Сибири: Изд-во СНИИГГиМС, Новосибирск, 1989. С. 3–10.
60. Мельников Н.В. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири

// Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. Новосибирск: академическое издание «Гео». 2005. 428 с.

61. Мельников Н.В. [и др.]. Циклостратиграфия венда, нижнего и среднего кембрия юга Сибирской платформы // Геология и геофизика. 1981. №2. С. 32–47.

62. Мельников Н.В. Циклостратиграфическая схема венда и нижнего кембрия юга Сибирской платформы // Региональная стратиграфия нефтегазоносных провинций Сибири: Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1985. С. 49–58.

63. Недосекин А.С. моделирование изменчивости коллекторских свойств продуктивного пласта по данным сейсморазведки и ГИС // Геофизика. 2007. №6. С. 30–34.

64. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири // под ред. А.Э. Конторовича [и др.]. Новосибирск, 1995. Вып. 8. Непско-Ботуобинский регион. 59 с.

65. Обработка и комплексная интерпретация сейсмических данных 3D сезонов 2015-2016 годов, исследования керна и геофизических исследований скважин с целью построения сейсмогеологической модели Среднеботуобинского месторождения: отчёт о НИР // ООО “Таас-Юрях Нефтегазодобыча”; рук. А.А. Красильников, исп. М.Ю. Шаповалов [и др.]. Тюмень, 2017. 315 с.

66. Первые результаты комплексного литолого-фациального и биостратиграфического изучения нижнекембрийских отложений юга Сибирской платформы / Д. А. Токарев [и др.] // Геология рифов: Материалы Всероссийского литологического совещания (г. Сыктывкар, Республика Коми, 25-26 июня 2020 г.). С. 118–122.

67. Перевозчиков С.Н. [и др.]. Восстановление обстановок осадконакопления вендских терригенных отложений непской свиты на юго-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы // Недропользование XXI века. 2020. № 2 (85). С. 28–35.

68. Плюснин А.В. [и др.]. Опыт изучения керна из горизонтального

ствола скважин, пробуренных в «терригенном» венде Восточной Сибири // EAGE. Горизонтальные скважины. Калининград: 2019. 4 с.

69. Плюснин А.В. Вещественный состав курсовской свиты венда Мирнинского выступа Непско-Ботуобинской антеклизы по результатам изучения кернового материала // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. Москва. 2019. № 6. С. 45–52.

70. Плюснин А.В., Гекке М.И. Состав и строение непского и тирского горизонтов Приленско-Непской литолого-фациальной зоны Непско-Ботуобинской антеклизы по результатам изучения кернового материала // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020. №1. С. 75–89.

71. Плюснин А.В., Ибрагимов Р.Р., Гёкче М.И. История геологического развития юга Непско-Ботуобинской антеклизы в непское и тирское время // Нефтяное хозяйство. 2020. № 9. С. 21–25.

72. Плюснин А.В. Концептуальная седиментологическая модель ботуобинского продуктивного горизонта Среднеботуобинского месторождения // Вестник ВГУ. Геология. 2019. С. 61–69.

73. Плюснин А.В., Копаевич Л.Ф. Стратиграфия верхнего венда для северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы Сибирской платформы (на основе изучения керна скважин и анализа данных ГИС) // Вестник МГУ. Серия Геология. 2021. №2. С. 11–19.

74. Плюснин А.В. Литолого-фациальная характеристика новых продуктивных и маркирующих пластов Среднеботуобинского месторождения (Сибирская платформа) // Осадочная геология Урала и прилежащих регионов: сегодня и завтра. Материалы 12 Уральского литологического совещания. Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2018. С. 261–264.

75. Плюснин А.В. Модель строения венда северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы по результатам изучения опорных разрезов и секвенс-стратиграфического моделирования Непского свода и Мирнинского выступа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т.14, №3. С. 39.

76. Плюснин А.В. Применение комплексирования геолого-геофизической информации для уточнения геологического строения и прогноза качества коллекторов на примере месторождения в Восточной Сибири // Всероссийский конкурс «Новая идея» на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса проводится под эгидой Министерства энергетики Российской Федерации. М.: 2019. С. 139–140.

