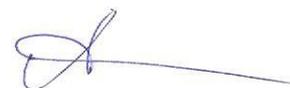


АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

На правах рукописи



ТАХВАТУЛИН МАТВЕЙ МИХАЙЛОВИЧ

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕРМСКИХ,
ТРИАСОВЫХ И НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ
ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ И АЛДАНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ**

1. 6. 11 – Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
Кандидат геолого-минералогических наук
Масленников Михаил Александрович

НОВОСИБИРСК – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
Глава 1. ИСТОРИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	17
Глава 2. ОБЗОР И АНАЛИЗ ОПУБЛИКОВАННЫХ ЛИТЕРАТУРНЫХ ДАННЫХ ПО ГЕОЛОГИИ РЕГИОНА	25
2.1. Стратиграфия и обстановки осадконакопления.....	25
2.2. Тектоника фундамента и осадочного чехла.....	38
2.3. Нефтегазоносность.....	48
Глава 3. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ	60
3.1. Интерпретация скважинной информации.....	60
3.2. Интерпретация сейсморазведочных материалов.....	63
3.3. Построение карт.....	71
3.4. Методология и методика прогноза нефтегазоносности.....	79
Глава 4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПЕРМСКИХ, ТРИАСОВЫХ И НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ	86
4.1. Корреляция пермских, триасовых и нижнеюрских отложений.....	86
4.2. Структурно-тектоническая характеристика.....	101
4.2.1. Фундамент и допермские отложения.....	101
4.2.2. Пермские отложения.....	108
4.2.3. Триасовые отложения.....	114
4.2.4. Юрские отложения.....	125
4.3. История геологического развития зоны сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы.....	131
Глава 5. ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕРМСКИХ, ТРИАСОВЫХ И НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ	137
5.1. Прогнозируемые типы ловушек углеводородов.....	137
5.2. Перспективы нефтегазоносности пермских отложений.....	145
5.3. Перспективы нефтегазоносности триасовых отложений.....	152

5. 4. Перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений	160
5. 5. Сводные перспективы нефтегазоносности.....	165
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	169
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	172
СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА	185

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования. Важнейшей задачей нефтегазовой отрасли России является обеспечение прироста ресурсной базы углеводородов. Данная задача должна решаться наиболее эффективно как с научной, так и с практической точки зрения. Для повышения достоверности проводимых исследований, используется вся доступная геолого-геофизическая информация, включая результаты работ прошлых лет и новые данные, полученные в последние годы. Приоритетными для проведения геологоразведочных работ и исследований являются территории с уже доказанной нефтегазоносностью, в пределах которых имеется относительно развитая транспортная инфраструктура. Немаловажным, является и расположение этих территорий вблизи действующих крупных нефтепроводов и газопроводов.

Территорией исследования диссертационной работы является зона сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы, которая согласно нефтегазогеологическому районированию охватывает южную часть Вилюйской нефтегазоносной области и северную часть Северо-Алданской нефтегазоносной области. В административном плане район исследования относится к центральной части Республики Саха (Якутия) (Рисунок 1). Вблизи территории исследования и непосредственно в ее контуре открыты газовые и газоконденсатные месторождения. Инфраструктура района достаточно развита, так как месторождения обеспечивают газом центральные районы Республики Саха по системе местных газопроводов. К югу, на расстоянии около 300 км, проходят трассы трубопроводов: «Восточная Сибирь – Тихий океан» и «Сила Сибири». За последние 10 лет в пределах территории исследования выполнены комплексные геолого-геофизические работы на Намской, Якутской, Синской, Южно-Вилюйской площадях. По результатам этих работ в том числе компании-недропользователи приобрели ряд лицензий на геологическое изучение недр.

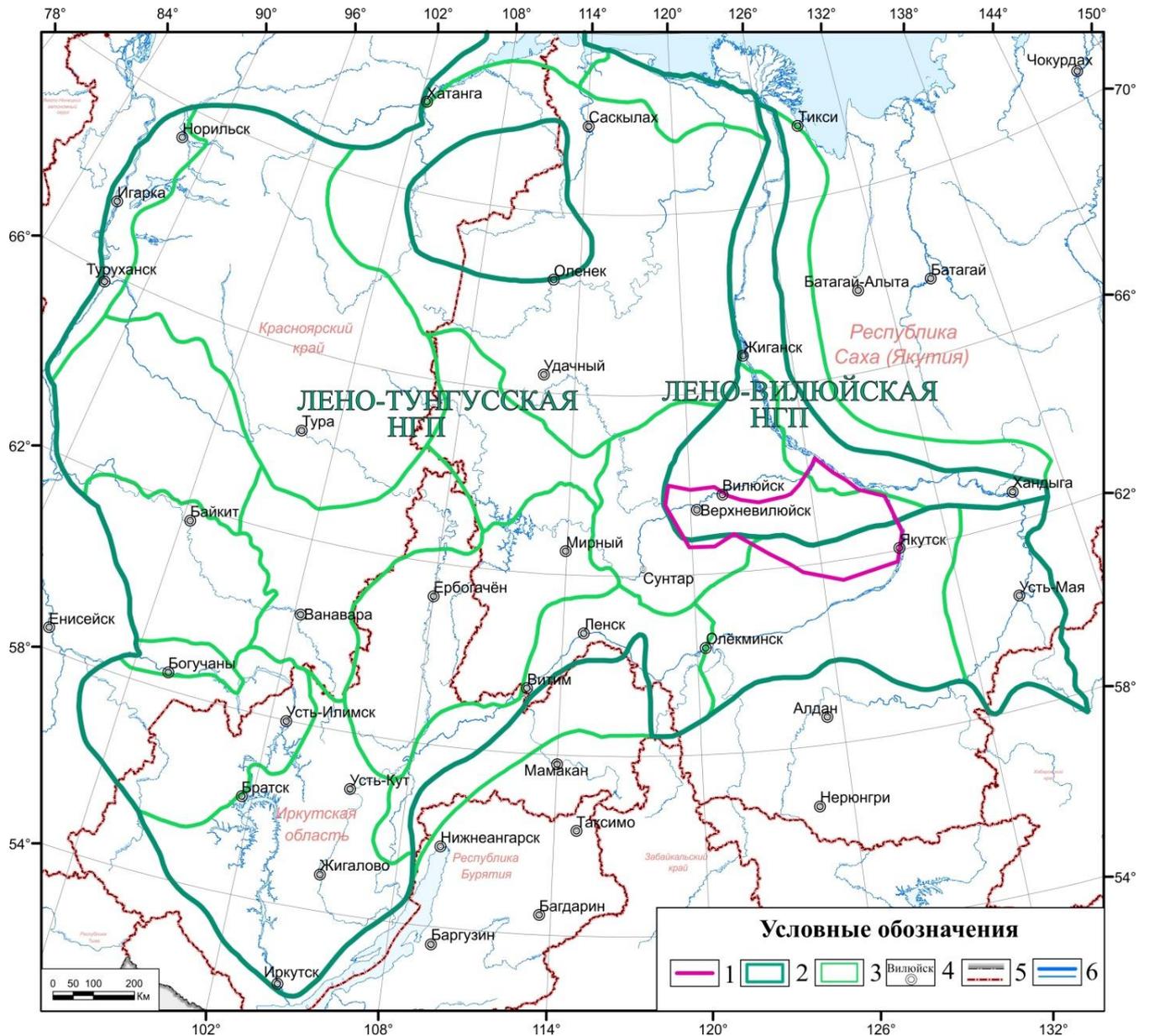


Рисунок 1 – Обзорная карта Сибирской платформы

Условные обозначения: 1 – контур района исследования; 2 – границы нефтегазоносных провинций; 3 – границы нефтегазоносных областей; 4 – населенные пункты; 5 – административные границы; 6 – гидросеть

Таким образом, с использованием современных геолого-геофизических материалов, полученных по результатам работ последних лет, может быть построена актуальная геологическая модель исследуемых нефтегазоносных отложений и на ее основе выделены нефтегазоперспективные зоны и объекты. Полученные результаты позволят уточнить направление дальнейших исследований с целью открытия новых месторождений углеводородов на данной территории.

Степень разработанности темы исследования. Виллюйская синеклиза была впервые выделена в конце 30-х годов прошлого века. Тогда ее именовали Виллюйской впадиной и высоко оценивали ее нефтегазоносный потенциал [Шатский, 1932, 1932А; Архангельский, 1937]. В результате дальнейших исследований, проводимых с 1950-х по 1970-е годы, она приобрела свое современное название [Лено-Виллюйская провинция..., 1969].

В конце 30-х годов XX века основные геологоразведочные работы на нефть и газ были сосредоточены в пределах Алданской антеклизы и ориентированы в основном на нижнепалеозойские (кембрийские) и более древние отложения. Лишь к 1950-м годам акцент исследований смещается в центральные районы Виллюйской синеклизы, а в 1956 г. происходит открытие газоконденсатного Усть-Виллюйского месторождения, что окончательно укрепляет позиции Виллюйской синеклизы, как одного из районов Сибири, который является наиболее перспективным для поисков и открытий залежей углеводородов [История..., 1986; Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

С 1950-х, последующие два с половиной десятилетия, происходит расцвет нефтегазовой геологии Виллюйской синеклизы и Предверхооянского прогиба. В этот период определены основные геологические черты синеклизы, в том числе стратиграфия распространенных здесь отложений, тектоническое строение и история ее развития. Изучены основные нефтегазоносные уровни, открыты месторождения газа и газового конденсата. Все это стало возможно за счет проведения большого объема геолого-геофизических исследований и глубокого бурения. Над изучением геологического строения и нефтегазоносности Виллюйской синеклизы в разные годы, работали специалисты ведущих геологических организаций и институтов СССР и России (ВНИГРИ, ВНИИГАЗ, ВНИГНИ, ИГ ЯНЦ СО РАН, ИНГГ СО РАН (ранее ИГГ СО АН СССР), ПГО «Ленанефтегазгеология», СНИИГГиМС, ИПНГ ЯНЦ СО РАН), такие как А. Д. Архангельский, Г. Д. Бабаян, Е. И. Бодуно, В. Г. Васильев, В. В. Гайдук, И. И. Голубева, Ю. Д. Горшенин, А. А. Граусман, В. В. Граусман, И. М. Губкин, Ф. Г. Гурари, Т. И. Гурова, В. П. Девятов, А. Э. Конторович, Л. М. Кузьмин,

М. И. Кузьмина, В. Д. Матвеев, С. В. Мейен, В. В. Меннер, К. Б. Мокшанцев, А. И. Олли, А. Ф. Сафронов, Д. П. Сидоров, В. С. Ситников, О. Л. Сластенов, Б. А. Соколов, В. С. Старосельцев, А. С. Токарев, А. А. Трофимук, Г. С. Фрадкин, Л. С. Чернова, Н. В. Черский, Н. С. Шатский [Геологическое строение... 1960; Основные этапы..., 1963; Лено-Вилуйская провинция..., 1969; История..., 1986; Нефтегазоносные бассейны..., 1994; и др.].

В 1970-х на территории Вилуйской синеклизы было открыто несколько месторождений газа и газоконденсата, приуроченных к крупной положительной структуре, расположенной в центральной части синеклизы – Хапчагайскому мегавале [Геология нефти..., 1981].

С конца 80-х годов XX века объем новых исследований значительно уменьшается, как и общий интерес к территории на фоне падения эффективности проводимых исследований с точки зрения новых открытий.

Новый этап изучения территории начинается с 2010-го года. Основные исследователи Вилуйского бассейна в этот период это И. А. Губин, А. Ю. Космачева, И. А. Кушмар, А. В. Погодаев, О. М. Прищепа, В. С. Ситников, П. Н. Соболев, С. В. Фролов, М. О. Федорович и др. [Ситников, 2014, 2017; Погодаев, 2019; Фролов, 2019; Соболев, Сурнин, 2021; Губин, 2020; Федорович, Космачева, 2023].

В этот период проведены значительные по объему геофизические исследования, в частности сейсморазведочные работы в южной части Вилуйской синеклизы и ее сочленения с Алданской антеклизой за счет средств федерального бюджета. Сейсморазведочные материалы характеризуются хорошей информативностью за счет совершенствования методики полевых наблюдений и обработки данных, что позволило детализировать геологическое строение перспективных и продуктивных отложений на отдельных площадях.

Объектом исследования настоящей работы являются пермские, триасовые и нижнеюрские отложения зоны сочленения двух надпорядковых структур: Вилуйской синеклизы и Алданской антеклизы.

Предметом исследования выступают особенности геологического строения и нефтегазоносность исследуемых отложений.

Цель исследования – определение перспектив нефтегазоносности пермских, триасовых и нижнеюрских отложений исследуемой территории на основе результатов интерпретации актуальных геолого-геофизических данных.

Научная задача исследования – построение современной геологической модели пермских, триасовых и нижнеюрских отложений территории сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы с целью выделения перспективных в плане нефтегазоносности зон и объектов.

Этапы исследования

1. Описание истории изучения и современного состояния темы исследования, геологического строения пермских, триасовых и нижнеюрских отложений района исследования, а также методики выполнения работы на основе опубликованных литературных данных.

2. Сбор архивных и современных геолого-геофизических материалов в том числе данных по скважинам глубокого бурения, таких как геофизические исследования скважин (ГИС), описание керна, результаты испытаний, стратиграфические разбивки, а также материалы сейсморазведочных работ, проведенных в последние годы.

3. Сбор и компоновка интерпретационного проекта в специализированном программном обеспечении.

4. Анализ и интерпретация данных ГИС, построение корреляционных схем по разрезам скважин.

5. Анализ сейсмических временных разрезов, динамическая и кинематическая увязка, выделение, стратиграфическая привязка и прослеживание сейсмических отражающих горизонтов, выявление и трассировка разрывных нарушений, построение наборов карт.

6. Выделение нефтегазоперспективных зон и объектов на основе комплексного анализа результатов проведенной межскважинной корреляции, интерпретации сейсмических материалов, построенных наборов карт, и

разработка рекомендаций по направлениям дальнейших геологоразведочных работ.

Методы исследования

В основе выполненного диссертационного исследования лежит осадочно-миграционная теория нефтегазообразования, согласно которой принципиальным для формирования залежей и месторождений нефти и газа является наличие ловушек, способных улавливать, накапливать и сохранять в течение геологического времени углеводороды. Не менее важно наличие нефтегазоматеринских пород, которые служат источником углеводородов, заполняющих ловушки [Конторович, 1976, 1998; Теоретические основы..., 2012]. Основное внимание в настоящей работе уделено определению возможности наличия ловушек в пределах исследуемой территории. Основными составляющими частями ловушки являются: коллектор – проницаемые для углеводородов породы, как правило, осадочного происхождения, и покрышки – непроницаемые породы-флюидоупоры, не пропускающие углеводороды, а также прочие подземные флюиды [Теоретические основы..., 2012].

Предполагается, что в зоне сочленения Вилуйской синеклизы и Алданской антеклизы могут быть ловушки как структурного типа, заполняющиеся за счет миграции углеводородов в приподнятые части положительных структур, так и неструктурного типа, связанные с выклиниванием пластов-коллекторов или их стратиграфическим перекрытием непроницаемыми породами [Ситников, 2017].

Для прогноза зон развития неструктурных ловушек или перспективных объектов, связанных с положительными структурами, необходима детальная геологическая модель нефтегазоносных отложений. Проведение межскважинной корреляции, основанной на анализе и интерпретации материалов ГИС с учетом данных по керну скважин, дает возможность определить наличие как пластов-коллекторов, так и непроницаемых флюидоупоров. Стратиграфические разбивки используются для привязки стратиграфических границ к отражающим горизонтам на временных сейсмических разрезах.

Прослеженные отражающие горизонты служат основой для построения

структурных карт, характеризующих рельеф поверхностей, связываемых с нефтегазоносными комплексами. В свою очередь анализ морфологии данных поверхностей, изменения толщин между ними и выделяемых разрывных нарушений позволяет получить представление об особенностях геологического строения отложений и выявить перспективные для формирования ловушек структурного и неструктурного типов зоны. Помимо этого, вышеперечисленная информация дает возможность изучить историю структурно-тектонического развития территории.

Фактический материал, использованный в исследовании, представлен:

- 1) материалами ГИС по 96 скважинам, среди которых 39 разведочные, 33 поисковые, 12 параметрические, 2 опорные;
- 2) стратиграфическими разбивками по 96 скважинам;
- 3) описанием кернового материала по 54 скважинам;
- 4) результатами испытаний по 57 скважинам;
- 5) сейсмическими профилями, общая протяженность которых составляет 8300 пог. км.

Плотность сейсморазведочных работ в пределах исследуемой территории составляет 0.09 км/км².

Научная новизна исследования

– На основе интерпретации сейсморазведочных материалов установлено продолжение Западно-Вилуйских тектонических структур Кемпендйской и Ыгыаттинской впадин, Сунтарского свода, образованных в ходе процессов позднедевонского рифтогенеза под пермско-мезозойскими отложениями юго-западной части Вилуйской синеклизы. Разрывные нарушения, связанные с данными структурами, имеют северо-восточное простирание;

– Положительные структуры пермско-мезозойского интервала осадочного чехла в юго-западной части Вилуйской синеклизы образовались за счет реактивации разломов позднедевонского заложения. Реактивация, помимо образования положительных структур повлекла за собой формирование более молодых разломов, которые ограничивают данные структуры и могут являться

экранами для залежей углеводородов. Реактивация разрывных нарушений вероятнее всего, связана с процессами формирования Верхоянского складчатого пояса вдоль восточной окраины Сибирской платформы в поздней юре и раннем мелу;

– Уточнены области распространения пермских и триасовых отложений, с использованием современных сейсморазведочных и архивных скважинных материалов. Вблизи контуров выклинивания нефтегазоносных отложений уточнено расположение перспективных зон нефтегазонакопления, где могут быть обнаружены залежи углеводородов в неструктурных, литологически и стратиграфически ограниченных ловушках.

Практическая значимость исследования

Закартированные зоны выклинивания нефтегазоносных пермских и триасовых отложений могут быть основой для постановки более детальных исследований с целью выявления литологических и литостратиграфических ловушек углеводородов.

Уточнены контуры выделенных ранее положительных и отрицательных структур, закартированы новые валлообразные структуры в западной части района исследования, а также построена сеть разрывных нарушений, которые необходимо учитывать при оценке перспектив нефтегазоносности территории.

Предлагаемая геологическая модель пермских, триасовых и нижнеюрских отложений и выделенные на ее основе перспективные зоны, и объекты, а также рекомендации по дальнейшим исследованиям могут послужить основой для разработки планов геологоразведочных работ.

Защищаемые положения

1. В западной части зоны сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы под пермско-мезозойскими отложениями продолжаются Западно-Вилюйские структуры, образованные в ходе процессов рифтогенеза в позднем девоне, и сопутствующие им разрывные нарушения. В восточной части структуры, свидетельствующие о процессах рифтогенеза, отсутствуют. Поверхность фундамента и допермские отложения моноклинально погружаются

на север и представляют собой северный склон Алданской антеклизы переходящий в Лунгхинско-Келинский мегапрогиб.

2. Выделены нефтегазоперспективные объекты, связанные с положительными структурами, в западной и восточной частях района исследования. В западной части положительные структуры образованы за счет реактивации разрывных нарушений, сформированных в позднем девоне, и движения блоков допермского комплекса пород. Причиной реактивации, а также образования антиклинальных структур в восточной части послужило формирование Верхоянского складчатого пояса в позднеюрскую и раннемеловую эпохи.

3. Установлены перспективные зоны нефтегазонакопления, связанные с областями выклинивания пермских и триасовых отложений. В этих зонах выклинивающиеся песчаные пласты перми и триаса могут быть стратиграфически и литологически экранированы, тем самым образуя неструктурные ловушки углеводородов.

Теоретическая значимость исследования

Полученные в ходе исследования результаты дополняют и уточняют историю геологического развития Виллюйской синеклизы. Установленное продолжение Западно-Виллюйских тектонических структур, образованных в ходе позднедевонского рифтогенеза, имеет фундаментальное значение для геологии как исследуемого пермско-мезозойского интервала, так и для более древних отложений. Уточненные структурные планы, распределение толщин и контуры развития пермских, триасовых и нижнеюрских отложений в пределах исследуемой территории могут быть использованы в дальнейших исследованиях – геохимических, стратиграфических, седиментологических.

Личный вклад автора

Автором лично была проведена систематизация скважинных материалов района исследования и ближайших сопредельных территорий. Часть из них использовалась при проведении корреляции разрезов и уточнении стратиграфических разбивок. Собраны комплекты материалов ГИС, описания

керна, результатов испытаний, стратиграфических разбивок.

На основе собранной базы данных автором построены схемы межскважинной корреляции пермских, триасовых и нижнеюрских отложений. По результатам анализа данных ГИС определено наличие коллекторских пропластков в исследуемых интервалах.

Скважинные материалы и результаты сейсморазведочных работ, проведенных в период с 2013 по 2019 г., собраны в интерпретационный проект. Съёмки разных лет были увязаны между собой, после чего была выполнена сеймостратиграфическая привязка разрезов скважин к сейсмическим временным разрезам, выделены основные отражающие сейсмические горизонты. На основе результатов корреляции отражающих горизонтов автором были составлены сеточные модели во временной области. С применением регрессионных зависимостей построены сеточные модели в глубинной области и карты толщин нефтегазоносных отложений. Помимо этого, были выделены и протрассированы системы разрывных нарушений осадочного чехла. Проведен палеотектонический анализ территории исследования.

Автором лично по результатам анализа скважинных материалов и интерпретации данных сейсморазведки построена современная геологическая модель пермских, триасовых и нижнеюрских отложений, на основе которой выделены перспективные с точки зрения нефтегазоносности зоны и объекты в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы.

Степень достоверности результатов исследования

Достоверность результатов проведенного автором исследования базируется на:

– комплексности проведенного анализа, в рамках которого учтены скважинные данные, в том числе стратиграфические разбивки, описание керна, результаты испытаний и данные, полученные в ходе сейсморазведочных работ, выполненных в последнее десятилетие;

– использовании современных программ для интерпретации геологической и геофизической информации, в том числе программные комплексы Petrel, KingDom, GoldenSoftware Surfer;

– использовании общепринятых методик интерпретации геолого-геофизической информации и методов оценки перспектив нефтегазоносности, опирающихся на органическую теорию нефтидогенеза;

– непротиворечивости результатов исследования фактическому материалу и литературным источникам.

Апробация исследования и публикации

Полученные научные результаты изложены в трех статьях журналов (все статьи категории K_2), входящих в Перечень научных изданий, рекомендованных ВАК при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации: Тахватулин М.М. «Перспективы газоносности нижнеюрских отложений южного борта Вилюйской синеклизы (Республика Саха (Якутия))» журнала «Территория НЕФТЕГАЗ»; Тахватулин М.М. «Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности отложений триаса в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы» журнала «Актуальные проблемы нефти и газа»; Тахватулин М. М. «Актуализация перспектив нефтегазоносности пермских отложений зоны сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы» журнала «Вестник геонаук».

