

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Иркутск – 2022

Работа выполнена в лаборатории геологии и магматизма древних платформ Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института земной коры Сибирского отделения Российской академии наук.

Научный руководитель: **Акулов Николай Иванович**,
доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
лаборатории геологии мезозоя
и кайнозоя ИЗК СО РАН

Официальные оппоненты: **Масагутов Рим Хакимович**,
д.г.-м.н., профессор отдела аспирантуры АО НПФ
«Геофизика» (г. Уфа)

Ветлужских Лариса Ивановна
к.г.-м.н., старший научный сотрудник
лаборатории геодинамики ФГБУН
Геологического института им. Н.Л. Добрецова
СО РАН (г. Улан-Удэ)

Ведущая организация: ФГБОУ ВО Иркутский государственный
университет (г. Иркутск)

Защита диссертации состоится «23» июня 2022 года в 14.00 часов на заседании диссертационного совета Д. 003.022.02 при Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Института земной коры СО РАН по адресу: 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 128.

С диссертацией можно ознакомиться в научной библиотеке ИЗК СО РАН и на сайте <http://earth.crust.irk.ru/images/upload/newsfull213/3130.pdf>

Отзывы на автореферат в 2-х экземплярах, заверенные печатью учреждения, просим направлять ученому секретарю совета к.г.-м.н. Б.С. Данилову по адресу: 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 128, или e-mail: boris@crust.irk.ru

Автореферат разослан « » апреля 2020 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д. 003.022.02,
кандидат геолого-минералогических наук

Б.С. Данилов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 на многочисленных скважинах, расположенных в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы и полученные при работе соискателя на Среднеботуобинском НГКМ в качестве инженера-геолога в период 2014-2020 гг.

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 ботуобинский 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 буюкской свиты. 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, керна материала и результатов интерпретации материалов ГИС / ГДИС, проведении трассерных исследований обоснован прибрежно-морской генезис буюкской 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 Среднеботуобинского 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 Бг 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. Шарাপовой 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

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.

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).

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).

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 работ, данные литологического анализа керна, а также геофизические, гидродинамические и трассерные исследования в скважинах.

1. Сейсмические данные, совместно с каротажными диаграммами и другой априорной информацией, являются функцией плотности вероятностей. Как и в геолого-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 Т0 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.

В ходе проведения работ на Среднеботуобинском месторождении была выполнена синхронная стохастическая инверсия, рассчитаны кубы упругих параметров среды и проведена оценка достоверности выполненных расчетов.

2. В процессе бурения скважин проводился отбор керна, визуальное описание которого, являлось одной из основных составляющих геологической информации об исследуемом разрезе. 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 устанавливалась на основании результатов каротажа и наклона скважины. 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 индекс и измерялась его мощность. При описании условий залегания отдельных слоев, указывалось их простирание (горизонтальное или наклонное). В последнем случае определяется угол падения, а в случае ориентированного по отношению к

сторонам 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 осуществлялось по общепринятой в осадочной геологии методике с указанием их литологического типа, цвета, текстуры, структуры, пористости, включений и т.д.

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

3. С целью изучения гидродинамических характеристик пласта Бт Среднеботуобинского месторождения в период с 2013 по 2020 гг. систематически выполнялись гидродинамические исследования скважин (ГДИС), позволившие выявить закономерности распределения фильтрационных свойств продуктивных пластов по площади.

Гидродинамические исследования залежей углеводородного сырья проводились при их разбуривании, эксплуатации и закачке воды в систему ППД. На каждом из этих этапов, исследования выполнялись для решения заранее поставленных задач с использованием специальных технических средств и конструктивных особенностей. 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.

4. При оценке 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 объем меченой жидкости. Одновременно из устья контрольных добывающих скважин производился отбор проб. Отобранные пробы жидкости анализировались 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 определены 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.

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-Аг 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.

На схематическом геологическом разрезе (рис. 1.) показано, что кристаллический фундамент Сибирской платформы на Среднеботуобинском НГКМ представлял цоколь древнего Предпатомского бассейна седиментации, который контролировал его развитие, до тех пор, пока верхнекембрийские осадки древнего бассейна седиментации не перекрыли Непско-Ботуобинское сводовое поднятие, после чего осадконакопление охватило почти всю Сибирскую платформу.