77. Плюснин А.В. Продуктивные песчаники ботуобинской подсветы: новый взгляд на условия седиментации и строение (Восточная Сибирь, ботуобинская фациальная зона) // Природные процессы в нефтегазовой отрасли. Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции Студенческого отделения европейской ассоциации геоученых и инженеров. Тюмень. 2017. С. 106–110.

78. Плюснин А.В. [и др.]. Строение сульфатно-карбонатно-терригенной формации вендского палеобассейна Непско-Ботуобинской антеклизы Сибирской платформы по результатам изучения керн скважин // Фундаментальные проблемы изучения вулканогенно-осадочных, терригенных и карбонатных комплексов. М.: "ГЕОС". 2020. С. 180–184.

79. Плюснин А.В. Строение и условия формирования отложений верхнего венда Непско-Ботуобинской антеклизы // Стратиграфия верхнего докембрия: проблемы и пути решения. Санкт-Петербург. 2021. С. 147–150.

80. Плюснин А.В. Секвенс-стратиграфическая модель непской и тирской свит венда центральной части Непского свода (Непско-Ботуобинская антеклиза, Сибирская платформа) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т.14. №2. 30 с.

81. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах центрального блока и Курrungского лицензионного участка: отчёт о НИР / ООО “Таас-Юрх Нефтегазодобыча”; рук. А.А. Красильников, исп. А.А. Конторович. Иркутск, 2012. 129 с.

82. Поспеева Н.В. прогнозирование терригенных коллекторов в отложениях венда – нижнего кембрия на площадях Западной Якутии по данным невзрывной импульсной сейсморазведки и на основе сейсмического моделирования // Геология и минерально–сырьевые ресурсы Сибири. 2010. №4. С. 71–78.

83. Постникова О.В. [и др.]. Палеогеографические и палеогеодинамические условия формирования рифей-вендского осадочного бассейна юга Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 2008. №1. С. 8–15.

84. Постникова О.В. [и др.]. Природные резервуары рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга Сибирской платформы: особенности строения и закономерности размещения // Геология нефти и газа. 2010. №6. С. 52–62.

85. Постникова О.В., Фомичева Л.Н., Соловьева Л.В. Палеогеографические и палеогеодинамические условия формирования рифей-вендского осадочного бассейна юга Сибирской платформы в связи с его нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. 2008. № 1. С. 8–15.

86. Постникова О.В. Эволюция рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна на юге Сибирской платформы и его нефтегазоносность: автореферат диссертации доктора геолого-минералогических наук: 25.00.06 // М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. 40 с.

87. Прокопьева Е.Г., Кобяшев А.В., Валеев Р.Р. Опыт проведения и интерпретации промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин Среднеботуобинского месторождения. // Научно-технический вестник «Каротажник». 2017. № 8. С. 19–33.

88. Редькин Н.А. [и др.] Концептуальный подход по оценке ресурсов и анализу геологических рисков при поисках высокопродуктивных объектов в Восточной Сибири. // Нефтяное хозяйство. 2018. № 11. С. 28–31.

89. Решение четвертого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы // Новосибирск:

Изд-во СНИИГГиМС. 1989. 64 с.

90. Рухин Л.Б. Основы общей палеогеографии // Л.: Гостоптехиздат. 1962. 628 с.

91. Рязанова Т.А., Марков В.В., Плюснин А.В. Миграционные тренды углеводородов в венд-кембрийских породах Среднеботуобинской площади // Новые идеи в геологии нефти и газа-2019, Москва, Россия, 23-24 мая 2019. С. 423–429.

92. Славкин В.С., Копилевич Е.А., Давыдова Е.А. Методика картирования типов геологического разреза в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки // Геофизика. 1999. №4. С. 21-24.

93. Станевич А. М. Микрофоссилии в стратиграфии позднего докембрия Байкало-Патомской горной области: Учеб. - метод. пособие // А. М. Станевич, З.Х. Файзулина. Москва: Изд-во М.: Недра, 1992. 158 с.

94. Стратиграфический кодекс России. // Издание третье. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2006. 96 с.