Основные результаты исследований, проведенных автором, были представлены на 11 всероссийских и международных конференциях в виде устных докладов. По 9 из них опубликованы тезисы в сборниках материалов конференций:

- 57-я Международная научная студенческая конференция, Новосибирск, 14–19 апреля 2019 года (доклад и тезисы);
- 58-я Международная научная студенческая конференция, Новосибирск, 10–13 апреля 2020 года (доклад и тезисы);
- конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность 2021», Москва, 27–28 мая 2021 года (доклад и тезисы);

- Всероссийская молодежная научная конференция с участием иностранных ученых «Трофимуковские чтения – 2021», Новосибирск, 11–16 октября 2021 года (доклад и тезисы);
- 59-й Международная научная студенческая конференция, Новосибирск, 12–23 апреля 2021 года (доклад и тезисы);
- конференция «Сейсморазведка в Сибири и за ее пределами», Красноярск, 8–11 ноября 2022 года;
- VI Международная геолого-геофизическая конференция «ГеоЕвразия-2023. Геологоразведочные технологии: наука и бизнес», Москва, 27–29 марта 2023 года (доклад и тезисы);
- 61-я Международная научная студенческая конференция, Новосибирск, 17–26 апреля 2023 года (доклад и тезисы);
- Всероссийская молодежная научная конференция с участием иностранных ученых «Трофимуковские чтения - 2023", Новосибирск, 2–7 октября 2023 года (доклад и тезисы);
- конференция «Сейсморазведка в Сибири и за ее пределами», Красноярск, 14-17 ноября, 2023 года;
- конференция «Сейсморазведка в Сибири и за ее пределами», Красноярск, 22–25 октября, 2024 года (доклад и тезисы).

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав и заключения. Общий объем работы – 189 страниц, включая 79 рисунков. Список литературы включает 110 наименований.

Благодарности

Автор выражает глубокую признательность и огромную благодарность научному руководителю к. г.-м. н. М. А. Масленникову, за помощь в подготовке работы, научные рекомендации, плодотворные и конструктивные дискуссии в ходе выполнения диссертационного исследования.

Автор благодарен коллективу АО «СНИИГГиМС» за предоставленный фактический материал и всестороннюю помощь при написании работы. Автор

выражает особую благодарность В. В. Тимочкину, Н. А. Ивановой, Д. С. Лежнину, С. А. Леонову, М. И. Барановой, Н. В. Мельникову за полезные и ценные рекомендации в процессе выполнения диссертационной работы.

Отдельную благодарность автор выражает преподавателям кафедры геологии месторождений нефти и газа, геолого-геофизического факультета Новосибирского государственного университета за полученные в процессе обучения в бакалавриате, магистратуре и аспирантуре знания в области фундаментальных и прикладных направлений геологии и геохимии нефти и газа.

Глава 1. ИСТОРИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

Первые сведения о нефти на территории Вилюйской НГО датируются концом XV, началом XVI веков. Местные жители наблюдали выходы нефти на водоразделе между Вилюем и Леной, а также в некоторых притоках Вилюя. На северо-западе встречались «горючие камни» и «дурно пахнущая жидкость» [Геология нефти..., 1981].

В начале XX в., были проведены маршрутные геологические исследования В.Г. Магницким, А.Л. Чекановским и другими, с целью выявления перспективности территории Лено-Вилюйского междуречья. В 1932 году, начато колонковое бурение на этих территориях, а в 1941 г. – поисково-разведочное [Геологическое строение..., 1960]. Пристальное внимание на Вилюйскую синеклизу, тогда именовавшуюся Вилюйской впадиной, обращал внимание Н. С. Шатский [Шатский, 1932]. Он оценивал ее нефтегазоносные перспективы как достаточно высокие, и данная территория рассматривалась как первоочередная для поиска залежей углеводородов. При этом какие-либо крупные исследования в пределах Вилюйской впадины проведены не были.

До начала 1950-х годов, основные объемы геологоразведочных работ были сосредоточены на территории северного склона Алданской антеклизы, где проводились маршрутно-рекогносцировочные работы и бурение. Материалы данных работ внесли значительный вклад в понимание строения и геологии этого района. Наиболее перспективными были признаны отложения кембрия. Было намечено несколько объектов для постановки более детальных поисковых работ. В 1936 г. из скважины на Кучугей-Билляхской структуре были получены притоки нефти с наибольшим дебитом около 100 л/сут. К 1948 г., был собран значительный объем информации, открывающий новый взгляд на строение кембрийских отложений, но залежи промышленного значения открыты не были. В том числе по этой причине к началу 1950-х годов основной площадью

геологоразведочных работ на территории Якутской АССР, становится Вилюйская синеклиза и Предверхоаянский краевой прогиб [Основные этапы..., 1963].

В начале 1950-х годов были опубликованы работы, в которых была обоснована перспективность мезозойских отложений Предверхоаянского краевого прогиба и Вилюйской синеклизы. В 1951–1952 гг. группой специалистов Якутского геологического управления была составлена программа поисковых и разведочных работ на нефть и газ на 1955–1960 гг. В соответствии с ней были пробурены три опорные скважины: Якутская, Намская и Вилюйская. При бурении получены притоки воды с газом из отложений, относящихся к нижней юре. Геолого-геофизические исследования выявили несколько положительных структур, часть которых стали объектами опорного, поискового и разведочного бурения. Разбуривались Усть-Вилюйская, Сангарская и Китчанская площади. Из отложений триаса поступала вода с высоким содержанием растворенного газа. Настоящий прорыв произошел, при испытании скважины Усть-Вилюйской-1 в 1956 г., когда был получен мощный приток газа, до 1,5 млн м³/сут., из отложений на границе триаса и перми [Основные этапы..., 1963].

Судя по характеру и мощности притока, весьма вероятно, что он произошел из одной из песчаных линз свит нижнего триаса. Также продуктивными оказались и другие уровни. В газе, поступившем из нижних уровней, было определено промышленное содержание конденсата.

В 1957-1960 гг. велось бурение на целом ряде площадей, среди которых: Бергеинская, Олойская, Собо-Хаинская, Нижневиллюйская. Разбуренные структуры были выделены по результатам анализа данных, полученных в ходе геологоразведочных работ. Начата разведка Бадаранской и Неджелинской структур, расположенных западнее ранее обнаруженных. К наступлению 1970-х годов нефтегазоносность мезозойских отложений Вилюйской синеклизы и Предверхоаянского прогиба была доказана практическими результатами. В дальнейшем проведены значительные объемы геофизических исследований, которые позволили более детально исследовать выделенные, а в некоторых случаях уже разбуренные структуры. Особое место среди геофизических

исследований занимала сейсморазведка по актуальным на тот момент методикам [Геологическое строение..., 1960; Основные этапы..., 1963].

Основные материалы по данным глубокого бурения были обобщены в монографиях под редакцией В. Г. Васильева, А. А. Трофимука, Н. В. Черского и других, в 60-х годах прошлого века. Глубокое бурение позволило выявить важные особенности строения зоны сочленения Виллюйской синеклизы и Предверхоаянского краевого прогиба. Было установлено наличие шарьяжно-покровных явлений, сокращение толщин, исчезновение многолетнемерзлых пород в русле Лены, закономерное изменение катагенеза органического вещества, а также уплотнение пород, наличие разломов разных видов [Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

Необходимо отметить, что в связи с приуроченностью первых открытий на территории Виллюйской синеклизы к классическим антиклинальным структурам, все последующие годы XX в. исследовательские работы велись с прицелом на открытие и доисследование ловушек этого типа. Хотя, уже в 1970-е годы, упоминаются возможные открытия в зонах сокращения толщин нефтегазоносных отложений триаса и перми.

Одно из важнейших достижений работ, проведенных в прошлом веке – открытие наиболее крупной в пределах синеклизы положительной структуры – Хапчагайского мегавала, который расположен вблизи ее осевой части. За счет большого размера и сложности положительными структурами меньших порядков в его пределах локализовались геологоразведочные работы с целью открытия новых месторождений в Виллюйской синеклизе. Были открыты крупные газовые и газоконденсатные месторождения (Средневиллюйское, Неджелинское, Толонское, Мастахское). Всего в его пределах пробурено 137 глубоких скважин, в большинстве из которых получены притоки газа и газоконденсата из пермских и триасовых месторождений [Геология нефти..., 1981; Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

Постепенно происходило расширение границ площади поисковых геологоразведочных работ, а также вовлечение в изучение новых

стратиграфических уровней. Основными объектам работ в то время были северо-западный борт синеклизы, Линденская впадина, Тюкян-Чыбыдинская моноклираль. В западной части района сейсморазведкой и глубоким бурением изучена система барьерных рифов в отложениях кембрия. Проводилась оценка запасов газа и газоконденсата месторождений Хапчагайского мегавала в залежах перми и триаса, по мере поступления новых данных. К 1986 г. была пробурена самая глубокая скважина в Сибири – Средневиллюйская скв. № 27. В ней были полностью вскрыты отложения перми. Открыты Нижнетюкянское (1976 г.), Андылахское (1985 г.) и Среднетюнгское (1976 г.) газоконденсатные месторождения. Строительство полноценного промысла в пределах Виллюйской синеклизы начато в 1968 г. На базе Усть-Виллюйского месторождения были построены основные сооружения, необходимые для организации промышленной добычи, а также проложен магистральный газопровод длиной около 290 км до города Якутска – столицы Якутии. Позднее промысел обустроивается и на Толон-Мастахском (1973 г.) и Средневиллюйском (1975 г.) месторождениях. Сформировавшийся Виллюйский газовый комплекс включает в себя систему газопроводов, которые отвечали промышленным запросам на газ для территории Якутии [Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

К концу 1980-х годов геологоразведочные работы были в целом завершены. За время проведения геологоразведочных работ подготовлено 47 объектов для поискового бурения, опойсковано 37 объектов, залежи открыты на 11 объектах.

В это же время была выполнена серия работ, в рамках которых проанализированы данные бурения, керн скважин, построены схемы корреляции, уточнено положение стратиграфических границ. Результаты проведенных исследований, в том числе палеонтологических, до настоящего времени являются стратиграфической основой для изучений отложений Виллюйской синеклизы [Изучение разрезов..., 1986Ф].

Территория была изучена гравиметрической съемкой масштаба 1:200 000, из которых 45 000 км² съемкой с масштабом 1:100 000 и 1:50 000. Логлорский вал и Хапчагайский мегавал изучены с помощью гравиразведки. Значительная часть

Вилуйской синеклизы была покрыта аэромагнитной съемкой разных масштабов [Погодаев, 2019]. Суммарное количество пробуренных скважин на территории нефтегазоносной области к настоящему времени составляет более трехсот.

К окончанию наиболее энергичного этапа изучения территории Вилуйской синеклизы доказана промышленная газоносность отложений верхней перми (тарагайская толща), нижнего триаса (неджелинская, таганджинская и мономская свиты), и кызылсырской свиты нижней юры. Все открытые месторождения приурочены к положительным антиклинальным структурам. Во многих случаях, большую роль играет, помимо структурного и литологический фактор. В строении отложений, продуктивных на месторождениях, часть залежей приурочена к литологически ограниченными песчаными пластами и линзами.

После завершения основных геологоразведочных работ в 1960-1980-х гг. территория была дополнительно изучена в рамках республиканской программы по изучению территории Якутии в начале нового, XXI века. Оценка ресурсов УВ была проведена трижды: в 2001, 2009 и 2013 г. В 2013 г. оценка произведена в ИПНГ СО РАН (г. Якутск) по методу геологических аналогий. Прогнозные геологические ресурсы Вилуйской НГО, составили 5448 млн т условных углеводородов [Погодаев, 2019].

Научные исследования, проводимые в XXI в. (А. Г. Берзин, А. Ф. Сафронов, В. С. Ситников и др.), позволяют положительно оценить перспективы территории Вилуйской НГО.

В данный момент, Вилуйская НГО переживает очередной пик интереса. Такие компании-недропользователи, как ПАО «ЯТЭК» и ПАО «Газпром» активно приобретают лицензии на проведение геологоразведочных работ в пределах Вилуйской синеклизы. В частности, ПАО «ЯТЭК» приобрела лицензии на участки Северный, Южный и Соболахский (Рисунок 2) ([URL: https://www.sakha.gov.ru/news/front/view/id/3256913](https://www.sakha.gov.ru/news/front/view/id/3256913)). Южный участок непосредственно пересекается с районом исследования. Соболахский располагается внутри района исследования. В рамках аукциона проведенного в декабре 2021 г. ПАО «Газпром» были приобретены лицензии на три участка

недр: Тюкянский, Кастыр-Сахарный, Варваринский. Обе компании планируют развернуть довольно крупные геологоразведочные работы на новых участках (URL: <https://www.interfax.ru/business/807011>). В 2024 г. ПАО «Газпром» продолжает усиливать свое присутствие в регионе. Компанией была приобретена лицензия на Синский участок. Участки компании практически в полном объеме находятся в пределах контура данной исследовательской работы. Две вышеупомнятые компании в настоящее время уже проводят геологоразведочные работы на участках недр. Ими проводятся сейсморазведочные работы в модификации 2D, а также пробурено несколько скважин для уточнения строения нефтегазоносных отложений.

Фактическим материалом исследования послужили данные по 96 глубоким скважинам. Часть скважин относится к Северо-Алданской НГО, часть к Предверхоаянской и к Западно-Виллюйской. В работе использовались результаты сейсморазведочных работ последних 10 лет. Суммарно это сейсмические профили 5 различных сезонов съемки, общей протяженностью около 8300 пог. км, что составляет приблизительно 20 % от всего объема сейсморазведочных данных по всей территории Виллюйской НГО. При площади района исследования в 95 000 км², плотность современной сейсморазведки в его пределах составляет 0.09 пог. км/ км² (Рисунок 3).

Условные обозначения к рисунку 2: 1 – населенные пункты; 2 – действующие газопроводы; 3 – проектируемые газопроводы; 4 – контур района исследования; 5 – административные границы; 6 – месторождения углеводородов; 7 – нераспределенные участки недр; 8 – участки компании ПАО «Газпром»; 9 – участки компании ПАО «ЯТЭК»; 10 – участки компании «Роснефть»; 11 – участки компании «ИНК»; 12 – участки компании ООО «ТКН Геологоразведка»; 13 – участки прочих компаний; 14 – гидросеть

Условные обозначения к рисунку 3: 1 – глубокие скважины; 2 – глубокие скважины, используемые в исследовании; 3 – контур района исследования; 4 – населенные пункты; 5 – границы нефтегазоносных провинций; 6 – границы нефтегазоносных областей; 7 – сейсмические профили 2013 года съемки; 8 – сейсмические профили 2016 года съемки (Южно-Виллюйская площадь); 9 – сейсмические профили 2016 года съемки (Синская площадь); 10 – сейсмические профили 2017 года съемки; 11 – сейсмические профили 2019 года съемки

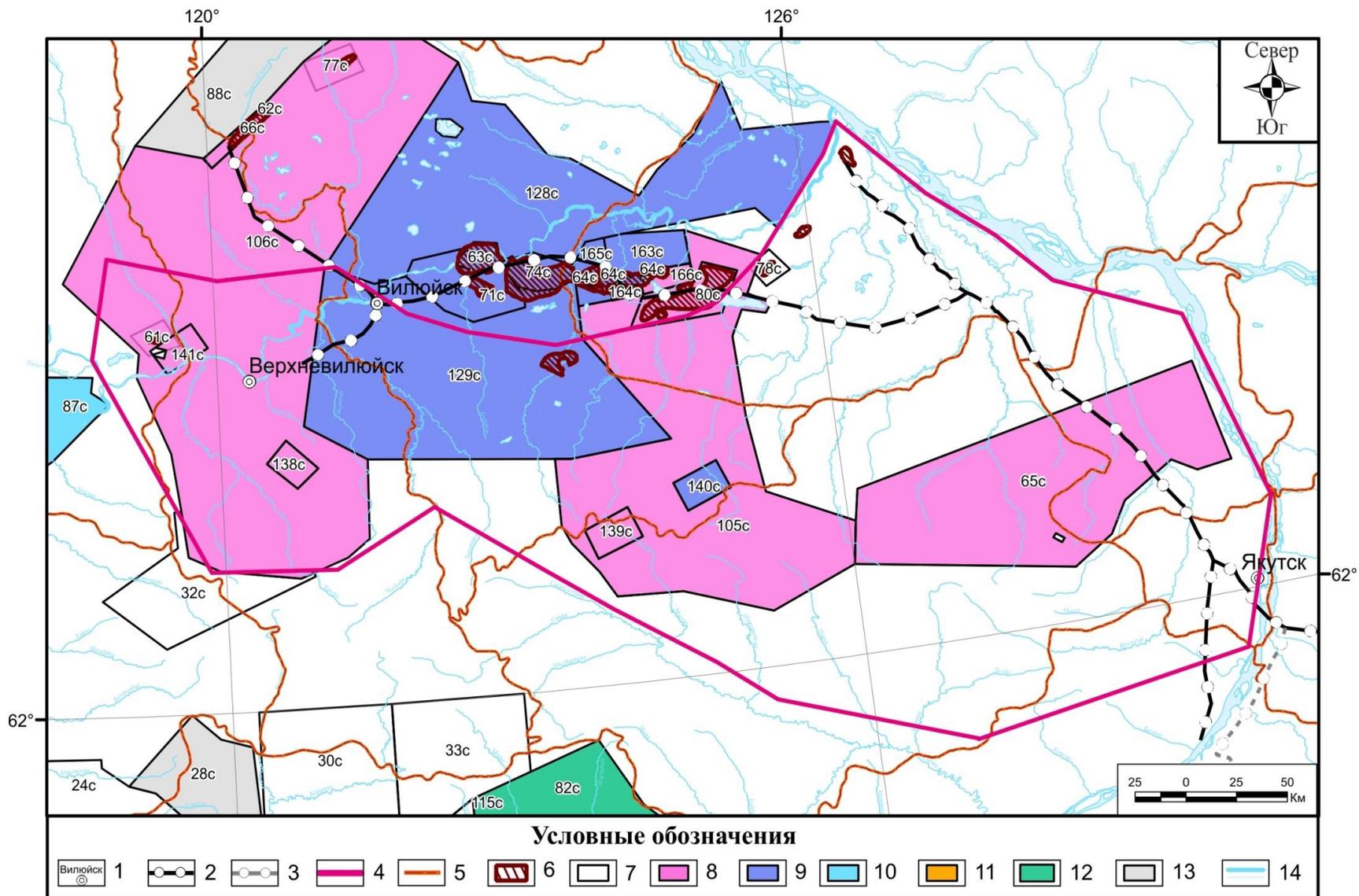


Рисунок 2 – Схема расположения лицензионных участков (по материалам СНИИГГиМС, на декабрь 2024)

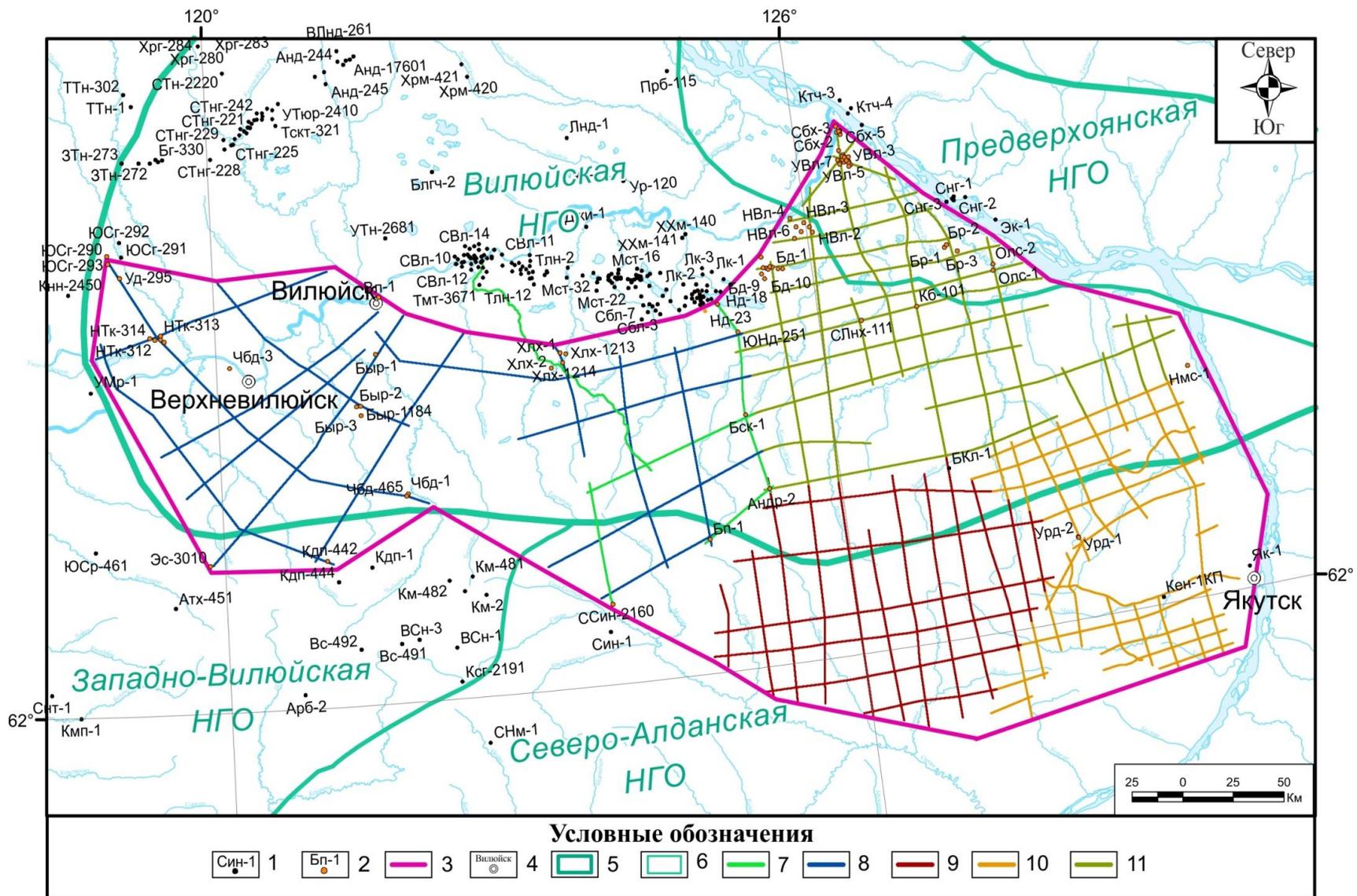


Рисунок 3 – Схема фактического материала и изученности района исследования

Глава 2. ОБЗОР И АНАЛИЗ ОПУБЛИКОВАННЫХ ЛИТЕРАТУРНЫХ ДАННЫХ ПО ГЕОЛОГИИ РЕГИОНА

2.1. Стратиграфия и обстановки осадконакопления

Осадочный чехол Вилюйской синеклизы представлен отложениями широкого стратиграфического диапазона, от венд-рифейского до четвертичного уровней. По последним данным отложения, ранее считавшиеся рифейскими, отнесены к вендской системе или же к переходной зоне между рифейскими и вендскими породами [Голубкова, 2021]. Наличие отложений ордовика и силура во внутренних районах Вилюйской синеклизы бурением не подтверждено. Они могли быть размывты при перерыве в раннем девоне [Стратиграфия ..., 2000; Стратиграфия ..., 2007; Каньгин и др., 2016]. Отложения девона бурением в центральных районах, и в бортовых частях на востоке также не вскрыты. Автор данного исследования, исходя из закономерностей тектонического строения района, предполагает, что девонские отложения могут быть распространены в глубокопогруженных частях синеклизы. Однозначно в разрезе исследуемой части Вилюйской синеклизы имеют место вендские, кембрийские, каменноугольные, пермские, триасовые, юрские, меловые и частично более молодые отложения [Конторович и др., 2024]. Состав пород фундамента, по аналогии с северным склоном Алданской антеклизы, представлен интрузивными и метаморфическими породами.