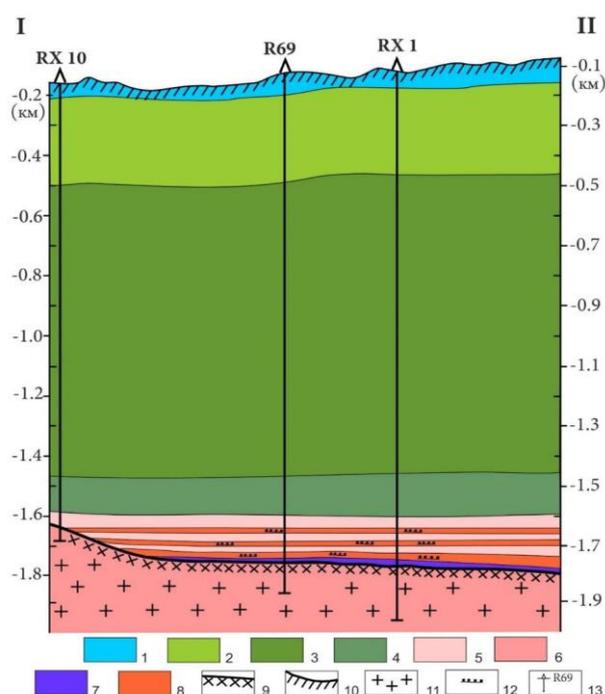


Рисунок 1. Схематический геологический разрез нефтеносного склона Непско-Ботубинского поднятия кристаллического фундамента платформы.

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.

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.

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. 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.

Мирнинский выступ, в пределах которого расположено Среднеботубинское месторождение, характеризуется северо-восточным простиранием и ориентировочными размерами 190x70 км. 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 (Среднеботубинской) и приурочено одноименное месторождение. Важной чертой месторождения является наличие блоковой тектоники. Выявленные нарушения относятся к Виллюйско-Мархинской зоне разломов, обладающей северо-северо-восточным простиранием. В пределах месторождения выделены четыре крупных тектонических блока, которые осложнены более мелкими нарушениями.

ГЛАВА 4. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НГКМ

Среднеботубинское НГКМ приурочено к северо-восточной окраине Непско-Ботубинской антеклизы. 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.

Выполненный большой объем буровых работ позволил установить, что билирская свита совместно с нижебюкской подсвитой вмещают основную часть запасов углеводородного сырья (УВС). На схеме корреляции наиболее продуктивный из них – ботубобинский нефтегазоносный пласт представлен песчаниками с редкими прослоями аргиллитов (рис. 2.). Характерной особенностью песчаников из ботубобинского 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 ботубобинским пластом связана основная нефтегазоносность Среднеботубобинского, Чаяндинского, Таас-Юряхского, Иреляхского, Мирнинского и других месторождений.