95. Стратиграфический словарь: Верхний докембрий (Северная Евразия в границах бывшего СССР) // М.: Наука, 1994. 351 с.

96. Сулима А.И. [и др.]. Строение и этапы развития осадочного бассейна северо-востока Восточно-Европейской платформы в протерозое и палеозое на основе многолетних наблюдений геологических разрезов и исследований глубоких скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021, Т. 332, № 3. С. 141–160.

97. Токарев Д.А. [и др.]. Известковые водоросли (цианобактерии) усольской свиты нижнего кембрия юга Сибирской платформы (новые данные по скв. Ичединская № 45) // Теоретические и прикладные аспекты палеонтологии. Материалы LXVII сессии Палеонтологического общества при РАН. СПб.: Картфабрика ВСЕГЕИ. 2021. С. 82–84.

98. Фомин А.М., Моисеев С.А. Ботуобинский продуктивный горизонт (условия формирования, строение и перспективы нефтегазоносности) // Ин-

терэкспо «Гео-Сибирь – 2012». VIII Международный научный конгресс и выставка (Новосибирск, 10-20 апреля 2012г.). Новосибирск, 2012. Т. 2. С. 19–23.

99. Фомин А.М., Моисеев С.А., Павлов Н.Ч. Особенности строения и условия формирования ботуобинского горизонта в пределах Мирнинского выступа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. Т.8. С. 4–11.

100. Фомин А.М., С.А. Моисеев. Строение и условия формирования ботуобинского нефтегазоносного горизонта на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014. №2. С. 60–65.

101. Фомин А.М., Чернова Л.С. Вендские терригенные формации на территории Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология и геофизика. 1993. Т.34. С. 16–23.

102. Фукс Б.А. Промысловая характеристика продуктивных пластов юга Сибирской платформы // М.: Недра, 1982. 184 с.

103. Хедберг Х. Международный стратиграфический справочник // ред. Х. Хедберг. М.: Мир, 1978. 226 с.

104. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина.) // Новосибирск. Изд. СО РАН, 2007. 467 с.

105. Шемин Г.Г., Фортунатова Н.К. Детальная корреляция вендско-нижнекембрийских подсолевых отложений Предпатомского регионального прогиба и смежной территории Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2012. №4. С. 8–25.

106. Шемин Г.Г. Перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа) // Новосибирск. Изд. СО РАН, 2018. 314 с.

107. Шемин Г.Г. Модели строения и количественная оценка перспектив

нефтегазоносности региональных резервуаров вендского терригенного макро-комплекса Предпатовского регионального прогиба (Сибирская платформа) // Геология и минерально- сырьевые ресурсы Сибири. 2013. №1. С. 22–39.

108. Шемин Г.Г., Делова В.Е. [и др.]. Прогноз зон нефтегазонакопления в терригенном комплексе центральных районов Лено-Тунгусской провинции // Закономерности строения и локальный прогноз зон нефтегазонакопления на Сибирской платформе. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1985. С. 41–51.

109. Allen JRL. Current ripples. Their relation to patterns of water and sediment motion // North Holland Publishing Company, Amsterdam. 1968. 433 p.

110. Allen G. P. Sedimentary processes and facies in the Gironde estuary: a recent model for macrotidal estuarine systems // Clastic Tidal Sedimentology. Memoir. 1991. Vol.16. PP. 29–39.

111. Boyd R. Transgressive wave-dominated coasts. In: James NP, Dalrymple RW (eds) // Facies models 4. Geological Association of Canada, St. John's, Newfoundland. 2010. PP. 265–294.

112. Catuneanu O. Temporal significance of sequence boundaries // Sediment. Geol. 1998. Vol. 121. PP. 157–178.

113. Catuneanu O. Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits, and pitfalls // J. African Earth Sci. 2002. Vol. 35. PP. 1–43.

114. Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy. // Amsterdam: Elsevier, 2006. 375 p.

115. Catuneanu O. Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature // Newsletters on Stratigraphy. 2011. Vol. 44. PP. 173–245.

116. Catuneanu O. Towards the standartization of sequence stratigraphy // Earth-Science Reviews. 2009. Vol. 92. PP. 1–33.