Максимальная мощность чехла в центральной части Вилюйской синеклизы достигает приблизительно от 10 до 16 км и уменьшается в направлении ее бортов (западном, южном, северном). В восточном направлении, в сторону Верхоянской складчатой области, толщина чехла может нарастать за счет пермских и триасовых отложений, накапливавшихся в пределах существовавшей в то время пассивной континентальной окраины [Геология нефти..., 1981; Башарин, Фрадкин, 2005].

Пермские отложения

Все значительные исследования в области стратиграфии пермских отложений проведены и опубликованы в период до 90-х годов прошлого века. В 2000-х гг. стратиграфические схемы, построенные в тот период, соотносились с новым принятым разделением пермской системы на отделы.

В структурно-фациальном районировании пермских отложений Сибирской платформы район исследования входит в крупную фациальную зону восточного борта Тунгусской синеклизы [Решение..., 1982]. Исходя из более детального районирования Вилюйской синеклизы по типам разреза, район исследования относится к двум зонам: южной части и южного борта Вилюйской синеклизы [Граусман и др., 1982] (Рисунок 4).

В западной части пермские породы залегают на каменноугольных. Разрез каменноугольных отложений этой части синеклизы представлен одной свитой.

Курунгурияхская свита делится на четыре пачки. Нижняя пачка – песчаники, мергели, аргиллиты серого цвета с прослоями известняков. Вторая пачка представлена ангидритами, доломитами и мергелями. Третья пачка состоит из мергелей, известняков, туфов и терригенных разностей пород. Четвертая – туфы, туффиты, разности пород от алевролитов до брекчий. Цвет серый, зеленовато-серый. Суммарная толщина свиты достигает 500 м [Решение..., 1982; Гайдук, 1988].

Средне-верхнекаменноугольные отложения вскрыты единичными скважинами и представлены кэдэпчикской и юрэнской толщами, состоящими из переслаивания песчаников, алевролитов, углистых аргиллитов и мергелей [Граусман, 1984].

Данные стратиграфические подразделения в соответствии со Стратиграфическим кодексом именуется толщами по причине недостаточности материалов для перевода их в ранг свит.

Мохсоголохская серия. Серией данную толщу предлагается именовать по причине того, что она занимает обширный стратиграфический интервал, предположительно с конца каменноугольной системы и весь нижний отдел

пермской по старому разделению (в новой вариации до уфимского яруса). В литологическом плане она представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов с несколькими слоями углей. Вскрытая толщина около 1700 м. В центральной части синеклизы она разделена на четыре толщи (Рисунок 4).

Хомустахская толща – это переслаивание мелкозернистых терригенных пород. Встречаются слои мелкозернистых и среднезернистых песчаников с угленосными прослоями. Толщина – до 350 м.

Онхойдохская толща выделяется по отличительному и яркому для пермских отложений диагностическому признаку – отсутствию в ее разрезе слоев углей. Состоит из мелко- и среднезернистых, серых, волнисто-слоистых песчаников. Встречаются алевролиты, аргиллиты, включения пирита. Толщина до 230 м.

Тарагайская толща вскрыта большим количеством скважин в пределах Вилюйской синеклизы и является наиболее изученной из всех стратиграфических единиц перми. Представлена она песчаниками разной зернистости, с прослоями и пачками алевролитов с аргиллитами. Содержит прослой угля. Встречается сидерит и прослой с повышенным содержанием карбонатного материала [Голубева и др., 1980; Граусман и др., 1982; Граусман, Мейен, 1987; Кутыгин, 2018].

Пермские отложения в составе угленосных слоев содержат органическое вещество (ОВ) террагенного, и реже смешанного типа [Фомин и др., 2016].

В разрезе южного борта выделяется одна толща – *тогойдохская*. В литературных источниках и кровельная, и подошвенная границы свиты указаны как эрозионные, а выделяется она по разрезам двух скважин – Байской-1 и Андреевской-2.

В ее стратиграфическом положении отражен тот факт, что пермские отложения выклиниваются на бортах Вилюйской синеклизы. Состоит она из песчаников, переслаивания алевролитов и аргиллитов, пластов углей. Породы от светло-серого до темно-серого. Встречается пирит. Толщина – 300 м.

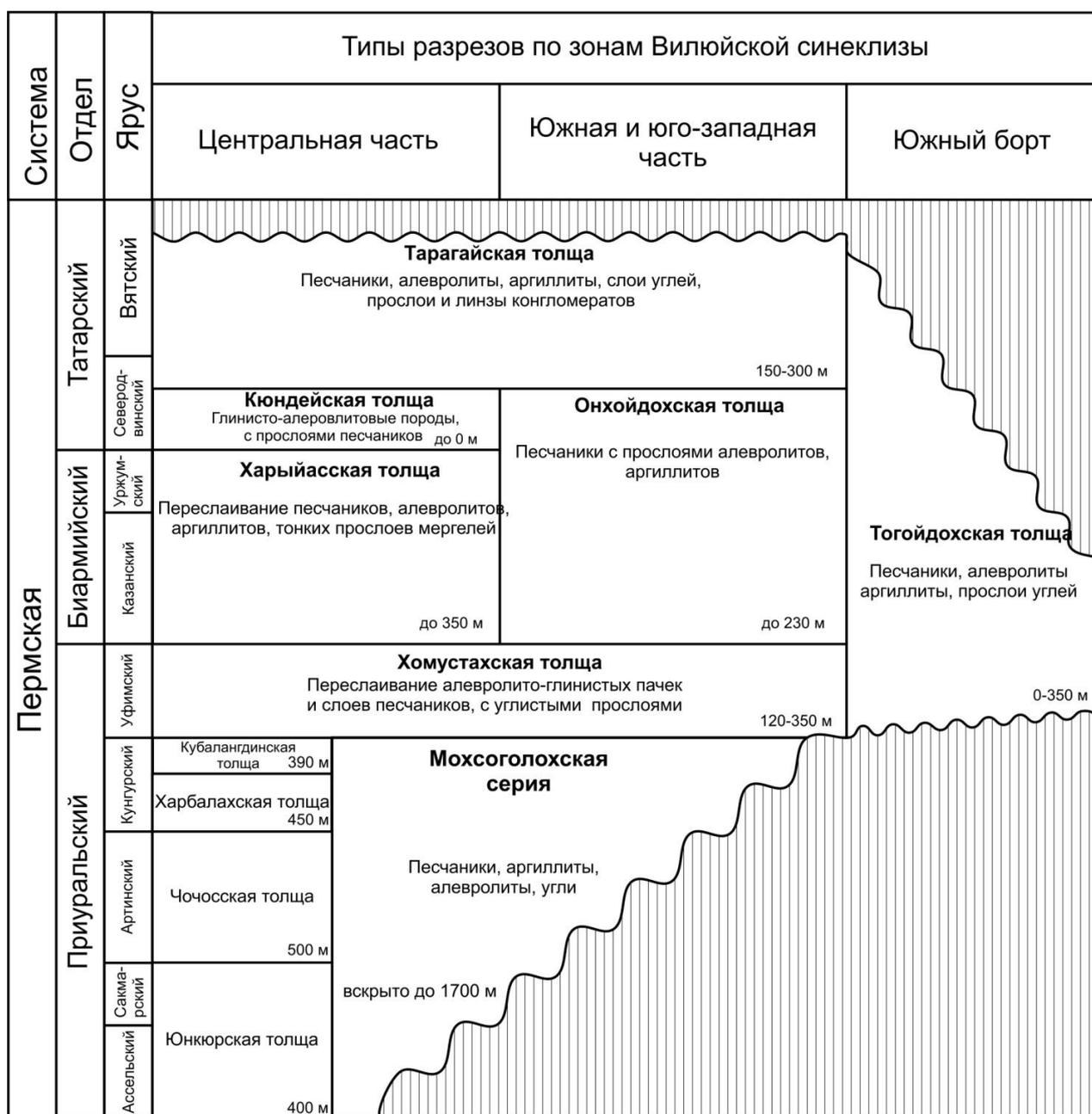


Рисунок 4 – Стратиграфическая схема пермских отложений исследуемой части Вилюйской синеклизы [по: Голубева и др., 1980; Граусман и др., 1982; Граусман, Мейен, 1987; Фролов и др., 2019; Черданцев, Жарков, 2021]

Обстановки осадконакопления отложений тарагайской толщи верхней перми

По результатам работ многих авторских коллективов [Алексеев, 1991; Будников, Девятов, 2007; Кутыгин, 2018; Фролов и др., 2019, Черданцев, 2019, Черданцев, Жарков, 2021] считается, что в позднеатарскую эпоху в пределах Вилюйской синеклизы отложения накапливались преимущественно в

континентальных условиях. Основными источниками сноса в пермский период являлись Сунтарский свод, северный склон Алданской антеклизы. Анализируя строение изученных разрезов и последовательности смены отложений, можно предполагать, что на исследуемых площадях на момент формирования тарагайской толщи существовала аллювиальная долина. При переходе в центральные районы синеклизы обстановка сменяется на аллювиально-дельтовую равнину. Восточнее, в сторону существовавшего на тот момент морского бассейна, происходит переход к мелководно-морским, прибрежным отложениям [Алексеев, 1991; Будников, Девятков, 2007; Фролов и др., 2019, Черданцев, 2019, Черданцев, Жарков, 2021].

На основе опубликованных данных, и анализа полученных по результатам исследования карт толщин, построены литофациальные схемы верхней части пермских отложений (Рисунок 5).

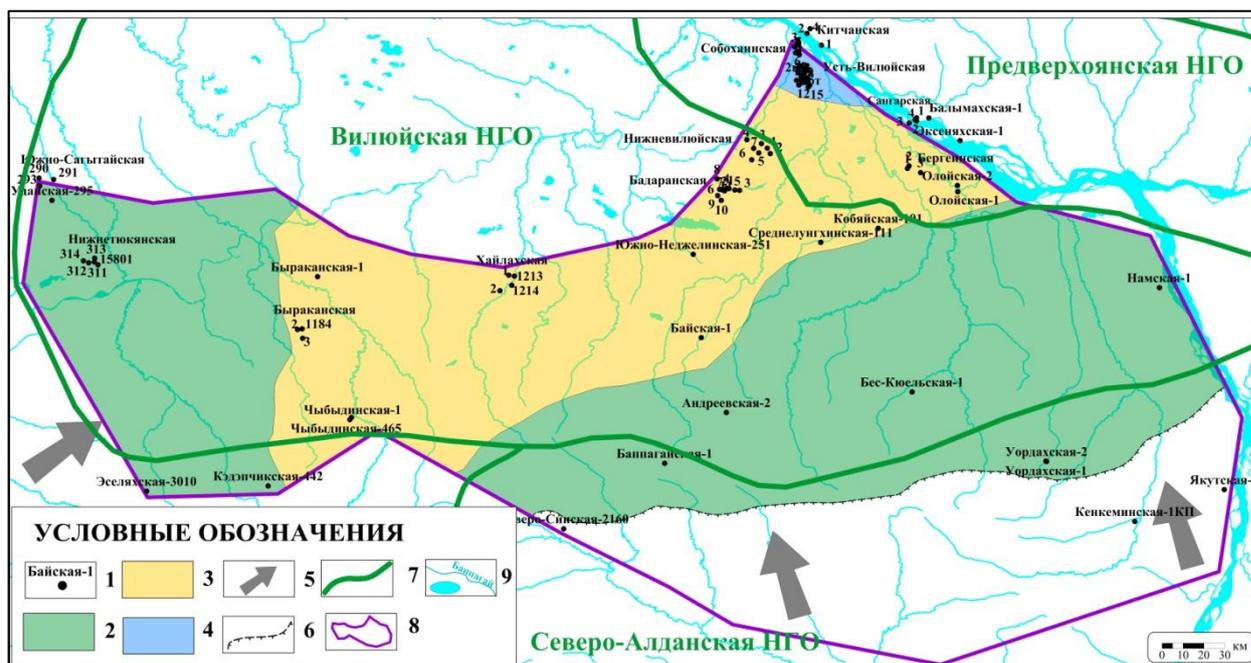


Рисунок 5 – Литофациальная схема отложений верхней перми [по: Алексеев, 1991, Фролов и др., 2019, Черданцев, Жарков, 2021, с дополнениями и изменениями автора]

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – литофация озерно-болотной, возвышенной равнины; 3 – литофация аллювиально-дельтовой равнины; 4 – литофация прибрежно-морских, мелководных отложений; 5 – направления привноса обломочного материала; 6 – линия выклинивания; 7 – границы НГО; 8 – контур района исследования; 9 – гидросеть

Триасовые отложения

Отложения триаса с перерывом залегают на пермских. Стратиграфия триаса восточных районов Сибирской платформы развивалась с 1970-х годов, и итогом исследований стала стратиграфическая схема 1981 г., в которой приведено фациальное районирование. По этому районированию исследуемая территория относится к Вилюйской фациальной зоне [Решение..., 1981, Девятов, 2012]. В дальнейшем районирование было доработано, в результате чего Вилюйская зона была разделена на несколько фациальных районов. Зона сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы пересекает контуры двух районов – Средневилюйского, Вилюйской фациальной области, и Нижневилюйского, Лено-Нижневилюйской фациальной области [Стратиграфия..., 2002] (Рисунок 6). В разрезе триасовых отложений выделяются четыре свиты.

Неджелинская свита представлена переслаиванием пестроцветных аргиллитов, алевролитов. Линзы песчаников различной зернистости, от мелкой до средней. Высокое содержание вулканогенно-осадочного материала, вплоть до слоев туфов. Встречаются пластовые тела эффузивов основного состава. Породы от зелено-серых до красновато-коричневых. Относится к нижней части индского яруса. Толщина до 120 м.

Таганджинская свита сложена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники различной зернистости, иногда со слоями брекчий. Слоистость мелкая, крупная, косая. Малое содержание фауны, кроме конхострак. Относится к верхней части индского яруса. Как и для неджелинской свиты характерно высокое содержание туфового материала. Ее значительная толщина при небольшом временном промежутке указывает на большую скорость поступления и захоронения осадочного материала. Толщина свиты – до 600 м.

Мономская свита. Состоит из пестроцветных аргиллитов со слоями глинистых алевролитов, линзами песчаников средне- и мелкозернистых. Породы содержат туфовый материал, осколки вулканического стекла, базальтов. Относится к оленекскому ярусу. Толщина до 225 м.

Система	Отдел		Ярус	Вилкойская фациальная область		Ленско-нижневиллюйская фациальная область	
	Отдел			Средневиллюйский фациальный район		Нижневиллюйский фациальный район	
Триасовая	Верхний	Рэт		Кыбыттыгская свита Песчаники зеленовато-серые, аргиллиты, алевролиты В основании слои конгломератов		180 м	
		Нория		Мусочанская свита Песчаники, линзы конгломератов, алевролиты, аргиллиты		100 м	
		Карний		Хедаличенская свита Песчаники серые, светло-серые, конгломераты, редкие прослои алевролитов		270 м	
	Средний	Ладин		Верхняя подсвита Песчаники, линзы конгломератов, алевролиты, аргиллиты глинистые брекчии			
		Анизий		Средняя подсвита Песчаники до крупнозернистых, конгломераты, брекчии, прослои алевролитов			
	Нижний	Оленек		Нижняя подсвита Песчаники разнозернистые, алевролиты, аргиллиты			
		Инд		Мономская свита Аргиллиты, прослои алевролитов, мелкозернистых песчаников		до 225 м	
				Таганджинская свита Песчаники мелко- и среднезернистые, разнозернистые, алевролиты, аргиллиты, туффиты, туфы		до 600 м	
				Неджелинская свита Аргиллиты, алевролиты, прослои песчаников, туфоалевролитов, туффитов, туфов		до 120 м	
				Сыгынская свита Песчаники, алевролиты, аргиллиты		200 м	
		Толбонская свита Песчаники с линзами гравелитов, прослоями алевролитов		400 м			

Рисунок 6 – Стратиграфическая схема триасовых отложений исследуемой территории [по Решение..., 1981; Стратиграфия..., 2002]

Средний и верхний отделы отложений триасовой системы на большей части исследуемой территории представлены *тулурской свитой*, которая сложена разнозернистыми песчаниками, гравелитами. В подчиненном количестве встречаются прослои алевролитов и аргиллитов. Наблюдаются конкреции пирита и сидерита, остатки растений, детрит. Охватывает значительный стратиграфический интервал от верхней части оленека до приблизительно нория-рэта. Толщина до 700 м. В самой северной части территории вскрываются триасовые породы, относящиеся к Ленско-Виллюйской фациальной области.

Вероятнее всего, они относятся к кыбыттыгской свите верхнего триаса [Решение..., 1981; Стратиграфия..., 2002].

Обстановки осадконакопления отложений нижнего триаса

Большинство исследователей считают [Казаков, 1989; Стратиграфия..., 2002; Фролов и др., 2019] что в триасе основными источниками поступления терригенного материала являлись Анабаро-Оленекское поднятие, Анабарский свод и северный склон Алданской антеклизы.

Особенностью триасового осадконакопления является то, что терригенная седиментация осложнялась вулканизмом основного состава. Установлено, что в триасовое время скорость седиментации на территории Вилюйской синеклизы была очень высокой [Казаков, 1989]. Для отложений нижнего триаса характерно увеличение толщин к центральной части Вилюйской синеклизы, что указывает на стабильное погружение территории в это время.

По результатам анализа литературных источников и с учетом распределения толщин отложений уточнены границы литофациальных зон отложений нижнего триаса (Рисунок 7, 8, 9).

На момент накопления неджелинской свиты уровень моря был достаточно высоким, что отражается в преобладании глинистых разностей в ее литологическом составе. Имеющиеся песчаные линзы и пропластки связаны с постоянными и временными потоками, формированием дельт и лагун небольших размеров (см. Рисунок 7).

При накоплении отложений таганджинской свиты, уровень моря значительно упал, а скорость поступления осадка увеличилась. За счет этого наблюдается большая толщина отложений таганджинской свиты и малое количество тонкозернистых слоев (см. Рисунок 8).

Фации мелководного шельфа располагались восточнее и на территории исследования не распространены, как установлено по анализу литературных данных и в ходе актуального исследования.

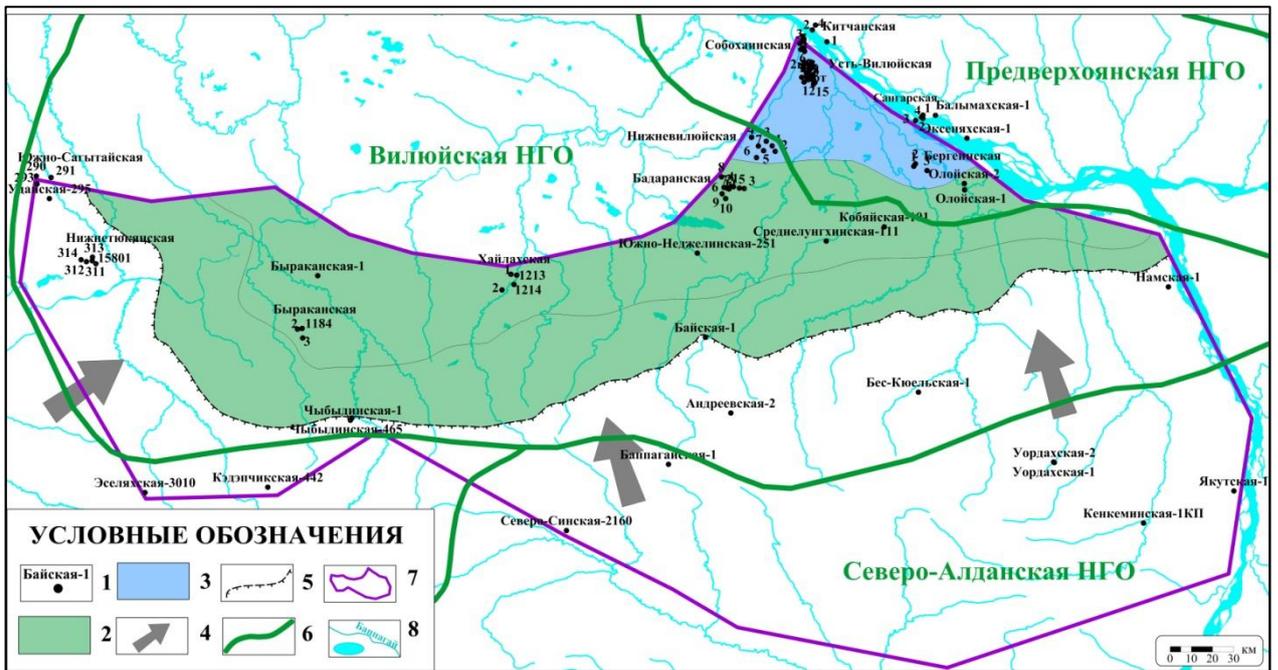


Рисунок 7 – Литофациальная схема отложений неджелинской свиты [по: Казаков, 1989, Алексеев, 1991, Фролов и др., 2019, с дополнениями автора]

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – литофация мелководного шельфа с влиянием постоянных и временных водотоков; 3 – литофация дельтовой равнины; 4 – направления привноса обломочного материала; 5 – линия выклинивания; 6 – границы НГО; 7 – контур района исследования; 8 – гидросеть

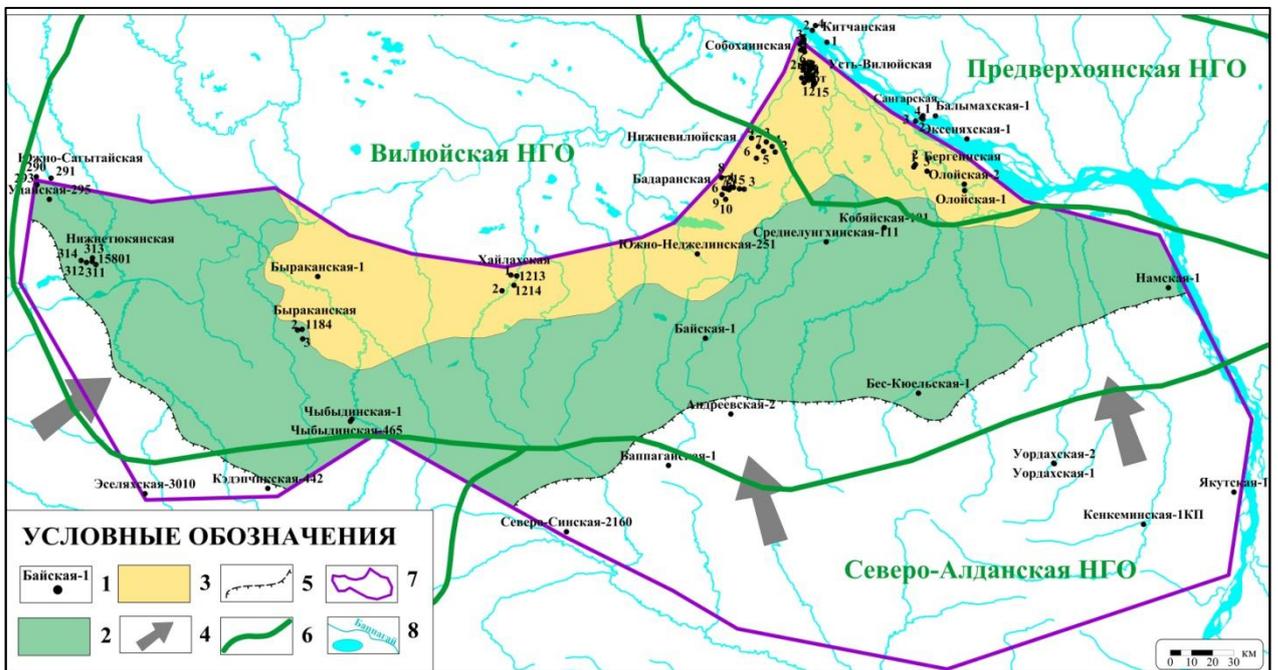


Рисунок 8 – Литофациальная схема отложений таганджинской свиты [по: Казаков, 1989, Алексеев, 1991, Фролов и др., 2019, с дополнениями автора]

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – литофация аллювиальной равнины; 3 – литофация дельтовой равнины; 4 – направления привноса обломочного материала; 5 – линия выклинивания; 6 – границы НГО; 7 – контур района исследования; 8 – гидросеть

Обстановка, в которой отлагались осадки, сформировавшие мономскую свиту, близка к обстановке накопления пород неджелинской свиты. Связано это с подъемом уровня моря. При этом в ее разрезе выше доля песчаных линз и прослоев. Области развития литофациальных областей скорректированы с использованием литературного материала, карты толщин и корреляции (Рисунок 9).