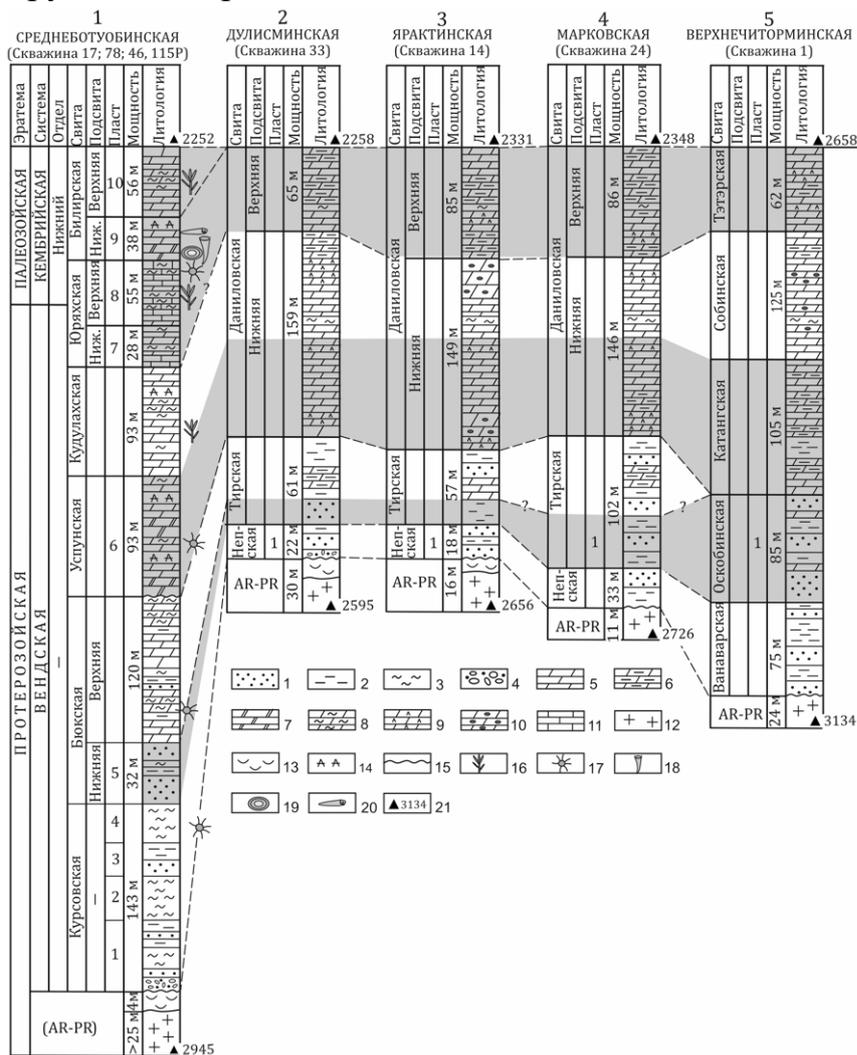


Рисунок 2. Корреляция нефтегазоносных (продуктивных) отложений на исследуемой территории.

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-археоциаты, 19-строматолиты, 20-акритархи, 21-глубина (м)

расположения верхнего и нижнего уровня продуктивных отложений. Серым цветом выделены комплексы продуктивных пластов.

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 переходный стратиграфический рубеж от венда к кембрию, во время которого произошло бурное развитие органогенных известняков, расцвет разнообразных водорослей, а также археоциат, хиолитов, микрофитоцитов и акритархов.

Проведенный фациальный анализ песчаников показал, что их формирование происходило в прибрежно-морской обстановке (Акулов, Валеев, 2016г.). Бароподобное тело, осевая часть которого имеет северо-восточное простирание, 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 вдольбереговыми (северо-восточного направления) течениями. На это указывает сокращение мощности песчаников ботубинского 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 ботубинского 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.

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

В процессе формирования отложений нижней части ботубобинского горизонта происходило кратковременное изменение уровня моря, что привело к образованию локальной глинистой перемычки (аргиллитовая пачка), которая прослеживается вдоль всей осевой части продуктивного тела. Она изолирует песчаники, залегающие ниже, в самостоятельный гидродинамический горизонт. Данная особенность строения ботубобинского горизонта в пределах Среднеботубобинского месторождения выделена впервые и имеет существенное значение, так как изменяет объем ботубобинского горизонта, как объекта разработки.

ГЛАВА 5. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

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

Проведенный анализ замеров внутрислоевого 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). 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.

Ботубобинский нефтегазоконденсатный коллектор (горизонт) охватывает весь объем нижнебюкской подсветы. Он представлен разнотекстурированными песчаниками, и распространен на всей площади центрального тектонического блока. Максимальная мощность продуктивного горизонта приурочена к юго-восточной части центрального блока, а в его северо-западном направлении она сокращается до 8.6 м.

По макро- и микроописаниям керна, коллекторами для нефти и газа в продуктивных отложениях ботубобинского горизонта служат мелко- и среднетекстурированные кварцевые песчаники, массивные, местами горизонтально- и косослоистые, средне- и слабосцементированные. Значительно реже они представлены крупнотекстурированными алевролитами. По минералогическому составу песчаники мономиктовые и олигомиктовые с незначительным содержанием полевых шпатов. Обломочный материал пород хорошо отсортирован. Цементом пород служит кальцит, доломит, гидрослюда, реже – ангидрит и кварц. Количество цемента невелико от долей процента до 7%, тип цементации порово-пленочный, контактный, участками поровый и

регенерационный. Коллекторские свойства пород ботубобинского горизонта в целом хорошие.