117. Catuneanu O. High-resolution sequence stratigraphy of clastic shelves II: Controls on sequence development // Marine and Petroleum Geology. 2013. Vol. 39. PP. 26–38.

118. Dalrymple R.W. Tidal depositional systems, in James, N. P., and Dal-

rymple, R. W., eds. // *Facies Models 4: GEOText 6*, Geological Association of Canada, St. John's, Newfoundland. 2010. PP. 201–231.

119. Einsele G. *Sedimentary basins: Evolution, facies, and sediment budget*. Berlin: Springer-Verlag, 2000. 792 p.

120. Embry A. *Transgressive-regressive (T-R) sequence stratigraphy* // *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*. 2002. Vol. 52, PP. 151–172.

121. Emery D. *Sequence stratigraphy* Oxford // *Blackwell Science*. 1996. – 297 p.

122. Kinsman, D.L. *Modes of formation, sedimentary association and diagnostic features of shallow-water and supratidal evaporites* // *AAPG Bull.* 1969. Vol. 53. PP. 830–840.

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИОННОГО МАТЕРИАЛА

1. Обзорная карта района работ.....	13	
2. Каркасная модель геологического строения одного из исследуемых участков во временах и в глубинах	20	
3. Пропорции литотипов и типов насыщения для пласта Бт.....	21	
4. Фактические данные в полях упругих параметров и функции плотности сти.....	вероятно- сти.....	22
5. Структурная карта по поверхности кристаллического фундамента Сибирской платформы в районе Среднеботуобинского НГКМ.....	28	
6. Схематический геологический разрез нефтеносного склона Непско-Ботуобинского поднятия кристаллического фундамента платформы.....	30	
7. Сводный разрез осадочных отложений Среднеботуобинского месторождения.....	33	
8. Фрагмент тектонической схемы Сибирской.....	37	
9. Схема расположения тектонических блоков Среднеботуобинского месторождения.....	40	
10. Схема приуроченности нефтегазовых месторождений к Непско-Ботуобинской антеклизе.....	45	
11. Корреляция нефтегазоносных (продуктивных) отложений на исследуемой территории.....	террито- рии.....	46
12. Схема взаимоотношения фациальных комплексов ботуобинского горизонта.....	50	
13. Схема расположения горизонта Бт-2 в составе Ботуобинского продуктивного горизонта.....	гори- зонта.....	51
14. Площадь распространения нижнеботуобинской пачки.....	52	

15. Схема размещения продуктивных залежей ботуобинского горизонта Среднеботуобинского месторождения.....	55
16. Распределение давления с глубиной в различных подблоках.....	56
17. Карта водонефтяного контакта ботуобинского горизонта.....	58
18. Геолого-статистический разрез песчанности ботуобинского горизонта.....	60
19. Аргиллиты и глинистые алевролиты продельты: а) тонкая слоистость в аргиллитах; б) паводковые слои в глинистых алевролитах; в) крупные желваки ангидритов. Фото вертикальных срезов керна в дневном свете.....	63
20. Гистограмма распределения зерен различных фракций в аргиллитах и алевролитах фации продельты. Среднеботуобинское месторождение: а) скв. № 9301, обр. 6277/18, глубина по бурению 1938,55 м (глубина по ГИС 1938,92 м); б) скв. № 115, обр. 30043/17, глубина по бурению 1967,12 м (глубина по ГИС 1964,67м).....	63
21. Минералогический состав пород фации продельты (по данным РСА). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 115, обр. 300043/17, глубина по бурению 1967,12 м (глубина по ГИС 1964,67 м.).....	64
22. Аргиллиты алевролитистые, полимиктовые, пиритизированные (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 20х; фото шлифа справа, вид – без анализатора, увеличение 100х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 9301, обр. 6277/18, глубина по бурению 1938,55 м (глубина по ГИС 1938,92 м).....	65
23. Глинистые алевролиты нижнего склона фронта дельты. Фото вертикального среза керна в дневном свете.....	66
24. Гистограмма распределения содержания зерен минералов различных фракций в алевролитах, аргиллитах и песчаниках фации нижнего склона фронта дельты. Среднеботуобинское месторождение: а) скв. № 2178, обр. 18896/16, глубина по бурению 2208,31 м (глубина по ГИС 2208,31 м); б) скв. № 2178, обр. 9579/18, глубина по бурению 2669,7 м (глубина по ГИС 2670,28	