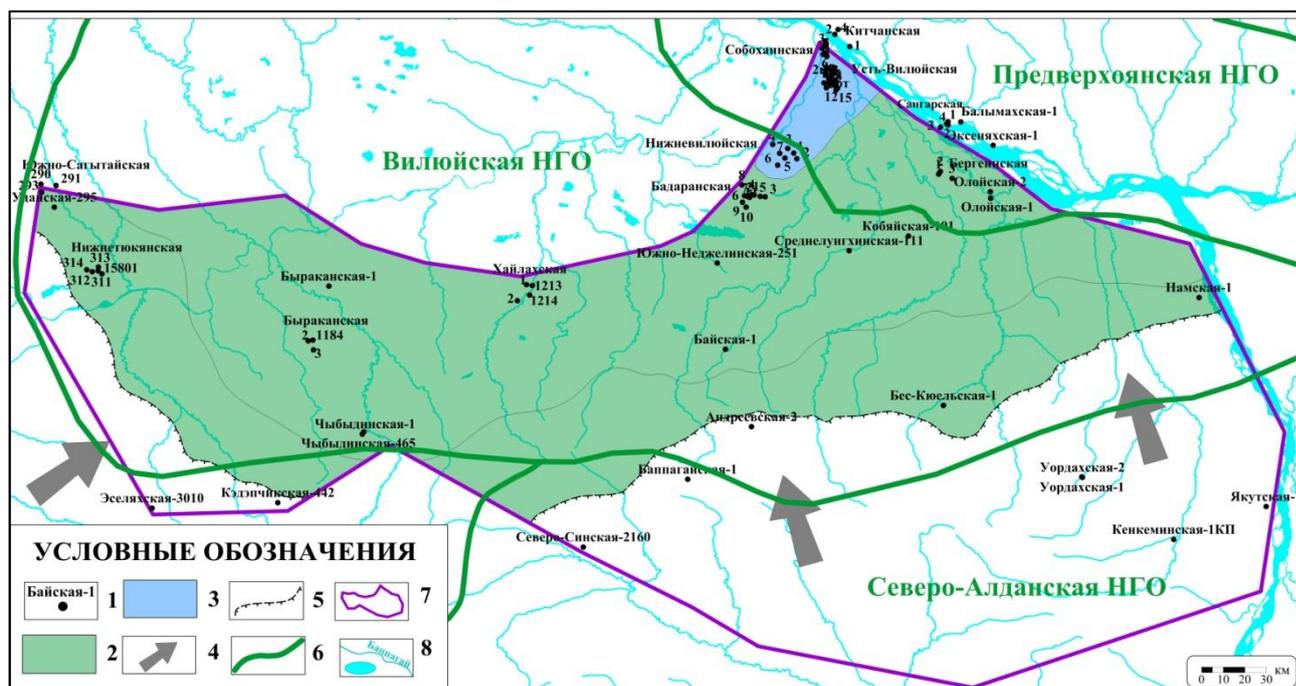


Рисунок 9 – Литофациальная схема отложений мономской свиты [по: Казаков, 1989, Алексеев, 1991, Фролов и др., 2019, с дополнениями автора]

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – литофация мелководного шельфа с влиянием постоянных и временных водотоков; 3 – литофация дельтовой равнины; 4 – направления привноса обломочного материала; 5 – линия выклинивания; 6 – границы НГО; 7 – контур района исследования; 8 – гидросеть

Юрские отложения

Отложения юрской системы хорошо изучены в пределах всей Сибири, в том числе и в пределах восточной части Сибирской платформы, где расположен район исследования. Фациальное районирование нижней-средней юры восточной окраины Сибирской платформы представлено в работе 1991 г. [Князев и др., 1991]. Район работ располагается в Вилуийской структурно-фациальной зоне. В доработанной версии районирования, исследуемая территория входит в Лено-Вилуийскую фациальную область, Вилуийский фациальный район. Район работ по фациальному районированию келловая и верхней юры относится к Южно-

Сибирской фациальной области [Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система..., 2000] (Рисунок 10).

Система	Отдел		Ярус		Стратиграфические подразделения		
	Юрская	Верхний	Титон			Бергеинская свита Песчаники с прослоями аргиллитов, алевролитов, углей и остатками листовой флоры 265-450 м	
Окфорд						Марыкчанская свита Переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников с пластами и прослоями угля и остатками листовой флоры 100-140 м	
				Келловей			Нижневиллюйская свита Песчаники с прослоями алевролитов, аргиллитов, линзами углей и остатками листовой флоры 100-320 м
Средний		Бат			Якутская свита Песчаники и алевролиты с прослоями и пачками аргиллитов 200-250 м		
			Байос				
				Аален			
Нижний		Тоар			Сунтарская свита Глины и аргиллиты, в верхней части с прослоями алевролитов 60-65 м		
			Плинсбах	Кызылсырская свита	Верхняя подсвита Аргиллиты, алевролиты, песчаники 60 м		Долгайская свита Песчаники с прослоями алевролитов, аргиллитов 270-300 м
		Нижняя подсвита Песчаники, с слоями алевролитов, аргиллитов 200 м			Устьвиллюйская свита Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов 180-200 м		
		Синемюр					
		Геттанг					

Рисунок 10 – Стратиграфическая схема юрских отложений исследуемой территории [по: Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система..., 2000]

Кызылсырская свита состоит преимущественно из песчаников, алевролитов и аргиллитов и делится на две подсвиты. Верхняя подсвита – чередование светло-зеленоватых песчаников с алевролитами и аргиллитами. Нижняя подсвита схожа по составу, но содержит большее количество аргиллитов. В подошве свиты одна-две маркирующие пачки темно-серых до черных аргиллитов. Толщина – до 260 м.

В северной части района исследования в стратиграфическом интервале кызылсырской свиты выделяются две обособленные свиты.

Устьвиллюйская свита соответствует нижней части кызылсыркой свиты, распространена в зоне сочленения Предверхоанского краевого прогиба и Виллюйской синеклизы. Она сложена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Пачки чередования имеют различные толщины. Остатки фауны редки в разрезе свиты. Толщина ее может достигать 200 м [Сластенов и др., 1976; Сластенов, 1978, Сластенов и др., 1986; Шурыгин и др., 2001].

Долгайская свита является временным аналогом верхней части кызылсырской свиты. Является продолжением дельтовых систем, характерных для отложений юры данного возраста. Состоит в основном из песчаников, со слоями и прослоями аргиллитов и алевролитов. Толщины могут достигать 300 м [Сластенов и др., 1976; Шурыгин и др., 2001].

Сунтарская свита – глины, аргиллиты, с высоким содержанием битуминозного материала в некоторых слоях. В верхней части разреза встречаются алевролитовые и песчаные прослои. Большое количество остатков фауны. Толщина в среднем 50–65 м. Верхняя часть свиты относится к нижней части ааленского яруса.

Якутская свита представлена песчаниками, алевролитами с прослоями и пачками аргиллитов. Толщина – до 240 м.

Нижневиллюйская свита – песчаники светло-серые, с прослоями алевролитов, аргиллитов, углей. Толщина – до 320 м.

Марыкчанская свита представлена переслаиванием алевролитов, аргиллитов, песчаников, углей, с остатками флоры. Толщина свиты до – 140 м.

Бергеинская свита – песчаники светло-серые, аргиллиты, алевролиты. Прослои углей. Толщина 260–450 м [Князев и др., 1991; Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система..., 2000].

Обстановки осадконакопления отложений кызылсырской свиты

Конфигурация раннеюрского осадочного бассейна была схожей с триасовой. Сохранились ранее существовавшие источники сноса терригенного материала (Анабарский свод и северный склон Алданской антеклизы) и направления палеопотоков. В юрское время снизилась скорость

осадконакопления и прогибания бассейна, отсутствуют источники вулканокластического материала [Князев и др., 1991; Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система..., 2000].

Нижняя подсвита кызылсырской свиты формировалась при высоком уровне моря. После уровень моря падал, и начинали преобладать дельтовые и аллювиальные обстановки осадконакопления с отложением песчаников связанных с деятельностью временных и постоянных потоков. В таких условиях образовывалась верхняя подсвита [Алексеев, 1991; Князев и др., 1991; Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система..., 2000] (Рисунок 11).

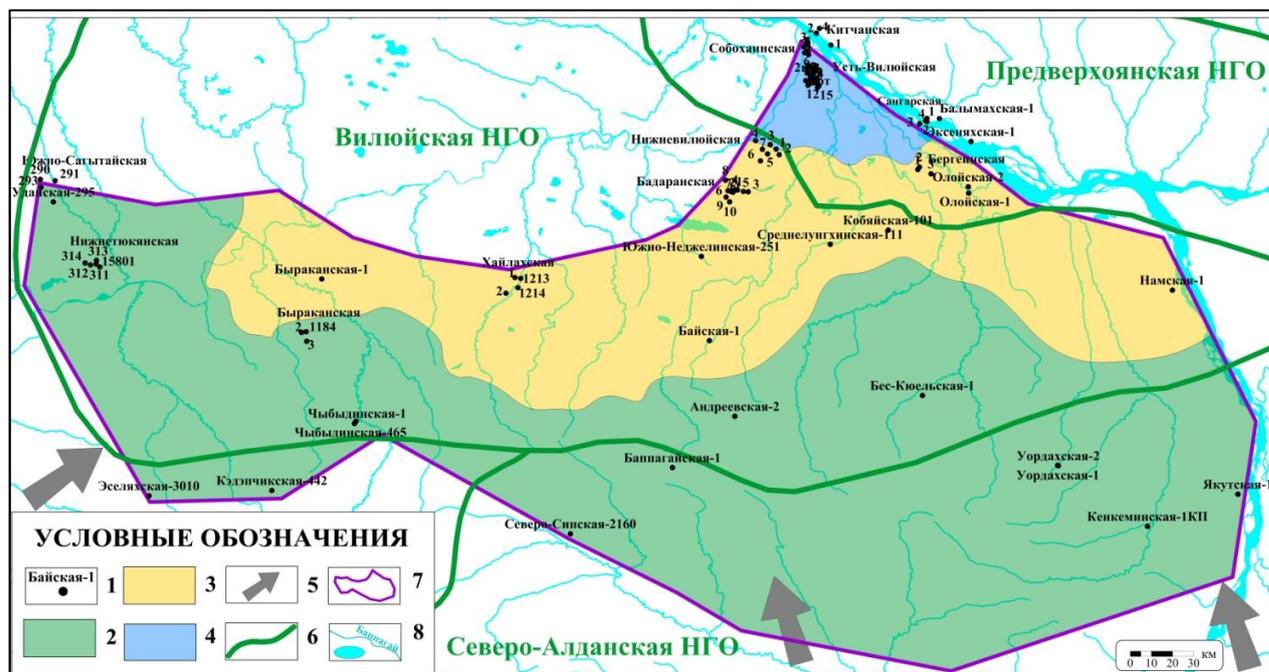


Рисунок 11 – Лито-фациальная схема отложений кызылсырской свиты [по Алексеев, 1991; Князев, Девятов, Шурыгин, 1991; Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская..., 2000, с дополнениями автора]

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – литофация аллювиально-аккумулятивной равнины; 3 – литофация дельтово-прибрежной равнины; 4 – литофация мелководного шельфа; 5 – направления привноса обломочного материала; 6 – границы НГО; 7 – контур района исследования; 8 – гидросеть

Меловые отложения

Исходя из фациального районирования, район работ относится к Вилуйскому фациальному району, разрез представлен пятью свитами [Решение 3-го Межведомственного..., 1981].

Батыльхская свита сложена песками, песчаниками. Прослой углей, алевролитов. Толщина – до 700 м.

Эксеняхская свита представлена песками от желтого до зеленого цвета. Местами прослой углей, алевролитов, аргиллитов. Толщина до 800 м.

Хатырыкская свита – песчаники, пески, алевролиты, аргиллиты, угли. Толщина сильно изменчива от 60 до 900 м.

Тимердяхская свита состоит из песков, песчаников, светло-серого цвета. Делится на две подсвиты. Содержит прослой алевролитов, конгломератов, гравия, аргиллитов. Толщина – до 500 м.

Линденская свита – белые пески, с глинистым материалом. Толщина – до 100 м.

Особое внимание стоит обратить на значительные толщины отложений меловой системы, что указывает на поступление огромного количества осадочного материала. По мнению автора, одним из основных источников служили складчатые образования Верхоянского складчатого пояса в конце юрского периода – начале мелового. При этом разрез меловых отложений очень однообразен, почти не содержит фаунистических остатков и высокоугленосен.

Четвертичные отложения

Четвертичные отложения распространены не везде в пределах района работ. Пески аллювиально-озерные, супеси, гальки. Толщина отложений достигает 20 м.

2.2. Тектоника фундамента и осадочного чехла

Вилуйская синеклиза (гемисинеклиза) – надпорядковая отрицательная структура осадочного чехла восточной окраины Сибирской платформы. Район исследования располагается в пределах ее южного борта, северного склона надпорядковой положительной структуры Алданской антеклизы. Помимо этого, на западе в контур исследования попадают окончания трех структур первого порядка: Ыгыаттинской и Кемпендяйской впадин и Сунтарского свода (Рисунок 12) [Тектоническая карта..., 2018].

В отношении данной структуры употребляются термины гемисинеклиза или синеклиза. Приставка «геми» отражает незамкнутость структуры. Употребление термина синеклиза по отношению к данной структуре не является ошибкой, в контексте термина «синеклиза» как такового.

Границы Вилюйской синеклизы с запада, севера, юга, проводятся по контуру распространения среднеюрских отложений. Восточная граница с Предверхооянским прогибом проводится по смене простирания дислокаций с субширотного в синеклизе на субмеридиональное в прогибе [Лено-Вилюйская провинция..., 1969; Матвеев, Найданов, 1981; Геология нефти..., 1981; Гайдук, 1988]. По предложениям некоторых исследователей границы Вилюйской синеклизы с северо-запада и юга можно проводить по флексурам, перегибам слоев, так как они указывают на границы бассейна к началу накопления пермских отложений – началу формирования Вилюйской синеклизы [Фрадкин и др., 1984]. В современных вариантах тектонического районирования Сибирской платформы Западно-вилюйские структуры не включаются в состав Вилюйской синеклизы.

Верхняя мантия в районе Вилюйской синеклизы имеет сниженную относительно всей платформы плотность вещества – до $3,23 \text{ г/см}^3$, что определено по результатам исследования гравитационных аномалий в пределах платформы. Вилюйская синеклиза совместно с Тунгусской, совпадают с контурами относительных минимумов плотности вещества верхней мантии. По рельефу поверхности Мохоровичича наблюдается положительная морфоструктура под территорией Вилюйской синеклизы [Мегакомплексы..., 1987]. По некоторым данным в районе Вилюйской синеклизы отмечается сниженная толщина консолидированной коры, по разным оценкам до 17–19 км [Башарин, Фрадкин, 2005].

Фундамент Сибирской платформы делится на западную и восточную части. На место современной Вилюйской синеклизы, располагалась Вилюйская депрессионная зона, разделяющая между собой западную и восточную части. Алданское поднятие располагалось в восточной части фундамента. На основании блокового строения фундамента Сибирской платформы выделяется Вилюйский

мегаблок. Он продолжается на юго-запад до Предпатомского прогиба [Мегакомплексы..., 1987].

Осадочный чехол Сибирской платформы может быть поделен на несколько мегакомплексов, каждый из которых отражает тектонический режим на момент накопления отложений, относящихся к этому мегакомплексу. Исходя из описания структур мегакомплексов, на рифейском уровне на месте Вилюйской синеклизы присутствовал прогиб, предположительно связанный с рифтовыми протерозойскими структурами, при этом контуры части структур уже были проявлены. Венд-силурийский мегакомплекс характеризуется наличием протяженного Предбайкало-Вилюйского регионального прогиба. Прогиб оканчивался на северо-востоке Вилюйской мегавпадиной, которая была распространена на большой территории [Варенцов, Дорошко, Чичмарев, 1975; Мегакомплексы..., 1987; Берзин и др., 2000].

К схожим выводам приходили и другие исследователи в 1970-е годы. По ним в период от позднего протерозоя до среднего палеозоя (начало девона), на данной территории существовал Палеовилюйский прогиб [Гудков, 1968; Лено-Вилюйская..., 1969; Дорман и др., 1976]. Прогиб раскрывался в юго-западном направлении. Фундамент территории может быть описан как гетерогенное образование раннепротерозойского возраста, состоящее из кристаллических глыб, предположительно архейского возраста. К концу протерозоя режим сменяется на более спокойный, платформенный.

Учитывая подобное строение фундамента, отдельные его блоки, вероятно, сохраняли мобильность и повышенную подверженность геодинамическим процессам. Формирование Кемпендяйской впадины, Сунтарского поднятия и Ыгыаттинской впадины исследователями того времени, связывается с подвижностью блоков фундамента. К началу пермского периода территория стабилизировалась, тогда на смену Палеовилюйскому прогибу, приходит Вилюйская синеклиза, оформляющаяся в новых, меньших, чем палеопроби, границах.

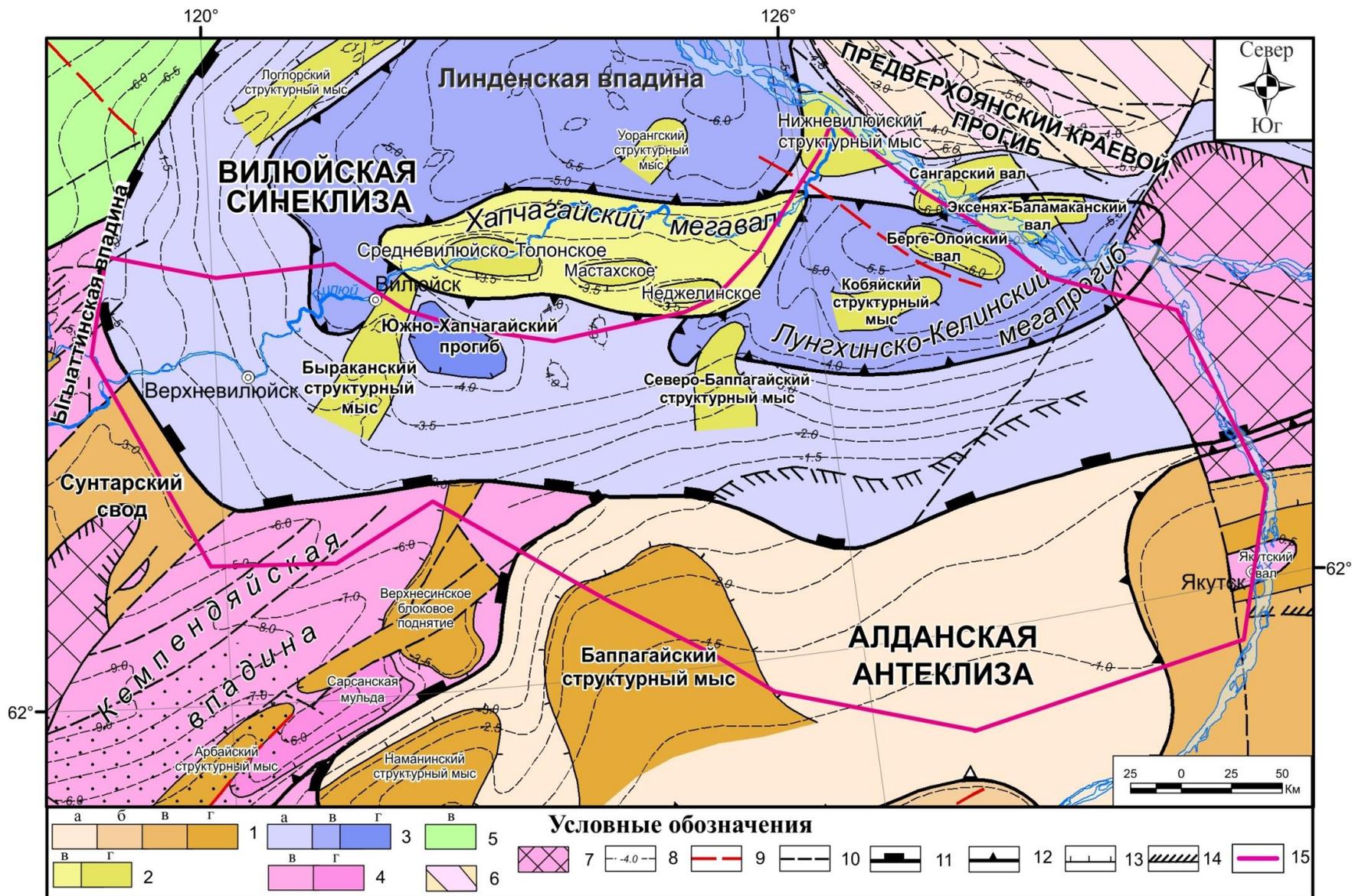


Рисунок 12 – Фрагмент тектонической карты Сибирской платформы [ред. Старосельцев В. С., СНИИГГиМС 2018]

Условные обозначения: 1 – палеозойские положительные структуры: а – надпорядковые, б – суперпорядковые, в – первого порядка, г – второго порядка; 2 – мезозойские положительные структуры: в – первого порядка, г – второго порядка; 3 – мезозойские отрицательные структуры: а – надпорядковые, в – первого порядка, г – второго порядка; 4 – палеозойские отрицательные структуры: в – первого порядка, г – второго порядка; 5 – промежуточные палеозойские структуры; 6 – зоны складчато-надвиговых дислокаций; 7 – выход фундамента на уровень отложений; 8 – изогипсы структурных поверхностей: венда-кембрия и подошвы триаса; 9 – крупные региональные разломы; 10 – разломы, выявленные геологической съемкой, сейсморазведкой; 11 – контуры надпорядковых структур; 12 – контуры структур первого порядка; 13 – контуры структур второго порядка; 14 – линия выклинивания терригенных мезозойских отложений; 15 – контур района исследования

Пермские и триасовые отложения накапливались в условиях устойчивого прогибания района, на осадконакопление влияло колебание уровня моря. Как предполагалось исследователями в 1970-е годы, тектонические структуры пермско-триасово-юрского чехла синеклизы, в частности Хапчагайского мегавала, Китчанского выступа и ряда впадин, начали формироваться в средне-позднеюрскую эпоху, за счет процессов формирования Верхоянского складчатого пояса. Восточная часть территории погружалась, и одновременно с этим формировались поднятия, зачастую валового типа и разного порядка, имеющие приразломный характер. К концу мела активное прогибание территории, маркируемое значительными толщинами отложений этого возраста, завершается. Резюмируя, до начала перми территория исследования относилась к Палеовиллюйскому прогибу, протяженному в юго-западном направлении, а также происходили активные тектонические движения. Виллюйская синеклиза, как отдельная структура, оформляется в начале пермского периода. Этапом, на котором сформировалась большая часть тектонических структур, является рубеж юры и мела.