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

С ботубобинским горизонтом связано около 90 % всех разведанных запасов нефти и газа на месторождении. Природный резервуар представлен серией линзовидных тел с элементами экранирования.

ГЛАВА 6. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Согласно ранее опубликованных реконструкций (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, простирающееся с юго-запада на северо-восток. В процессе его более углубленного изучения получены данные, которые заставили по-новому взглянуть на эту проблему.

1. Для детального уточнения строения горизонта был проведен седиментологический анализ керна, в процессе которого был задействован керновый материал из скважин Среднеботубобинского месторождения. В пределах центрального блока изучен керн по 45 скважинам, вскрывшим ботубобинский горизонт.

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

2. Выполнена корреляция скважинных данных совместно с сейсмическими, согласно которой были выделены границы отдельных линз. Следует отметить, что без привлечения данных сеймики 3Д такое расчленение выполнить было бы невозможно.

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

3. С целью выявления геологической неоднородности продуктивных песчаников пласта Бт на месторождении проводились гидродинамические исследования более чем на 1000 добывающих и нагнетательных скважинах. Исходными данными для анализа ГДИС являлись замеры пластовых давлений глубинными манометрами.

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

4. Результаты проведенных трассерных исследований также подтверждают отсутствие связи по ряду близ расположенных скважин, что также 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.

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. Дельтовый фациальный комплекс состоит из отложений: дельтовой равнины; фронта дельты; продельты. В пределах дельтовой равнины имеются русла рек с характерным переплетением между собой.

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.

При помощи полученных данных кернового материала, анализа стахостической инверсии, данных ГИС / ГДИС и трассерных исследований, песчаники продуктивного горизонта Бт разбиты на шесть песчаных линз (рис. 3).

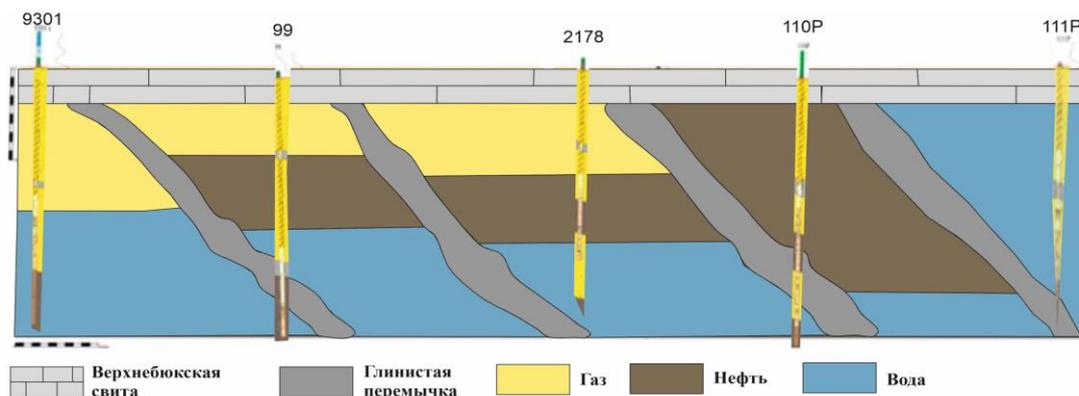


Рисунок 3. Корреляция разрезов скважин фациального профиля бюкской свиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы впервые осуществлен комплексный подход с целью изучения пород продуктивного горизонта (бюкская свита), который

заклучался 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 геолого-разведочных 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 нефтегазоносного 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 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) прослеживается вдоль всей осевой части продуктивного тела. Она изолирует песчаники, залегающие ниже ее, в самостоятельный гидродинамический горизонт. Данная особенность строения ботуобинского горизонта в пределах Среднеботуобинского месторождения имеет существенное значение, так как изменяет объем ботуобинского горизонта, как объекта разработки.

4. Предложенная модель строения продуктивного пласта (Бт) Среднеботуобинского месторождения может служить основой для построения

актуализированной гидродинамической модели способствующей доразведке месторождения и минимизации экономических рисков при разработке.

Подписано в печать 18.04.2022 г. Формат 60×84 1/16.
Бумага офсетная. Печать RISO.
Усл. печ. л. 1.4. Уч.-изд. л. 1.3 Тираж 70 экз. Заказ 91.

Отпечатано в ИЗК СО РАН
664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 128