м); в) скв. № 9301, обр. 6267/18, глубина по бурению 1933,47 м (глубина по ГИС 1933,84 м).....67

25. Минералогический состав алевролитов и аргиллитов нижнего склона фронта дельты (по данным РСА). Среднеботуобинское месторождение; а) скв. № 2178, обр. 18896/16, глубина по бурению 2208,31 м (глубина по ГИС 2208,31 м); б) скв. № 2221, обр. 9579/18, глубина по бурению 2669,7 м (глубина по ГИС 2670,28 м).....68

26. Алевролиты мелко-крупнозернистые (песчанистые), полевошпатово-кварцевые, с поровым глинистым цементом, слойчатые (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 25х; фото шлифа справа, вид – с анализатором, увеличение 25х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2178, обр. 18905/16, глубина по бурению 2209,28 м (глубина по ГИС 2207,48 м).....68

27. Песчаники мелко-тонкозернистые, алевроитовые, аркозовые, с глинистым пленочно-поровым и полевошпатово-кварцевым регенерационным цементом (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 20х; фото шлиф справа, вид – без анализатора, увеличение 100х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 9301, обр. 6267/18, глубина по бурению 1933,47 м (глубина по ГИС 1933,72 м).....69

28. Минералогический состав песчаников фации нижнего склона фронта дельты (по данным РСА). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 9301, обр. 6267/18, глубина по бурению 1933,47 м (глубина по ГИС 1933,84 м).....70

29. Глинистые алевролиты нижнего склона фронта дельты. Фото вертикального среза керна в дневном свете.....71

30. Гистограмма распределения зерен различных гранулометрических фракций в алевролитах и песчаниках субфации ОФД. Среднеботуобинское месторождение: а) скв. № 2178, обр. 18908/16, глубина по бурению 2210,13 м (глубина по ГИС 2208,33 м); б) скв. № 9301, обр. 6274/18, глубина по бурению

1935,74 м (глубина по ГИС 1936,11 м).....	71
31. Минералогический состав алевролитов фации оползней фронта дельты (по данным РСА). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2178, обр. 18908/16, глубина по бурению 2210,13 м (глубина по ГИС 2208,33 м.)...	72
32. Алевролиты крупно-мелкозернистые песчанистые, с глинистым цементом (фото шлифа, вид – без анализатора, увеличение 25х). Среднеботуобинское месторождение, скв. 2178, обр. 18908, глубина по бурению 2210,13 м (глубина по ГИС 2208,33 м).....	72
33. Минералогический состав пород фации продельты (по данным РСА). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 9301, обр. 6265/18, глубина по бурению 1932,86 м (глубина по ГИС 1933,23 м).....	73
34. Песчаники мелко-тонкозернистые, алевритистые, аркозовые, с глинистым порово-пленочным и сульфатным поровым цементом (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 20х; фото шлифа справа, вид – с анализатором, увеличение 20х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 9301, обр. 6275/18, глубина по бурению 1936,67 м (глубина по ГИС 1937,04 м).....	73
35. Тонко-мелкозернистые песчаники фации дистальной части устьевого бара. Фото вертикального среза керна в дневном свете.....	74
36. Средне-мелкозернистые песчаники фации устьевого бара с полого-наклонной косой и перекрестной слоистостью, с парными глинисто-алевритовыми драпировками. Фото вертикального среза керна в дневном свете.....	75
37. Гистограммы распределения зерен различных фракций в песчаниках фации устьевых баров. Среднеботуобинское месторождение: а) скв. № 9301, обр. 6244/18, глубина по бурению 1930,47 м (глубина по ГИС 1930,72 м); б) скв. № 9301, обр. 6248/18, глубина по бурению 1930,89 м (глубина по ГИС 1931,14 м).....	76