В 1980-е годы, за счет неопределимого исследовательского вклада В. В. Гайдук, было доказано протекание на территории Западно-Виллюйского блока, рифтогенных процессов [Гайдук, 1988], что повлекло за собой пересмотр происхождения многих верхнепалеозойских и мезозойских структур.

В следующем крупном описании тектоники данной территории, сказано о том, что с позднего протерозоя до начала девона, здесь шло стабильное прогибание и накопление осадков. А все крупные тектонические структуры этой

части Сибирской платформы были сформированы в ходе процессов позднедевонского рифтогенеза. В фундаменте выделяется мезопротерозойский складчатый пояс – Нюрбинский [Тектоника..., 2001; Смелов, Тимофеев, 2003]. Выделение его обосновано керном, аэромагнитными данными, результатами палеомагнитных исследований рифейских пород Сибирской платформы. Данный орогенный пояс, вероятно, связан с Аkitканским складчатым поясом. Аkitканский пояс выделен севернее озера Байкал и предположительно продолжается в северо-восточном направлении под отложениями осадочного чехла [Розен, 2003; Эволюция..., 2006].

Проанализировав опубликованные материалы, имеет смысл просуммировать общие этапы развития Вилюйской синеклизы, а также Кемпендяйской, Ыгыаттинской впадин и Сунтарского поднятия, и Предверхооянского прогиба на востоке. Несмотря на то что район исследования охватывает и часть территории Алданской антеклизы, его развитие в большей степени связано с геотектонической эволюцией Вилюйского бассейна.

На уровне фундамента под современной Вилюйской синеклизой располагается древний складчатый пояс. Он был образован на рубеже раннего и позднего протерозоя между крупными блоками земной коры – Алданским и Анабарским. В дальнейшем, вплоть до силура, на месте непосредственно Вилюйской синеклизы существовала окраинная депрессия, гораздо большая по площади, чем современная Вилюйская синеклиза. Наиболее вероятно, уже на этом этапе на месте современных Кемпендяйской, Ыгыаттинской впадин и Сунтарского поднятия располагались прототипы этих структур, в виде более погруженных и приподнятых областей. Это могло быть следствием расчлененности рельефа из-за складчатых процессов в архее и раннем протерозое.

Критическим для тектонического развития района становится среднепалеозойский (позднедевонско-раннекаменноугольный) этап. В этот геологический период происходит активное развитие здесь рифтовой системы, которая повлияла на формирование современного облика «триады» структур (Кемпендяйской, Ыгыаттинской впадин и Сунтарского поднятия). Автором

предполагается, что данный процесс был так широко проявлен по причине повышенной мобильности блоков протерозойского складчатого пояса в фундаменте. Вероятнее всего, именно на этапе рифтогенеза оформляются депоцентры в восточной части синеклизы, соответствующие современным Линденской впадине и Лунгхинско-Келинскому мегапрогибу.

С пермского периода начинается развитие непосредственно Вилюйской синеклизы. Перед началом отложения пород триаса происходил кратковременный перерыв осадконакопления. Значимых тектонических перестроек не было вплоть до конца юрского периода. Далее, с конца юрского периода, и до конца мела, территория не только погружалась, но в ее пределах формировалось множество положительных и отрицательных структур. Все это происходило по причине формирования вдоль всей восточной окраины Сибирской платформы Верхоянского складчатого пояса. Многие моменты развития Вилюйской синеклизы и смежных с ней западных структур, подтверждаются как в ранних публикациях [Гудков, 1968; Лено-Вилюйская..., 1969; Варенцов и др., 1975; Дорман и др, 1976; Матвеев, Найданова, 1981; Фрадкин, Болдырев, 1984; Гайдук, 1988], так и в современных [Тектоника..., 2001; Фролов и др., 2019].

Среднепалеозойский рифтогенез

Как уже отмечалось выше, одним из важнейших моментов в тектоническом развитии Вилюйской синеклизы является рифтогенез во время раннегерцинской складчатости (поздний девон – ранний карбон). Так как на этом этапе не только образовались важные структуры, но и заложились основные системы разрывных нарушений, которые влияют на нефтегазоносность территории, необходимо более подробно осветить данный процесс.

Основная исследовательская работа, в которой приведена значительная фактическая база и модель процессов, происходивших на этой территории в позднем девоне – раннем карбоне, опубликована в 1988 г., В. В. Гайдуком [Гайдук, 1988].

Литологический состав и стратиграфическое строение девонских отложений отражает рифтогенетические процессы, охватывающие западную

часть территории. Описание свит приводится по данным бурения в пределах Ыгыаттинской и Кемпендяйской впадин.

Харьяхская свита делится на две части – нижнюю толщу пестроцветных мергелей, алевролитов, аргиллитов, глинистых доломитов, с прослоями туфов. В верхней ее части, увеличивается доля терригенных пород. На основании палинологических данных возраст оценивается как позднеэйфельский. Толщина – от 20 до 75 м [Решение..., 1982; Гайдук, 1988].

Аппаинская свита с размывом залегает на харьяхской свите. Отнесена к франскому веку. Разрез свиты начинается с покрова базальтов, далее следует переслаивание пестроцветных алевролитов, аргиллитов, мергелей. Встречаются пачки туфов. Толщина свиты меняется от 20 до 1000 м.

Вилючанская свита лежит выше по разрезу. Представляет собой пестроцветные мергели, алевролиты, песчаники, с прослоями ангидритов, гипсов, туфов. По результатам палинологических исследований возраст пород свиты – фаменский век. Толщина меняется от 100 до 690 м.

Главные особенности отложений девона – наличие значительных по толщинам покровов сложного состава, относимых к границе между средним и верхним отделом девонской системы. В юго-западной части развиты соленосные отложения [Решение..., 1982; Гайдук, 1988].

В раннюю эпоху девонского периода территория Сибирской платформы испытывала общий подъем, на что указывает отсутствие отложений этого возраста. В начале среднего девона происходит опускание территории Вилюйского палеобассейна и накопление карбонатно-глинистых осадков небольшой мощности. На Сунтарском поднятии их толщины снижены, что может быть связано как с размывом, так и с тем, что уже на этом уровне Сунтарское поднятие было относительно приподнятым.

Вторая стадия характеризуется развитием Сунтарского поднятия, а также общим подъемом большей части близлежащих районов. Одновременно с этим происходит формирование Вилюйско-Мархинского и Чаро-Синского дайковых поясов и внедрение пластовых интрузий. Далее происходит массивное излияние

базальтов на значительной территории. Доказано наличие базальтовых покровов в пределах всех трех западных структур, а также в западной части Виллюйской синеклизы. Во внутренних ее районах присутствие подобных покровов не доказано.

Третья стадия относится к концу франского, фаменскому веку. В эту стадию происходит активное образование разрывных нарушений с разной амплитудой смещений. Считается, что именно в пределах Кемпендяйской впадины проходила ось рифта в западной части. В восточной части основная рифтовая долина могла быть приурочена к Линденской впадине. В переходной зоне формируется Тюкяно-Чыбыдинская зона поднятий. Начало накопления ранекаменноугольных отложений отражает переход к стабильно погружающемуся бассейну [Гайдук, 1988].

Возможно, формирование среднепалеозойской рифтовой системы могло быть связано с разворотом блоков фундамента, находящихся с северо-запада и юга относительно расположения рифтовой системы. Обосновывается это расхождением Виллюйско-Мархинского и Чаро-Синского поясов даек в северо-восточном направлении, а также палеомагнитными исследованиями, предполагающими вращение Анабарского мегаблока относительно Алданского по часовой стрелке. Растяжение при рифтогенезе оценивается в среднем до 70 км [Мигурский, 2019].

Отложения синеклизы ниже верхнекаменноугольных сетью разломов северо-восточного простирания разбиты на системы односторонних горстов и грабенов. Наиболее подробно разрывные нарушения изучены в пределах Ыгыаттинской и Кемпендяйской впадин.

Большая часть разрывных нарушений определена как сбросы, некоторые – как взбросы. Наиболее вероятно, что разломы имеют сдвиго-сбросовую кинематику. Помимо прочего, наличие продольных сбросов, связанных с ними ступеней (горсты, моноклиналильные блоки), характерно для большинства погруженных рифтов. Подобные разломные зоны и связанные с ними структуры

являются дополнительным подтверждением протекания процессов рифтогенеза на данной территории [Гайдук, 1988].

Описание тектонических структур

С запада район работ включает в себя окончание «триады» структур первого порядка – Кемпендяйскую, Ыгыаттинскую впадины и Сунтарское поднятие (свод) (см. Рисунок 12) [Геология..., 1981; Гайдук, 1988].

Кемпендяйская впадина – выделена в 50-х годах XX века. По бортам впадины фундамент погружен на глубину до 10 км. Характеризуется вытянутой с юго-запада на северо-восток формой, занимает площадь более 15 тыс. км. Имеет близкую к симметричной форму в разрезе, несколько большие углы наклона слоев отмечаются со стороны Сунтарского поднятия.

Ыгыаттинская впадина выделена в 1950-е годы по геофизическим данным. В разрезе впадина ассиметрична, с Сунтарским поднятием она граничит резко, по разрывному нарушению. Прочие границы плавные, по флексурному перегибу слоев. Вытянута в том же северо-восточном направлении.

Сунтарский свод выделен по данным сейсморазведки и бурения. Среднепалеозойские отложения отсутствуют, мезозойские отложения толщиной до 1,5 км залегают непосредственно на фундаменте. Вытянут в северо-восточном направлении, как и соседствующие впадины. В длину около 200 км, в ширину до 75 км.

В структурном плане мезозойских отложений выделена положительная структура второго порядка – Быраканский структурный мыс. Протяженностью около 60 км в северо-восточном направлении, шириной до 30 км. Он осложняет Тюкян-Чыбыдинскую моноклираль, занимающую большую часть западного борта Вилуйской синеклизы. Севернее Быраканского структурного мыса находится западное окончание Линденской впадины.

Восточнее расположен Южно-Хапчагайский прогиб или же, в других источниках, Тангнарынская впадина. Имеет приближенную к изометричной форму, слегка вытянутую на северо-запад. Размеры 30x20 км. Имеет резкую границу с Хапчагайским мегавалом. Восточная и южная границы пологие.

В центральной части района исследования находится Бюскельская моноклинал. Ее осложняет Северо-Баппагайский структурный мыс, имеющий субмеридиональную ориентировку.

Хапчагайский мегавал – вытянутая в восточном направлении неизометричная положительная структура первого порядка. Средняя площадь мегавала, по разным стратиграфическим уровням, составляет около 7000 км². Длина до 200 км, ширина до 50 км.

На юге центральной части исследуемой территории, на северном склоне Северо-Алданской антеклизы, располагается Баппагайский структурный мыс. Помимо данного структурного мыса в южной части территории структур не выделяется.

В северо-восточной части, практически в полном объеме в контур района работ попадает Лунгхинско-Келинский мегапрогиб [Протопопов, 1993; Тектоническая карта..., 2018]. Мегапрогибом он именуется, основываясь на прошлых исследованиях. Так именовалась структура, которая, как предполагалось, была заложена еще в додевонское время. Данную структуру можно назвать и впадиной. Она уверенно выделяется по всем уровням. В среднем ее площадь равна 21 000 км². Внутренняя часть прогиба осложнена несколькими положительными структурами второго порядка – незамкнутым Кобяйским структурным мысом и Берге-Олойским валом. Они имеют схожие размеры и вытянутую форму. Если структурный мыс вытянут в восточном направлении, то Берге-Олойский вал – в северо-западном. На самом севере в контур исследования попадает южная часть Нижневиллойского структурного мыса, раскрывающегося на северо-восток.

2.3. Нефтегазоносность

Район исследования охватывает южную часть Виллойской НГО, западное окончание Предверхоянской НГО, которые входят в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. Своими крайними границами он также захватывает

две НГО, относящиеся к Лено-Тунгусской НГП: Западно-Виллюйскую на западе, и Северо-Алданскую на юге.

Нефтегазоносность исследуемых в данной работе отложений доказана в пределах Виллюйской и Предверхоаянской НГО. В разрезе перми, триаса и нижней юры выделяются три нефтегазоносных комплекса: верхнепермский-нижнетриасовый, нижнетриасовый, нижнеюрский. Именно к этим комплексам относятся все найденные залежи и открытые месторождения. В пределах всей Виллюйской НГО открыто 10 месторождений, преимущественно газоконденсатных. Семь из них приурочены к Хапчагайскому мегавалу, расположенному севернее района исследования [История..., 1986; Литология..., 1988; Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

В данной работе автором для описания продуктивных пород используется термин нефтегазоносный комплекс – обособленная в разрезе осадочная толща, развитая в пределах большей части нефтегазоносного бассейна, характеризующаяся относительной гидродинамической изолированностью и единством строения и условий формирования в нем нефтяных и газовых скоплений. Комплекс состоит из проницаемой части, содержащей скопления УВ и обеспечивающей возможности их латеральной миграции, а также из флюидоупора, создающего относительную изолированность комплекса сверху. Снизу проницаемые породы комплекса подстилаются также непроницаемыми породами. В составе проницаемой части могут встречаться слабопроницаемые отложения, образующие субрегиональные и локальные покрышки. Нефть и газ могут генерироваться в разрезе самого нефтегазоносного комплекса или вне его [Головин, 2009; Теоретические основы..., 2012; Рапацкая, 2022]

Основной объем начальных разведанных запасов Виллюйской НГО в размере 390 млрд м³ приурочен к нижнетриасовому продуктивному комплексу. В залежах юрских отложений сосредоточено 36 млрд м³. В отложениях верхнепермско-нижнетриасового комплекса содержится около 270 млрд м³ запасов газа [Погодаев, 2019].

Верхнепермско-нижнетриасовый нефтегазоносный комплекс

распространен на всей территории Виллюйской синеклизы. Коллектор представлен песчаными и алевролитовыми пластами тарагайской толщи верхней перми или ее временными аналогами. Пористость песчаных и алевролитовых пластов меняется в значительных пределах, от 10 до 20 %, средняя проницаемость равна 25 мД. Флюидоупором выступает неджелинская свита нижнего триаса, состоящая преимущественно из аргиллитов. В пределах Хапчагайского мегавала экранирующие свойства неджелинской свиты очень надежные, помимо глинистого состава на это влияет и высокое содержание продуктов преобразования и переноса вулканического материала. Для пермских отложений из-за эрозионных процессов, а для неджелинской свиты из-за сложных условий накопления корреляция продуктивных пластов даже между близкорасположенными скважинами весьма затруднительна [История..., 1986; Литология..., 1988; Нефтегазоносные..., 1994] (Рисунок 13).

В разрезе тарагайской толщи выделяется четыре продуктивных пласта. Одной из главных особенностей залежей этих пластов является наличие аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Неджелинская свита выполняет не только функцию покрышки, но также и сама содержит в своем разрезе продуктивные песчаные пласты и линзы [Тахватулин, 2025Б]. Выделяются три продуктивных пласта. В этих пластах тоже отмечается АВПД.

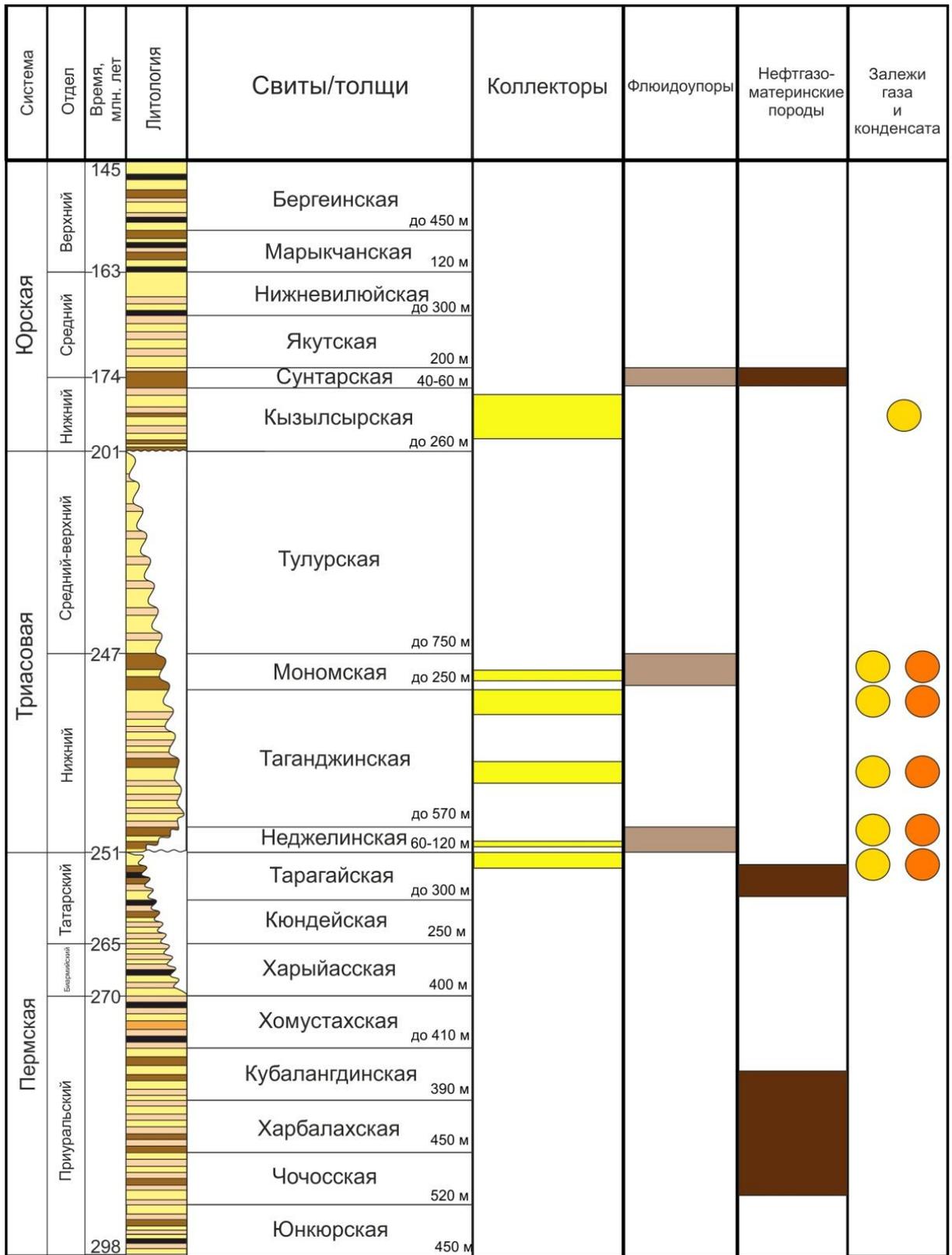
Нижнетриасовый нефтегазоносный комплекс. Коллектор представлен песчаными пластами таганджинской свиты. Как правило, это мелко- до крупнозернистых песчаники, алевролиты, содержащие туфовое вещество. Пористость их достигает 25 %, проницаемость 70 мД. Залежи в песчаных пластах таганджинской свиты открыты на Средневиллюйском, Толонском, Мастахском, Бадаранском, Среднетюнгском месторождениях, иначе говоря, практически на всех месторождениях, где скважинами вскрыт данный стратиграфический уровень. В таганджинской свите выделено два продуктивных пласта. Пласт Т₁-III расположен прямо под покрышкой мономской свиты. Пласт Т₁-X расположен ниже по разрезу, под локальной покрышкой пачки аргиллитов внутри самой

таганджинской свиты. Флюидоупор – мономская свита, которая состоит из аргиллитов, мелкозернистых алевролитов. Экранирующие свойства свиты могут ухудшаться за счет опесчанивания разреза свиты. Глинистые минералы – монтмориллонит и прочие смешанно-слоистые разновидности, зачастую являющиеся результатом преобразования минералов вулканического происхождения [История..., 1986; Литология..., 1988; Нефтегазоносные бассейны..., 1994]. Как и в неджелинской, в мономской свите присутствуют линзы песчаников в которых открыты залежи газа и газоконденсата (Рисунок 13).

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс распространен шире остальных. Песчаные пласты кызылсырской свиты являются коллектором. Песчаники мелко-среднезернистые, однако примеси глинистого материала могут достигать значительной доли. По этой причине пористость меняется от 7 до 30 %, проницаемость от 2 до 20 мД. Аргиллиты сунтарской свиты являются флюидоупором. В отличие от залежей в пермских и триасовых комплексах, залежи нижнеюрского нефтегазоносного комплекса содержат малое количество конденсата. Сунтарская свита имеет одни из лучших экранирующих свойств, так как аргиллиты, слагающие ее, очень плотные, насыщенные органическим веществом. В кызылсырской свите выделяется большое количество продуктивных пластов [История..., 1986; Литология..., 1988; Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

Нефтегазопроизводящие толщи Вилюйской синеклизы

В разрезе осадочного чехла Вилюйской синеклизы выделяются две основные нефтегазопроизводящие толщи. Первая из них, более древняя, куонамская свита нижнего-среднего кембрия и ее возрастные аналоги. Породы свиты представляют собой уникально обогащенные органическим веществом (ОВ) пачки черноцветных аргиллитов, мергелей, кремнистых мергелей. Отлагались данные породы в условиях некомпенсированного осадконакопления в раннем и среднем кембрии на востоке и северо-востоке Сибирской платформы. Содержание ОВ колеблется до 3 до 25 % в различных слоях. Тип ОВ морской, сапропелевый [Геология и перспективы..., 1984].



Условные обозначения

Аргиллиты
 Алевролиты
 Песчаники
 Уголь

Залежи:

- газа

- конденсата

Рисунок 13 – Сводный литостратиграфический разрез нефтегазоносного интервала осадочного чехла Вилуйской синеклизы

На всей территории, кроме склонов Алданской и Анабарской антеклиз, данные отложения достигли глубин, необходимых для начала генерации УВ. По приблизительным оценкам суммарная масса мигрировавших битумоидов может составлять около 1500 млрд. т., а объемы генерации газовых углеводородов – 600 трлн м³. На основе анализа битумоидов на склонах Алданской и Анабарской антеклиз доказана их миграция из отложений куонамской свиты [Геология и перспективы..., 1984; Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Масленников и др., 2021]. Стоит сказать, что, несмотря на все теоретические предпосылки, непосредственно промышленные залежи нефти кембрийского происхождения не открыты.

Более молодой, основной для данной территории, нефтегазопроизводящей толщей, являются пермские отложения. ОВ террагенного типа, сконцентрировано в прослоях аргиллитов и углей. Типы ОВ вещества в разрезе и на площади характеризуются разными соотношениями континентального и морского, однако превалирует все же континентальный тип. Среднее содержание ОВ на уровне 1–1,5 %, с редкими глинистыми прослоями до 5 %. Отложения перми генерировали в большей степени газовые УВ, на что указывает и состав залежей. Генетическая взаимосвязь между залежами Виллюйской НГО и генерирующими отложениями перми доказана результатами многих исследований группового углеводородного состава. Нефти, при преобразовании данного типа ОВ образовывалось немного. Нефтяные УВ обособлялись в нефтяные оторочки, которые при переформировании залежей рассеивались по разрезу, вследствие чего, нефтяные оторочки как полноценные объекты промышленной добычи не обнаружены [История..., 1986; Нефтегазоносные..., 1994].

В современных реалиях оценка потенциала территории в вопросе нефтегазоносности не представляется возможной без оценки преобразованности и объемов генерации. Для решения этих вопросов используются современные методики бассейнового моделирования, основанного на анализе показателей отражательной способности витринита, геотермического поля и его изменений, процессов консолидации пород.

В последние годы было опубликовано достаточное количество материалов, посвященных преобразованию ОВ пермских отложений Вилюйской синеклизы и оценке объема сгенерированных УВ.

По результатам исследований пермские отложения подверглись резкому прогреву около 250 млн лет назад, на границе пермского и триасового периодов. Это связано с пермско-триасовым магматизмом, который охватывал большую часть территории Сибирской платформы. За счет такого резкого прогрева, нижняя часть толщи пермских отложений вскоре достигла необходимых условий для генерации углеводородов. По этой причине к настоящему времени нижняя часть пермской толщи практически выработала весь свой ресурс. Верхняя часть толщи находится в главной зоне интенсивного газообразования, а также главной зоне нефтеобразования. Два основных очага нефтегазообразования – Линденская впадина в северной части, и Лунгхинско-Келинский мегапрогиб (в некоторых источниках впадина) в южной части [Космачева, Федорович, 2021; Федорович и др., 2020; Федорович, Космачева, 2023].

Строение открытых месторождений

Месторождения Хапчагайского мегавала располагаются севернее района исследования. *Бадаранское* и *Нижневилуийское* месторождения относятся к категории мелких по запасам. Находятся на восточной переклинали Хапчагайского мегавала. Приурочены к антиклинальным положительным структурам. При испытании Бадаранской структуры получены притоки газа и из верхнеюрских отложений. Глубина залегания 2920-3160 м. Эффективная толщина – 14 м, открытая пористость – 13 %, проницаемость до 1 мД. Дебиты изменчивы: от 135 тыс. м³/сут. до 20 тыс. м³/сут., что связано с влиянием АВПД в части пластов. Высота залежи более 225 м. Продуктивный пласт пермского уровня, изменчив по литологическому строению, и отчасти залежь не только структурная, но и литологически ограниченная [История..., 1986].

Залежь в отложениях таганджинской свиты триаса сводового типа, с северо-запада ограничением выступает тектоническое нарушение. Залежи в недежелинской и мономской свитах литологически ограниченные. Нижнеюрская

залежь в песчаных и алевролитовых слоях кызылсырской свиты также относится к структурному сводовому типу.

В северной части района исследования, располагается Усть-Вилуйское месторождение, приуроченное к одноименному локальному поднятию. Продуктивные пласты кызылсырской свиты нижней юры имеют эффективные толщины, достигающие 28 м. Пористость составляет около 15-20 %. Максимальный дебит газа составляет 1,5 млн. м³/сут. Получены притоки газа и из верхнеюрских отложений [История..., 1986].

На Хапчагайском мегавале располагаются: Средневилуйское, Толонское, Мастахское, Соболох-Неджелинское. Все они приурочены к антиклинальным поднятиям и имеют схожее строение. Детально приводится описание последнего, как наиболее близкого к району исследования и отражающего характерные черты залежей поднятий Хапчагайского мегавала.

Соболох-Неджелинское газоконденсатное месторождение объединяет в себе два месторождения – Соболохское и Неджелинское. Приурочено к двум одноименным локальным поднятиям. В пределах контура общих структур, открыто 10 залежей в пермских, триасовых, юрских отложениях (Рисунок 14). Запасы газа по категориям составляют 64,7 млрд м³, месторождение относится по размерам к средним, запасы по конденсату составляют 3 млн т. [по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых].

Две залежи выявлены в песчаных пластах перми. Флюидоупорами являются пачки алевролитов и углистых аргиллитов. Соболохская залежь залегает на глубине 3470–3600 м. Залежь пластовая, сводовая. Неджелинская залежь залегает на глубине 2970–3000 м и относится к пластовому типу. Абсолютная отметка ГВК -2857 м, высота залежи 18 м. Эффективная толщина в среднем достигает 10 м. Пористость до 15 %, проницаемость составляет 11,2 мД. Дебиты достигают около 400 тыс. м³/сут.

В неджелинской свите триаса открыты три залежи. Глубина залегания 2900–3750 м. Эффективная толщина до 7 м, пористость средняя 19 %, проницаемость средняя 21,9 мД. Дебит газа 35–37 тыс. м³/сут,

нефти – до $10 \text{ м}^3/\text{сут}$. В кызылсырской свите нижней юры залежь приурочена к песчаным пластам в верхней ее части. Глубина залегания залежи 2100–2140 м. Суммарная эффективная толщина достигает 26 м. Пористость – до 24 %.

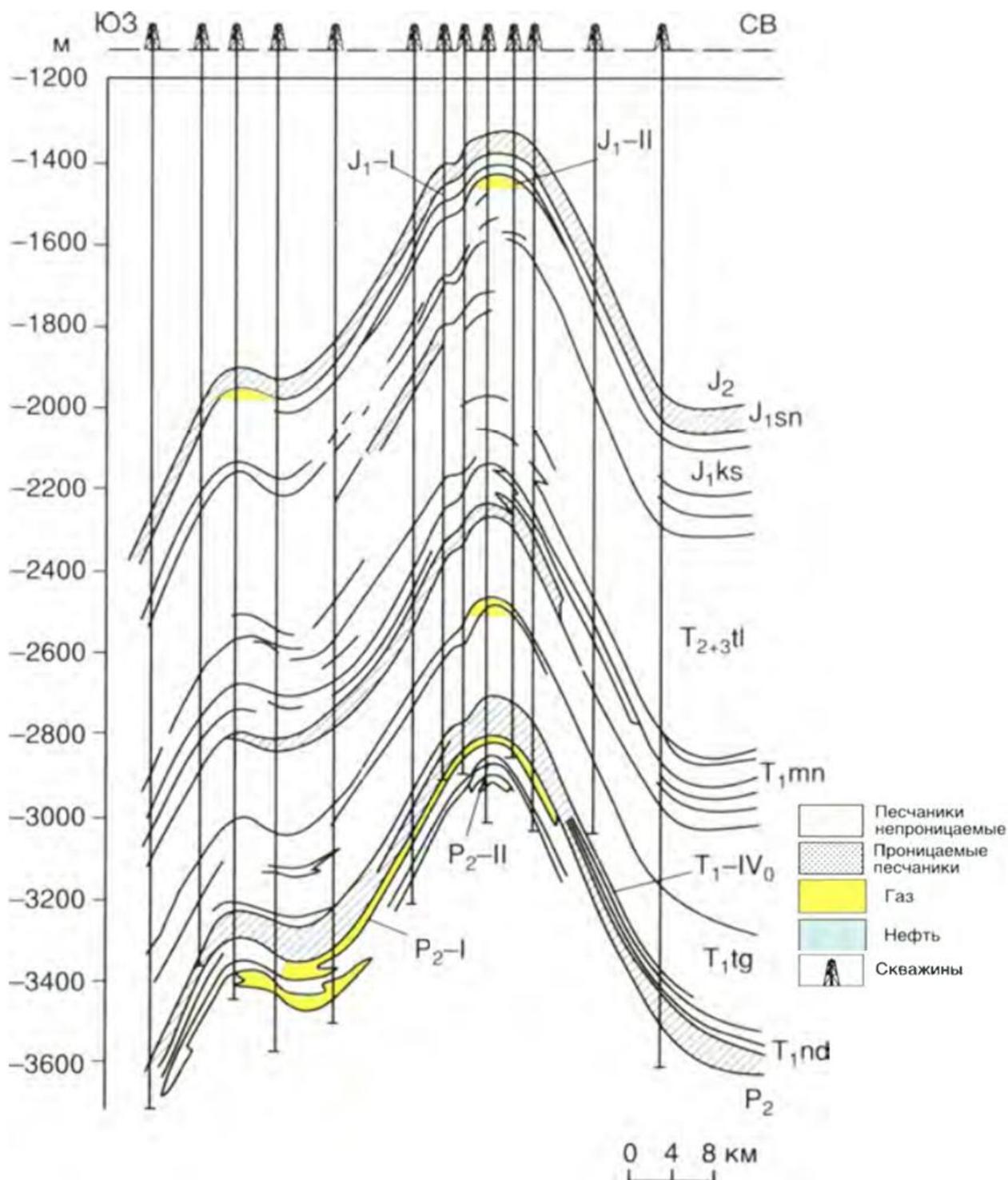


Рисунок 14 – Разрез продуктивных горизонтов Соболах-Неджелинского газоконденсатного месторождения [Тектоника..., 2001]

Свиты: T_{1nd} – неджелинская, T_{1tg} – таганджинская, T_{1mn} – мономская, T_{2+3tl} – тулурская, J_{1ks} – кызылсырская, J_{1sn} – сунтарская. Индексами обозначены продуктивные горизонты.

В пределах Тюкян-Чыбыдинской моноклинали на Нижнетюкянской структуре открыта газовая залежь в нижеюрских отложениях. Нижнетюкянская структура представляет собой брахиантиклиналь субширотного простирания с амплитудой около 100 м. Из песчаного пласта верхней части кызылсырской свиты получен промышленный приток газа с дебитом 256 тыс. м³/сут.

Одно из последних месторождений – Хайлахское – открыто на выделенной еще в 70-е годы прошлого века структуре. Контуры структуры были уточнены с помощью сейсморазведочных исследований. Свойства коллеторов позволила уточнить произведенная переинтерпретация материалов каротажа скважин пробуренных в прошлом веке. По пермским отложениям Хайлахская структура представляет собой брахиантиклиналь, осложненную разрывным нарушением сбросового типа. Запасы газа, сосредоточенные в песчаниках верхней перми, по категориям C1+C2, составляют чуть более 33 млрд м³ (URL:<https://neftegaz.ru/news/gas/698196-yatek-otkryl-pervoe-gazokondensatnoe-mestorozhdenie-na-yuzhnom-litsenzionnom-uchastke-/>).

Также, в 2023 г., было открыто месторождение им. Эвальдта Туги, располагающееся в пределах Тымтайдахского участка недр. Газовые залежи приурочены к песчаным пластам-коллекторам верхней перми и нижнего триаса. Залежи имеют литологическое ограничение на склоне Хапчагайского мегавала. Залежи открыты при испытании вышеуказанных интервалов в скважине Тымтайдахской 367-1. По запасам, составляющим около 35 млн м³, месторождение относится к крупным (URL: <https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration/767509-v-yakutii-otkryto-eshche-odno-krupnoe-gazovoe-mestorozhdenie-im-e-tugi/>).

По приведенному описанию основных месторождений Хапчагайского мегавала и более мелких месторождений за его пределами можно сделать выводы об общих чертах газовых залежей района. Все открытые залежи и месторождения приурочены к антиклинальным поднятиям разной формы (Рисунок 15). При этом в строении многих залежей, в особенности залежей в отложениях нижнего триаса, важную роль играет фактор литологического ограничения, вызванного

замещением проницаемых пород на непроницаемые разности. Литологический ограничивающий фактор, может играть еще большую роль вблизи выклинивания отложений, за счет смены фациальных условий.

Месторождения

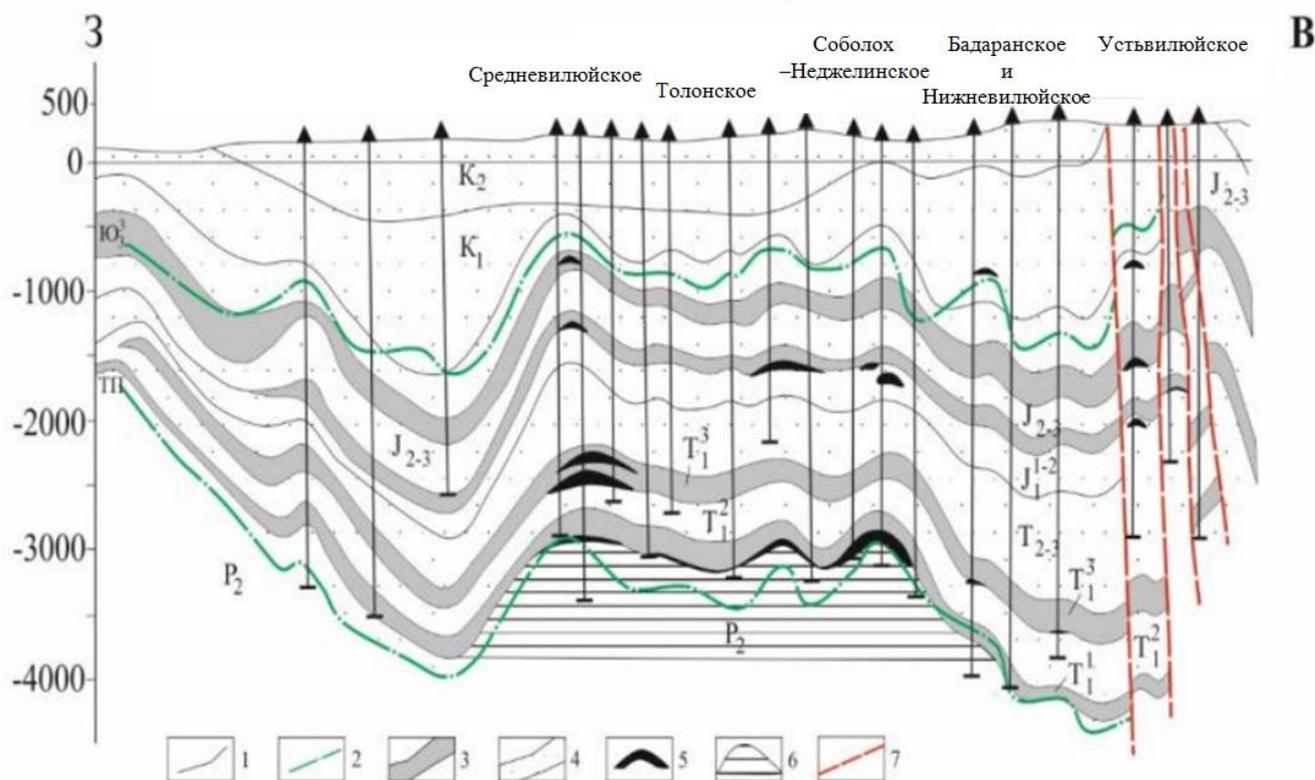


Рисунок 15 – Субширотный геолого-геофизический разрез через Хапчагайский мегавал [по: Ситников и др., 2015 с дополнениями]

1 – геологические границы; 2 – отражающие горизонты; 3 – региональные существенно глинистые экраны (сверху вниз: марыкчанская свита верхней юры, сунтарская свита нижней юры, монюмская и неджелинская свиты нижнего триаса); 4 – толщи преимущественно песчаного состава; 5 – газовые и газоконденсатные залежи; 6 – прогнозируемая массивная залежь в отложениях верхней перми; 7 – разрывные тектонические нарушения

Перспективы нефтегазоносности

Основные перспективы нефтегазоносности района исследования связываются с отложениями, промышленная нефтегазоносность которых доказана на территории Виллойской НГО: пермскими, нижнетриасовыми, нижнеюрскими [Ситников и др., 2013, 2014, 2017].

Прогнозируется уменьшение толщин нефтегазоносных отложений перми и триаса в пределах бортовых частей Виллойской синеклизы. Возможно образование неантиклинальных ловушек нефти и газа структурно-

литологического, стратиграфического типа, связанных с выклиниванием этих отложений под флюидоупоры: мономскую свиту нижнего триаса, сунтарскую свиту нижней-средней юры [Казаков, 1989]. Образованию залежей подобного типа может поспособствовать плавный подъем регионального структурного плана. Также ловушки могут быть связаны с антиклинальными поднятиями, к которым будут приурочены залежи пластового сводового типа.

Немаловажным в связи с таким разнообразием возможных ловушек, является вопрос надежности флюидоупоров, который во многом может быть решающим для формирования залежей. Мономская и неджелинская экранирующие свиты триаса за счет высокого содержания в них туфового материала, возможно при небольших амплитудах ловушек антиклинального типа, и не слишком крутого подъема нефтегазоносных слоев в направлении выклинивания, смогут удерживать углеводороды. Так как отложения перми в некоторых участках подклиниваются прямо под нижнеюрские породы кызылсырской свиты, необходимо учесть экранирующие свойства пачек аргиллитов в подошве кызылсырской свиты.

Залежи в нижнеюрских отложениях могут быть связаны с антиклинальными структурами. Их образование напрямую может быть связано с качеством нижнетриасовых экранов, так как миграция в нижнеюрские породы может происходить через гидродинамические окна в мономском флюидоупоре, за счет нарушения целостности флюидоупора разрывными нарушениями.

Глава 3. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

В исследовании были использованы материалы по скважинам глубокого бурения. Данные ГИС и исходные стратиграфические разбивки по 96 скважинам, среди которых 39 разведочные, 33 поисковые, 12 параметрические, 2 опорные. Данные описания кернового материала по 54 скважинам. Результаты испытаний по 57 скважинам. Общая длина сейсмических профилей, которые были использованы в работе, в пределах района исследования, составляет 8300 пог. км. В работе задействованы сейсморазведочные данные пяти различных съемок: 2013 г., две съемки 2016 г., съемки 2017 и 2019 гг. В качестве вспомогательных материалов были использованы данные гравиразведки и магниторазведки, материалы геологических карт различного масштаба.

Для работы с данными и интерпретации данных использовались современные программные комплексы (ПК): IHS KingDom и Petrel. Для оформления результатов работы использовались программы Surfer и CorelDraw.

3.1. Интерпретация скважинной информации

Для интерпретации материалов ГИС по глубоким скважинам, использовались ПК «GeoPoisk» и Petrel. На основе показаний каротажа в данных ПК возможно производить расчленение разреза на литотипы, определять насыщение пород-коллекторов, определять коллекторские свойства пластов. В перечисленных ПК была создана база данных по глубоким скважинам, куда были загружены данные каротажа, результаты испытаний, результаты интерпретации прошлых лет, описание керна, стратиграфические разбивки.

Описание керна служит вспомогательной базой при процессе уточнения стратиграфических разбивок и проведении межскважинной корреляции. В некоторых скважинах использовались результаты петрофизических исследований керна, если они имелись в пригодном для ознакомления и анализа виде. Данные ГИС отражают физические свойства пород, которые напрямую зависят от их

минерального состава и характера флюида, заполняющего пустотное пространство породы. В большинстве скважин каротажные кривые лишь удовлетворительного качества. Это связано со сложностью сохранения исходной информации в пригодном для использования виде, с 60–80-х гг. прошлого века. На каротажных кривых в совокупности с априорной информацией из литературных и отчетных источников о геологическом строении территории и априорных стратиграфических разбивках (тип разреза, наличие размылов и тд.) проводится расчленение разреза скважины, а также выделение продуктивных пластов.

Основные используемые кривые ГИС: потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), кажущихся сопротивлений (КС), гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), боковой каротаж (БК), акустический каротаж (АК), индукционный каротаж (ИК), кавернометрия и другие. На их показания влияют диаметр скважины, характер и свойства флюидов, температура, давление [Итенберг, 1987; Горбачев, 1990, Методические рекомендации..., 2003, Серра, Серра, 2017].

В скважинах, участвующих в исследовании, присутствуют данные каротажа ПС и КС, как основные, обязательные, при бурении в 50-60-ые годы 20 века. В нескольких скважинах присутствуют только данные методы. В других есть также и данные радиоактивного и бокового каротажа. Материалы акустического каротажа имеются в единичных скважинах.

По причине такой ограниченности данных разбиение по литологическим типам имело схематичный характер, и на корреляционные схемы не выносятся. Основой для литологического разбиения и выделения коллекторских пропластков служили данные каротажа ПС, ГК и НГК, а также кондиционного электрического каротажа, при его наличии. Результаты проведенных расчетов имеют формат дискретной кривой литологии, дискретной кривой коллектор-неколлектор, кривой пористости. В дальнейшем эти данные использовались при корреляции отложений.

Корреляция разрезов скважин и анализ данных глубокого бурения – важная стадия в проведении исследования геологического строения территории и оценки перспектив ее нефтегазоносности.