38. Минералогический состав песчаников устьевых баров (по данным РСА). Среднеботуобинское месторождение; а) скв. № 2221, обр. 9683/18, глубина по бурению 2684,86 м (глубина по ГИС 2685,44 м); б) скв. № 2236, обр. 6938/18, глубина по бурению 2740,2 м (глубина по ГИС 2744,0 м).....77
39. Песчаники крупно-мелко-среднезернистые, мезомиктово-кварцевые, с сульфатным (поровым), глинистым (порово-пленочным) и полевошпатово-кварцевым (регенерационным) цементом (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 25х; фото шлифа справа, вид – без анализатора, увеличение 100х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2236, обр. 6893/18, глубина по бурению 2732,46 м (глубина по ГИС 2736,06 м).....77
40. Снимок РЭМ. Общий вид породы, увеличение 150х. Песчаники устьевого бара. Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2236, обр. 6901/18, глубина по бурению 2733,78 м (глубина по ГИС 2737,38 м).....78
41. Гистограммы распределения зерен различных фракций в песчаниках фации руслово-барового комплекса. Среднеботуобинское месторождение: а) скв. № 9301, обр. 6194/18, глубина по бурению 1923,82 м (глубина по ГИС 1924,07 м); б) скв. № 9301, обр. 6231/18, глубина по бурению 1928,13 м (глубина по ГИС 1928,38 м).....80
42. Минеральный состав песчаников руслово-барового комплекса (по данным РСА). Среднеботуобинское месторождение; а) скв. № 2236, обр. 6889/18, глубина по бурению 2731,57 м (глубина по ГИС 2735,17 м); б) скв. № 2236, обр. 6858/18, глубина по бурению 2726,28 м (глубина по ГИС 2729,88 м).....81
43. Песчаники мелко-среднезернистые с прослоями крупно-зернистых, олигомиктовых и мономиктовых – кварцевых, с бесцементным контактным и

регенерационным соединением зерен (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 50х; фото шлифа справа, вид – с анализатором, увеличение 50х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2027, обр. 414/17, глубина по бурению 2404,25 м (глубина по ГИС 2404,73 м).....82

44. Песчаники средне-тонко-мелкозернистый мезомиктово-кварцевый, с карбонатным поровым, сульфатным поровым, глинистым порово-пленочным и полевошпат-кварцевым регенерационным цементом (фото шлифа, вид – с анализатором, увеличение 50х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2236, обр. 6885/18, глубина по бурению 2730,48 м (глубина по ГИС 2734,08 м).....82

45. Снимок РЭМ. Общий вид породы, увеличение 80х. Песчаники руслово-барового комплекса. Среднеботуобинское месторождение, скв. № 9301, обр. 6185/18, глубина по бурению 1922,73 м (глубина по ГИС 1922,98 м).....83

46. Грубо-средне-крупнозернистые песчаники фации флювиального канала с крупной косою однонаправленной слоистостью. Фото вертикального среза керна в дневном свете.....84

47. Гистограмма распределения зерен различных фракций в песчаниках фации ФК. Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2236, обр. 6846/18, глубина по бурению 2725,16 м (глубина по ГИС 2728,76 м).....84

48. Минералогический состав пород фации ФК (по данным РСА). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2236, обр. 6846/18, глубина по бурению 2725,16 м (глубина по ГИС 2728,76 м).....85

49. Песчаники мелко-средне-крупнозернистые, мезомиктово-кварцевые, с карбонатным поровым и сульфатным поровым цементом (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 25х; Фото шлифа справа, вид – с анализатором, увеличение 25х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2236, обр. 6846/18, глубина по бурению 2725,16 м (глубина по ГИС 2728,76