Межскважинная корреляция – это процесс выделения по данным ГИС и керна в разрезах скважин границ литологических, структурных комплексов, стратиграфических подразделений разного порядка и прослеживание этих границ в разрезах соседних скважин. Зачастую границы, разделяющие отложения, одновозрастные, но может наблюдаться и «скольжение» границ свит по времени. Это происходит за счет резких смен условий накопления осадков, слагающих прослеживаемую единицу. В некоторых случаях характер границы может меняться из-за большого расстояния между коррелируемыми скважинными разрезами. Именно такая картина наблюдается в пределах исследуемой территории, где отложения не только выклиниваются, но и происходит литологическое замещение. Корреляция опирается на то, что коррелируемые отложения обладают сходными физическими свойствами, соответственно образы каротажных кривых, связанных с ними, будут подобны друг другу в разнесенных друг от друга скважинах.

При этом не только сами образы кривых, но и последовательная смена образов, закономерность изменения показаний каротажа могут служить основой для корреляции. Имея представление о латеральных изменениях отложений, можно определять особенности в их строении, помогающие в выделении и прослеживании границ [Хромова, 2007].

Первоначально выбирались опорные скважины. В них, с использованием стратиграфических разбивок проводится анализ кривых ГИС, данных по керну, если его отбор проводился, на основе чего разрез скважины разбивается на стратиграфические единицы. Порядок стратиграфического разбиения зависит от изученности территории. В рамках настоящей работы, разрезы скважин разбиваются на свиты/толщи. Если же в скважинах отсутствуют те или иные выделяемые стратиграфические уровни, необходимо на основе анализа закономерностей геологического строения района понять, связано ли это с

литологическим замещением, переходом в другую фациальную зону или выклиниванием отложений.

При наличии выклинивания, фациальных переходов и прочих осложняющих корреляцию обстоятельств сохранять ориентировку в разрезах скважин помогают реперные стратиграфические горизонты. Обычно реперами являются пласты аргиллитов, которые охватывают значительные территории за счет отложения в спокойных морских условиях при подъемах уровня моря регионального масштаба.

3.2. Интерпретация сейсморазведочных материалов

Физическая суть сейсморазведки заключается в записи волн, отраженных от границ раздела пород, обладающих различной акустической жесткостью. Таким образом, мы получаем сейсмические временные разрезы, на которых выделяется акустические границы между породами. Как было обосновано с помощью привязки скважин и большого количества проанализированной информации, акустические границы часто совпадают с реальными геологическими границами, что дает возможность ассоциировать интерпретируемые отражения с геологическими поверхностями, отражающими строение пород [Сейсмическая стратиграфия..., 1982].

Сейсморазведка таким образом решает важную проблему прогноза нефтегазоносности – дает информацию о строении пород, залегающих на значительных глубинах. Сейсморазведка может охватывать значительные площади, за счет чего имеется возможность изучать латеральные изменения пород–коллекторов и флюидоупоров. Также присутствует возможность за счет математического анализа получать из данных сейсмики, производные величины (атрибуты), которые отражают характеристики пород [Бондарев, 2003].

Общая длина использованных сейсмических профилей составила 8300 пог. км. Интерпретация сейсморазведочных материалов выполнялась в

программных комплексах HIS KingDom и Petrel. Интерпретация проходила в несколько этапов:

1. Создание интерпретационного проекта и загрузка в него геолого-геофизической информации, скважинных данных, сейсморазведочных материалов.

2. Динамическая и кинематическая увязка временных сейсмических разрезов.

3. Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов (ОГ), с использованием стратиграфических разбивок, данных вертикального сейсмопрофилирования, акустического каротажа.

4. Корреляция выделенных и стратифицированных ОГ по сейсмическим временным разрезам исследуемой площади.

5. Построение карт изохрон прослеженных ОГ.

6. Построение структурных карты на основе полученных карт изохрон.

7. Расчет карт толщин сейсмокомплексов и отдельных свит.

Динамическая и кинематическая увязка производилась с использованием инструментов ПК Petrel. Динамическая увязка проведена в автоматическом режиме. Кинематическая увязка проведена сначала в автоматическом режиме. По полученной при этом таблице невязок в точках пересечения профилей, в некоторых случаях была проведена ручная корректировка. Средняя невязка составила около 10 мс. Наиболее проблематичной оказалась увязка между собой съемок 2016 г., на Южно-Виллойской площади, с пересекающими их разрезами более поздних съемок 2017, 2019 гг. Линия приведения временных сейсмических разрезов – 400 м.

Процесс корреляции ОГ представляет собой прослеживание сеймостратиграфических границ между стратиграфическими, структурными комплексами пород. Приурочены эти границы на сейсмических разрезах к осям синфазности, положительным или отрицательным экстремумам сейсмической записи. Исходя из положений сейсмической стратиграфии, прослеженные отражающие горизонты соотносятся с реальными стратиграфическими

границами, отражающими изменения в условиях осадконакопления, тектонических режимах [Сейсмическая стратиграфия..., 1982; Хромова, 2007; Ампилов, 2008].

Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов выполнялась с использованием одномерного моделирования. Одномерная модель разреза скважины строится на основе каротажных кривых акустического и плотностного каротажа. В пределах исследуемой территории малая доля скважин содержит акустический каротаж, и ни одна не содержит кондиционного плотностного. Плотностной каротаж рассчитан из акустического по формуле Гарднера. На основе двух кривых рассчитываются кривые интервальных скоростей, акустического импеданса (жесткости), коэффициенты отражения на границах между породами с различными акустическими свойствами. Путем свертки импульсной кривой коэффициентов отражения и извлеченного по сейсмотрассам сейсмического разреза, сигнала моделируется синтетическая сейсмическая трасса разреза скважины. Далее она соотносится с реальными трассами ближайших сейсмических разрезов. Отражения, связанные с основными стратиграфическими границами, стратифицируются. Скоростной закон рассчитывался либо из акустического каротажа, либо на основе результатов проведенного вертикального сейсмического профилирования (ВСП). Данные ВСП кондиционного качества присутствуют в ограниченном количестве скважин.

В рамках проведенного исследования, на основе анализа скважиной информации и геологического строения территории стратифицированы и прослежены следующие ОГ:

- **ОГ F** приурочен к поверхности кристаллического фундамента. Породы фундамента вскрываются скважиной Баппагайская-1. Горизонт уверенно прослеживается в южной части района исследования. На севере он погружается на большую глубину и прослеживается неоднозначно. На западе горизонт прослеживается условно по последнему ярковыраженному положительному отражению. Здесь он необязательно ассоциируется с кровлей фундамента, однако отражает строение допермского комплекса отложений. На основе корреляции

данного ОГ выделяются разломы древнего заложения в западной части, связанные с позднедевонским рифтогенезом;

- **ОГ P_bot** ассоциируется с подошвой пермских отложений. В восточной и южной частях района соотносится с кровлей кембрийских отложений, в западной и северной с кровлей девонских или каменноугольных отложений. Так как в северной части подошва перми в пределах исследуемой территории не вскрывается, его корреляция неоднозначна. Прослеживается по положительному экстремуму;

- **ОГ TP** – граница раздела между мезозойскими и палеозойскими комплексами отложений. В северной части – граница отложений триаса и перми, в южных частях – юры и перми. На большей части территории характеризует строение кровли отложений перми. В районе отсутствия перми горизонт совпадает с ОГ P_bot. Прослеживается по положительному экстремуму;

- **ОГ UT** – в областях, где присутствуют отложения триаса – граница раздела между отложениями триаса и юры. В зоне отсутствия отложений триаса совпадает с ОГ TP. Прослеживается по положительному экстремуму;

- **ОГ U2** – кровля сунтарской свиты, кровля юрского нефтегазоносного комплекса. Распространена на всей территории исследования. В южной части, из-за снижения качества сейсморазведочных материалов по причине близости интервала прослеживания и зоны многолетнемерзлых пород корреляция неоднозначная. Прослеживается по отрицательному экстремуму;

- **ОГ U** – кровля бергеинской свиты (кровля юрских отложений). Прослеживается по положительному экстремуму. Распространена не повсеместно, в южной части выходит на поверхность. Вблизи выхода на поверхность качество данных снижается и прослеживание затруднено;

- **ОГ K1** – отражающий горизонт, выделенный с долей условности. Приурочен к ярковыраженной положительной фазе, прослежен по положительному экстремуму. По причине трудностей в межскважинной корреляции стратиграфических границ меловых отложений уверенно определить его принадлежность затруднительно. Вероятнее всего, он связан с кровлей

нижнемеловых отложений. Прослеживается до выхода нижнемеловых отложений на дневную поверхность.

Отражающие горизонты были прослежены на всей территории исследования, в зависимости от их распространенности (Рисунок 16).

Контуры выхода нижнеюрских и нижнемеловых отложений на поверхность определены по данным, снятым с геологической карты масштаба 1: 2 500 000, а также по ухудшению качества сейсморазведочных материалов вблизи поверхности.

Часть сеймостратиграфических границ исследуемых комплексов приурочены к несогласиям между исследуемыми отложениями.

Выделение дизъюнктивных тектонических нарушений на временных сейсмических разрезах выполнялось по общепринятым при проведении интерпретации сейсмических данных критериям. Среди них: смещение осей синфазности, ухудшение качества прослеживаемости ОГ, ухудшение качества записи, снижение амплитудных характеристик осей синфазности [Хромова, 2007]. Для трассирования их по площади и сопоставления разломов на соседних профилях учитывались закономерности геологического строения территории и возможные направления разрывных нарушений. Также в качестве вспомогательных материалов привлекались данные магниторазведки и гравиразведки.

В западной части района исследования трассировка проводилась с учетом того, что основная часть разрывных нарушений формировалась в процессе рифтогенеза в позднедевонское время, а значит, они с большой вероятностью имеют северо-восточное простирание [Тахватулин, 2025А, Б, В].

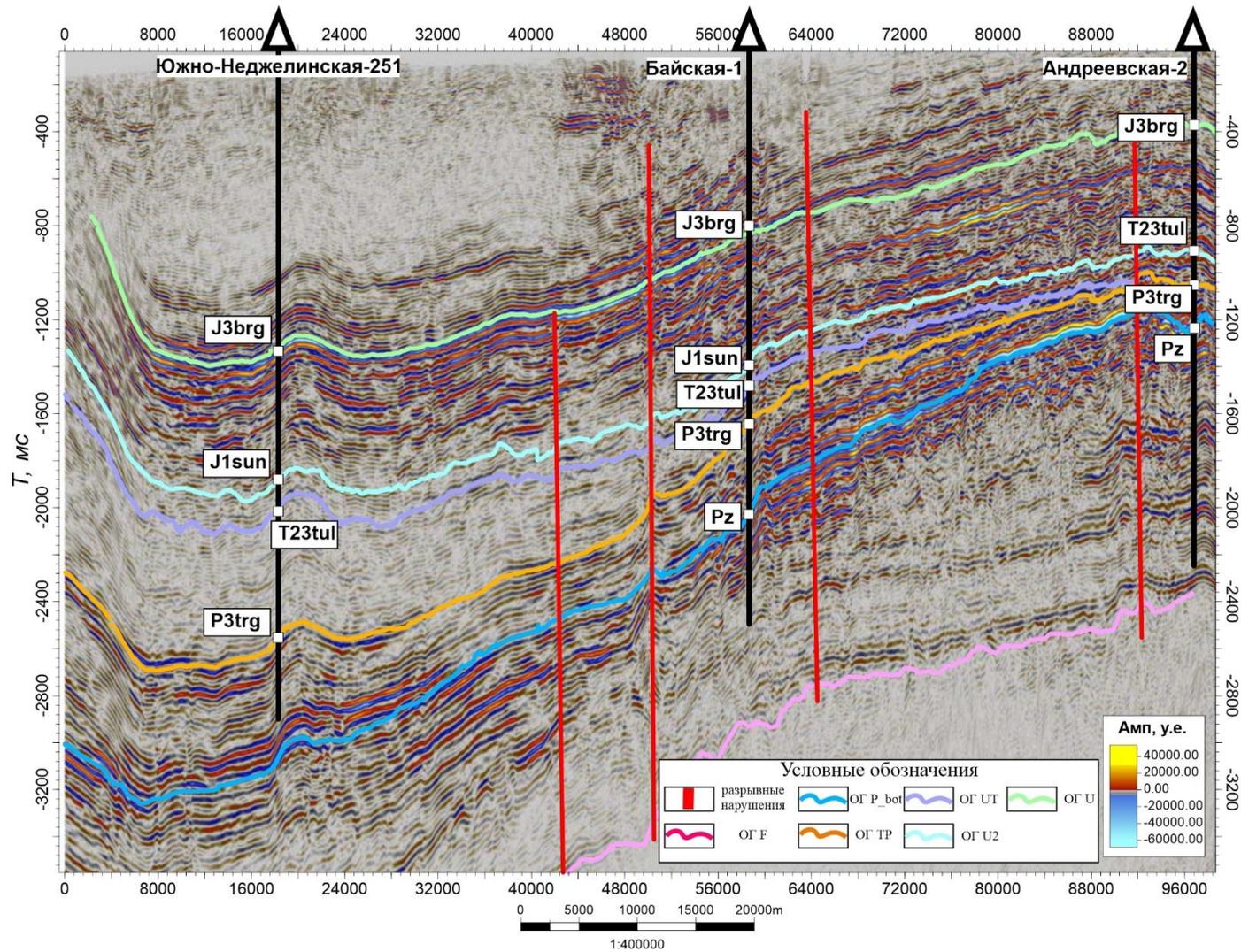


Схема расположения сейсмического профиля

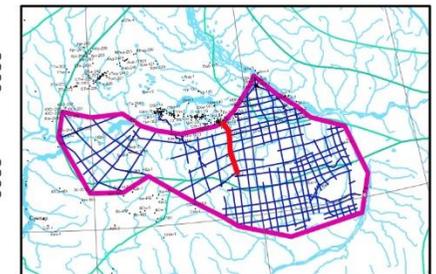


Рисунок 16 – Сейсмический временной разрез по профилю 130202_2а. Пример корреляции и привязки отражающих горизонтов, выделения разрывных нарушений [Тахватулин, 2025А]

Над разломами древнего заложения образовалась целая сеть разрывных нарушений более молодого возраста, что связано с периодом тектонической активности на границе юрского и мелового периодов. Однако, так как плотность сети сейсмических профилей недостаточна для детальной трассировки более молодых нарушений, по площади они трассировались в тесной связи с более древними разломами. Выделенные для более молодых отложений разломы обозначают, скорее, зоны развития разломов. Региональные разломы, в основном северо-восточного простирания, контролируют крупные надпорядковые структуры: западный борт Кемпендяйской впадины, восточный борт Ыгыаттинской впадины и осложняющие их выступы, и прогибы. Они имеют достаточно большую амплитуду и длину.

Разрывные нарушения выделялись на уровне нижнего структурного этажа, ниже ОГ P_bot. Выделяемые разломы секут ОГ F, что укладывается в теорию их формирования в связи с геодинамическим процессом рифтообразования, протекавшего на территории исследования в позднем девоне [Тахватулин, 2025Б] (Рисунок 17).

Помимо этого, исходя из анализа временных разрезов, явно проявляется взаимосвязь образования положительных структур (валов или отдельных антиклиналей) и выделенных разломов девонского заложения. Более молодые дизъюнктивные нарушения осложняют структуру образованных поднятий.

В восточной части района исследования, разломы меняют свое простирание на субмеридиональное и хаотичное. По данным разломам смещение слабовыраженное. Вероятнее всего, они образовывались одновременно с формированием положительных структур (Рисунок 18).

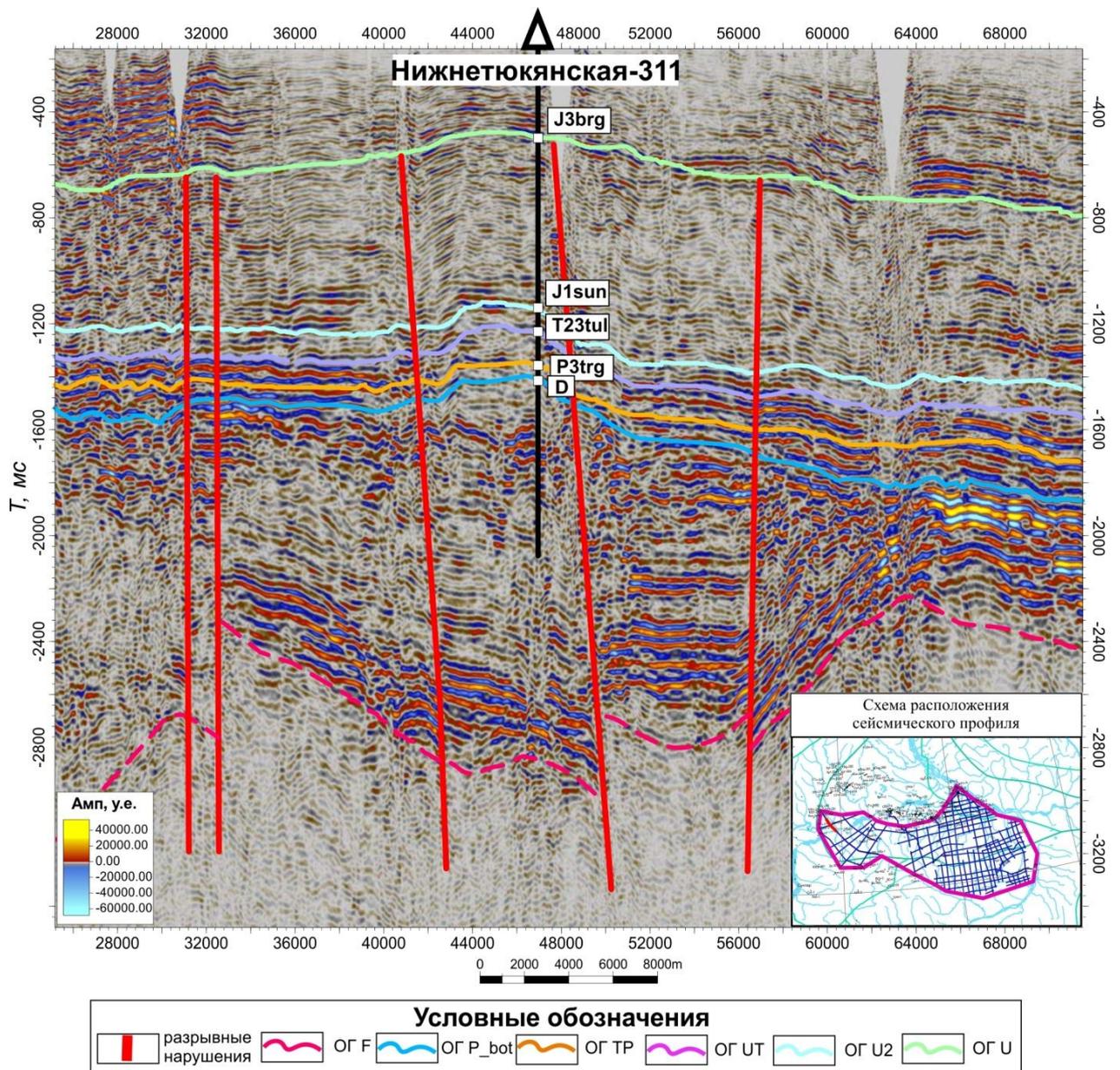


Рисунок 17 – Фрагмент сейсмического временного разреза по профилю 160812 в районе Нижнетюкянской площади. Пример выделения разрывных нарушений нижнего структурного этажа [Тахватулин, 2025Б, с дополнениями]

В южной части разрывные нарушения имеют субширотное простирание. Смещений не наблюдается, поэтому, вероятнее всего, данные разломы имеют сдвиговую природу. Оценить их смещение по латерали проблематично, однако вероятно и оно характеризуется небольшой величиной (см. рисунок 16).

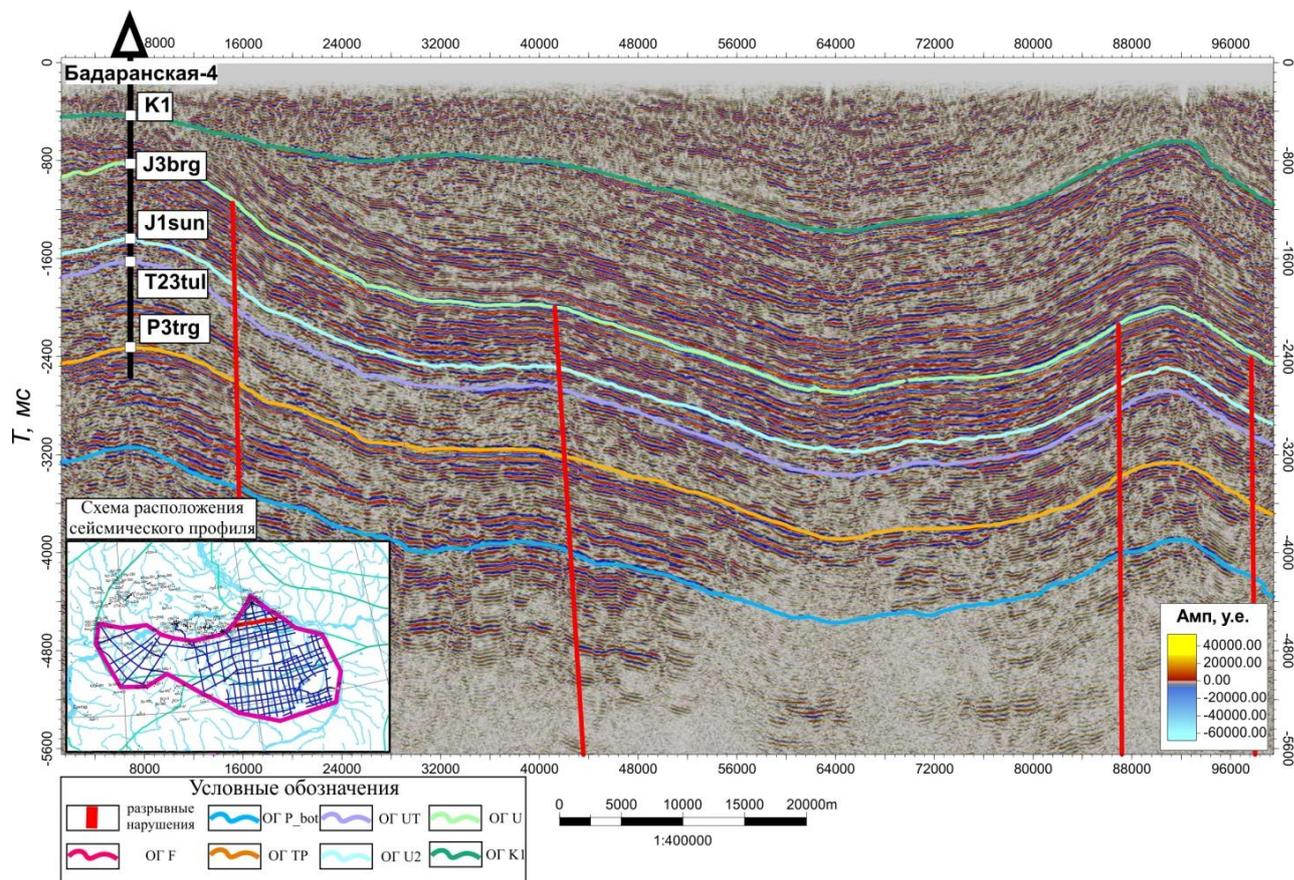


Рисунок 18 – Фрагмент сейсмического временного разреза 190105. Пример выделения разрывных нарушений в восточной части района исследования [Тахватулин, 2025В]

3.3. Построение карт

По результатам проведенного прослеживания ОГ, были построены сеточные модели изохрон. Построения выполнялись в ПК Petrel, методом конвергентной интерполяции (Рисунок 19, 20, 21, 22, 23).