м).....	86
50. Разнозернистые песчаники прибрежной фациальной зоны (трансгрессивный пласт с неясно выраженной слоистой текстурой). Фото вертикального среза керна в дневном свете.....	87
51. Минералогический состав пород шельфовой зоны (трансгрессивный пласт) по данным РСА. Среднеботуобинское месторождение; а) скв. № 2178, обр. 18702/16, глубина по бурению 2191,7 м (глубина по ГИС 2191,7 м); б) скв. № 2236, обр. 6845/18, глубина по бурению 2724,77 м (глубина по ГИС 2728,37 м).....	88
52. Песчаники разнозернистые мономиктовые, с сульфатным цементом порового типа (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 25х; фото шлифа справа, вид – с анализатором, увеличение 25х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 112р, обр. 34264/17, глубина по бурению 1984,53 м (глубина по ГИС 1984,05 м).....	89
53. Песчаники разнозернистые (мелко-средне-крупнозернистые), мономиктовые кварцевые, с базально-поровым сульфатно-карбонатным цементом и массивной текстурой (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 25х; фото шлифа справа, вид – с анализатором, увеличение 25х). Среднеботуобинское месторождение, скв. № 2178, обр. 18702/16, глубина по бурению 2191,70 м (глубина по ГИС 2189,90 м).....	89
54. Волнисто- и линзовиднослоистые песчаники фации лагунной фации с приливно-отливным влиянием. Фото вертикального среза керна в дневном свете.....	90
55. Песчаники мелко-среднезернистые, алевритистые, с примесью единичных зерен грубого материала, мономиктовые, с глинистым поровым и сульфатным порово-базальным цементом, слабо пиритизированные (фото шлифа слева, вид – без анализатора, увеличение 25х; фото шлифа справа, вид – с анализатором, увеличение 25х). Среднеботуобинское месторождение, скв.	

№ 112р, обр. 34281/17, глубина по бурению 1986,85 м (глубина по ГИС 1986,37 м).....	91
56. Разрез куба вероятности наличия коллектора по южной части месторождения.....	94
57. Сопоставление корреляции линз по скважинным данным и по данным 3Д сейсмики.....	95
58. Обоснование контакта по основной залежи.....	96
59. Выделение зон с различным насыщением по данным пиролитического анализа керна.....	97
60. Расположение исследуемой скважины 2188 на карте.....	99
61. Инструментальный замер по скважине 2188.....	99
62. Билогарифмический график по скважине 2188.....	100
63. Билогарифмический график по скважине 2188 с учётом наличия разлома.....	101
64. Сейсмические разрезы в районе скважины 2188.....	102
65. Билогарифмический график по скважине 2188 с учётом наличия композитной зоны.....	103
66. Карта расположения скважин.....	104
67. Оценка взаимовлияния скважин 3358 и 3357.....	105
68. Оценка взаимовлияния скважин 3418 и 3419.....	106
69. Карта расположения скважин.....	107
70. Данные инструментального замера.....	107
71. Диагностический график.....	108
72. Модель пересекающихся границ.....	108
73. Выкопировка из карты участка проведения работ.....	109
74. Распределение фильтрационных потоков по результатам закачиваемой жидкости в нагнетательную скважину №3357.....	110
75. Распределение фильтрационных потоков по результатам закачиваемой жидкости в нагнетательную скважину №3357.....	112

76. Распределение фильтрационных потоков по результатам закачиваемой жидкости в нагнетательную скважину №3163.....	112
77. Распределение фильтрационных потоков по результатам закачиваемой жидкости в нагнетательную скважину №3173.....	113
78. Распределение фильтрационных потоков по результатам закачиваемой жидкости в нагнетательную скважину №3004.....	113
79. Выделение фаций по данным седиментологического анализа.....	114
80. Теоретическая модель строения пласта и сопоставление со скважинными данными.....	115
81. Блок-модель дельтового фациального комплекса (Allen, 1989).....	117
82. Трехмерное тело «нижней» и «верхних» линз.....	118
83. Корреляция разрезов скважин фациального профиля бюкской свиты.....	119

СПИСОК ТАБЛИЧНОГО МАТЕРИАЛА

1. Сведения о выносе керна из продуктивных пластов Среднеботуобинского месторождения.....	24
2. Статистические показатели характеристик неоднородности ботуобинского горизонта по ГИС.....	61
3. Исходные параметры для КВД по скважине 2188.....	99
4. Результаты интерпретации КВД по скважине 2188.....	100
5. Данные контрольно-наблюдательных скважин.....	110
6. Данные контрольно-наблюдательных скважин.....	111

ПРИЛОЖЕНИЕ №1. Седиментологический разрез отложений бюкской свиты