В случае с ОГ U и K1, приуроченным к кровле юрских отложений (кровле бергеинской свиты) и кровле нижнемеловых отложений соответственно, карты изохрон ограничены по контуру выхода данных отложений на дневную поверхность (Рисунок 24, 25).

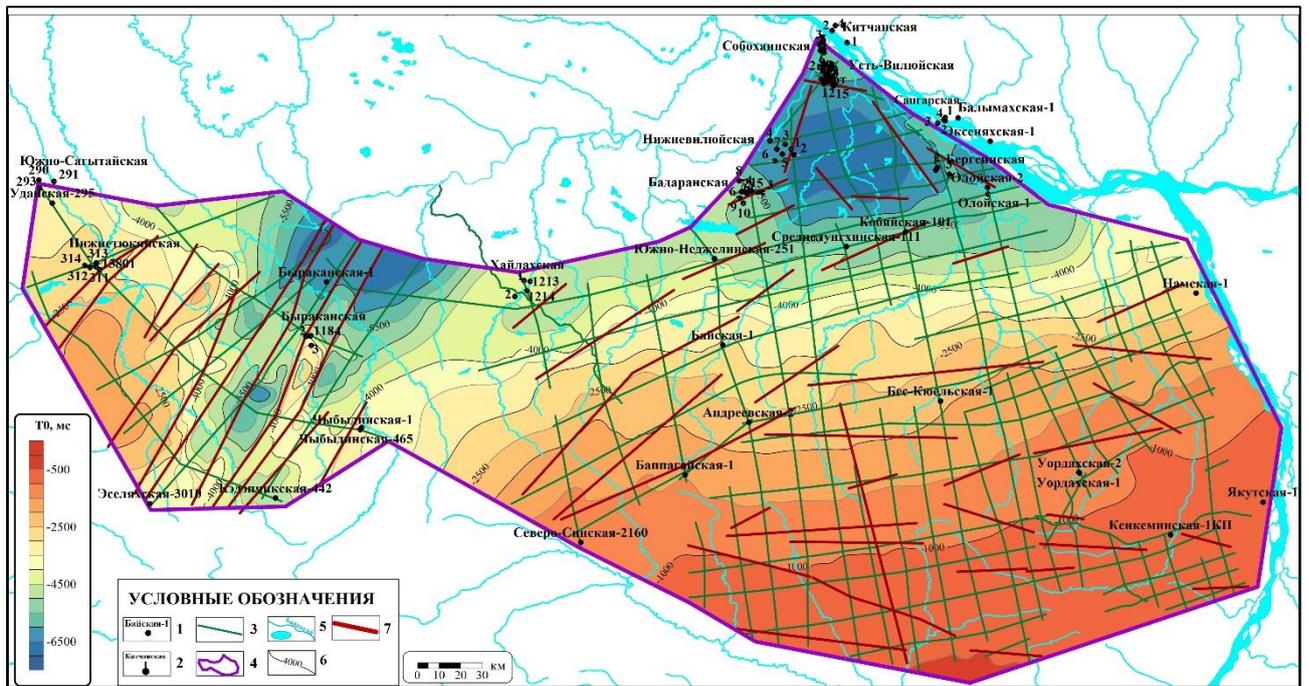


Рисунок 19 – Карта изохрон по ОГ F

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины, 2 – площади бурения и глубокие скважины, 3 – сейсмические профили, 4 – контур района работ, 5 – гидросеть, 6 – изохроны, 7 – разрывные нарушения древнего заложения

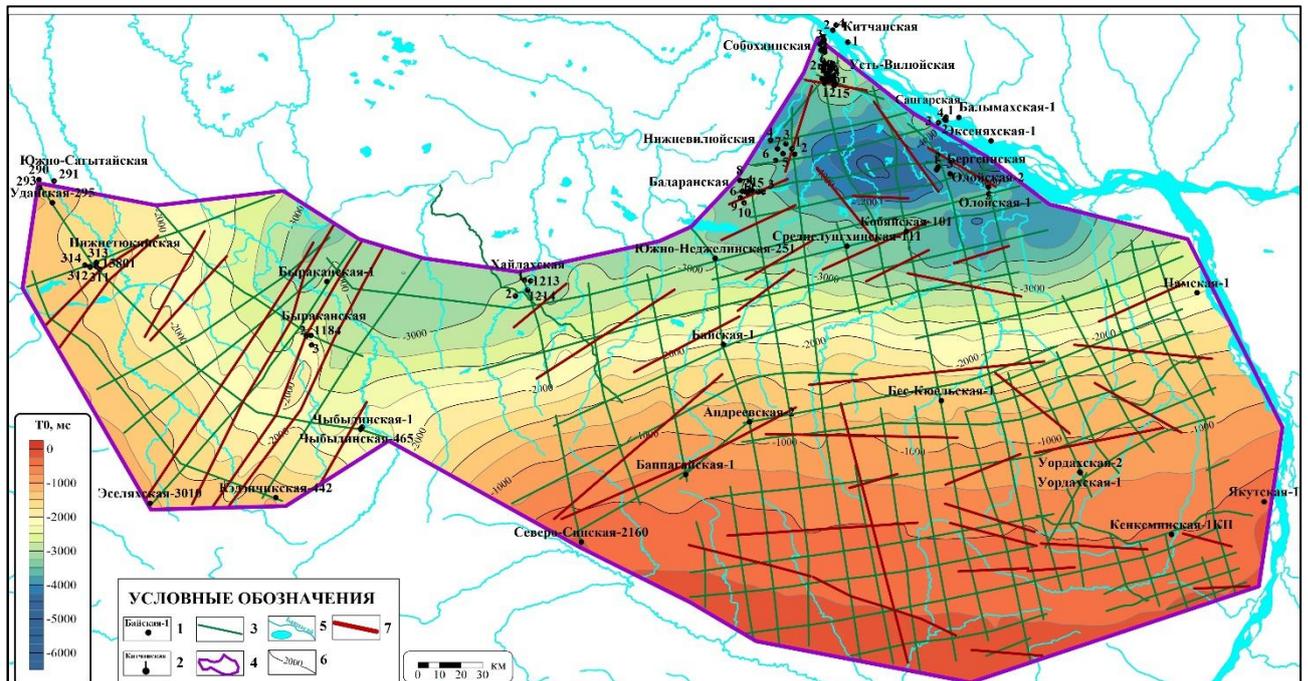


Рисунок 20 – Карта изохрон по ОГ P_bot

Условные обозначения – см. рисунок 19

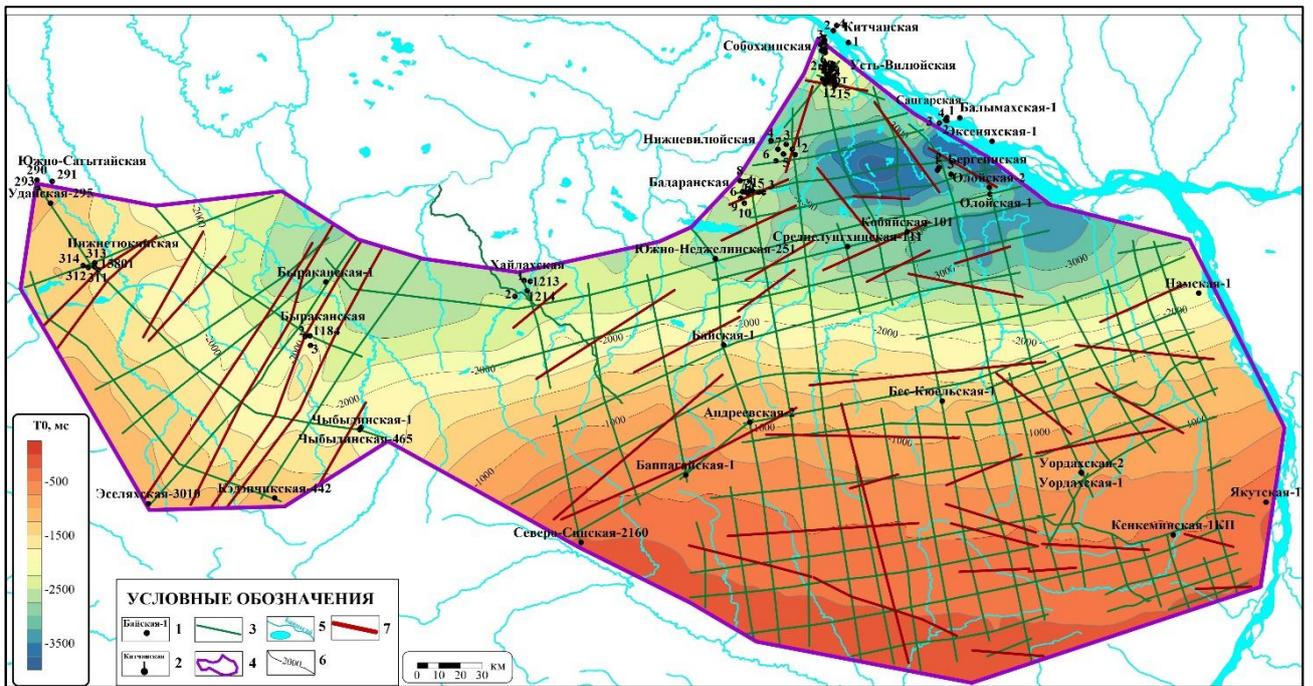


Рисунок 21 – Карта изохрон по ОГ TP

Условные обозначения – см. рисунок 19

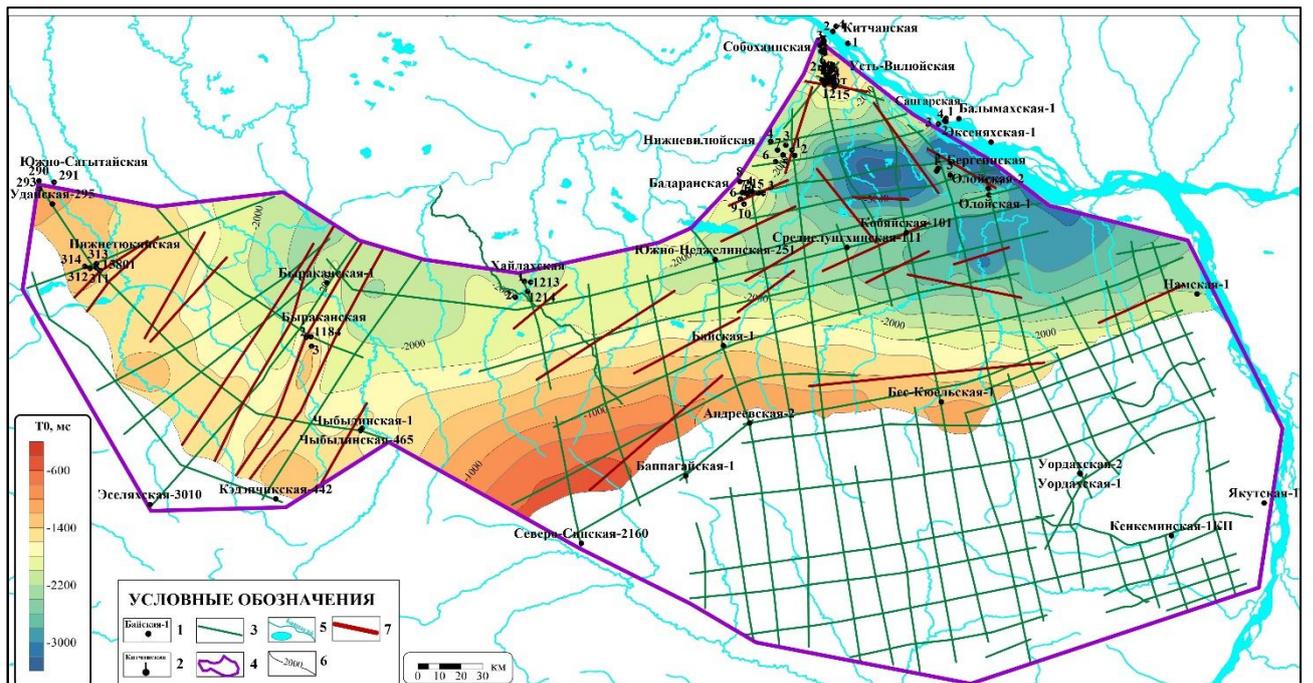


Рисунок 22 – Карта изохрон по ОГ UT

Условные обозначения – см. рисунок 19

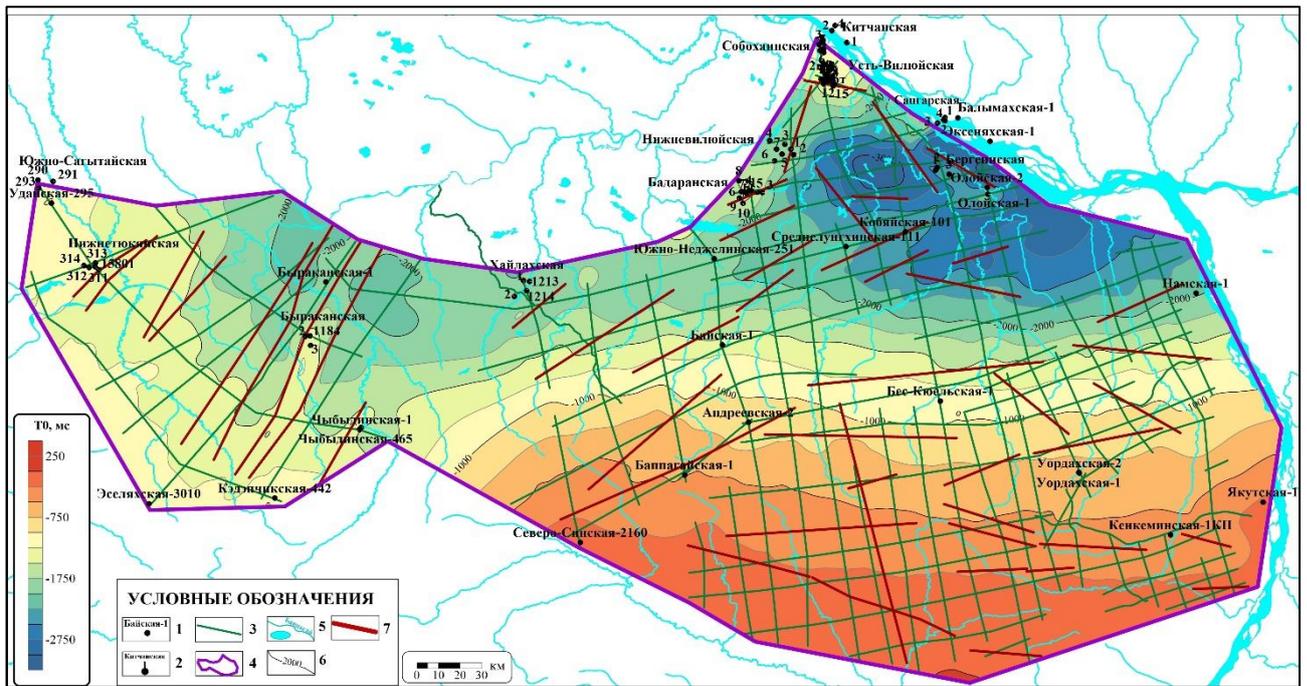


Рисунок 23 – Карта изохрон по ОГ U2

Условные обозначения – см. рисунок 19

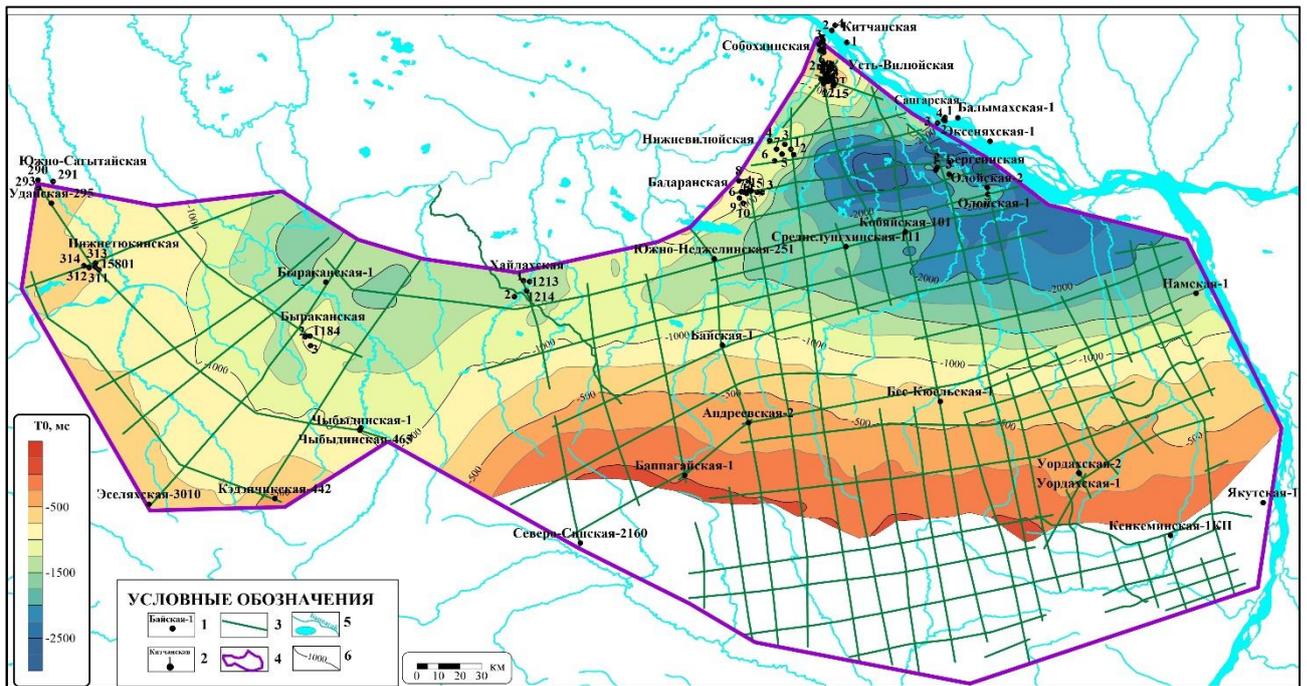


Рисунок 24 – Карта изохрон по ОГ U

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины, 2 – площади бурения и глубокие скважины, 3 – сейсмические профили, 4 – контур района работ, 5 – гидросеть, 6 – изохроны

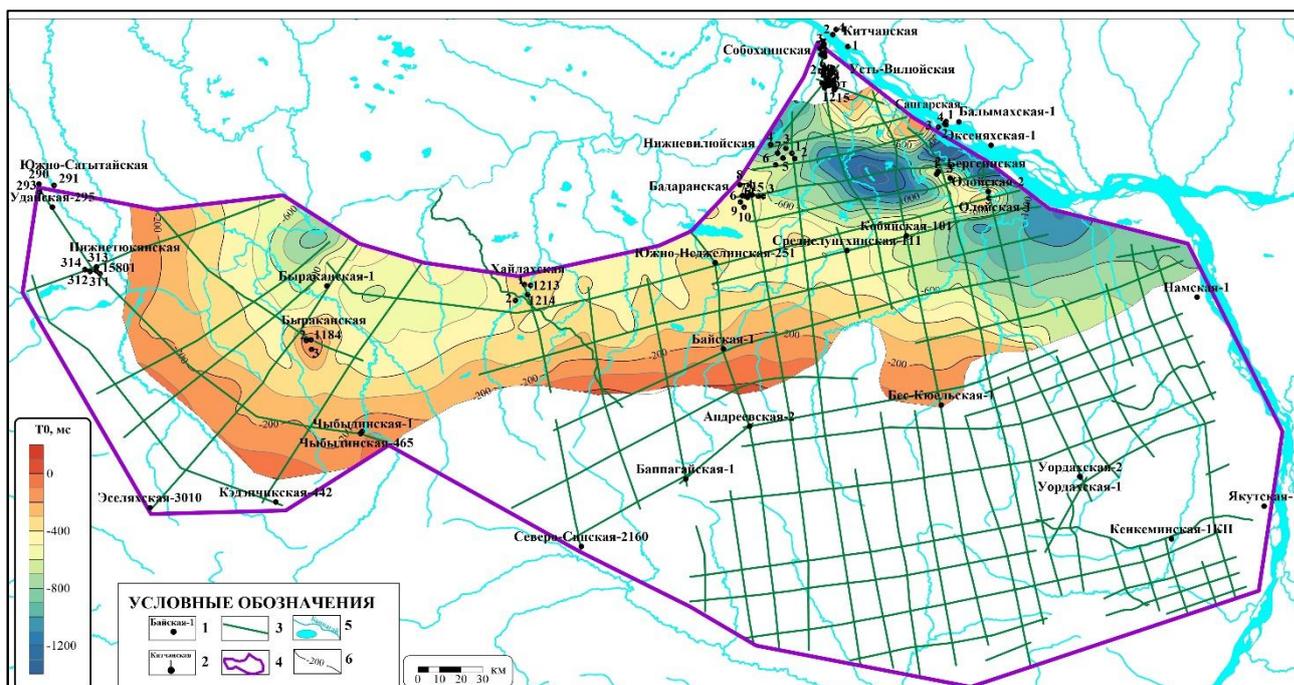


Рисунок 25 – Карта изохрон по ОГ К1

Условные обозначения – см. рисунок 24

По результатам корреляции определены зоны выклинивания триасовых и пермских отложений. С момента выклинивания триасовых отложений горизонт UT не прослеживается, так как, по сути, он совпадает с ОГ TP, приуроченному к границе между палеозойскими и мезозойскими отложениями. При выклинивании отложений перми горизонт P_bot переходит в ОГ TP, так как граница раздела палеозой-мезозой продолжается, но отложения юрской системы залегают уже на кембрийских отложениях.

Полученные сеточные модели изохрон были переведены в глубинную область. Таким образом, были получены структурные карты основных поверхностей, характеризующих геологическое и тектоническое строение исследуемых отложений в пределах района работ.

Фундамент вскрывается единичными скважинами, расположенными на самом юге района работ. Для перевода в глубинный масштаб полученная карта двойного времени была умножена на среднюю скорость до фундамента – 3600 м/с. Полученная структурная схема по поверхности фундамента была скорректирована вблизи расположения скважин, которые его вскрыли. Она

отражает строение поверхности на качественном уровне, именно в таком ключе и стоит воспринимать полученные значения по глубине залегания фундамента.

Для получения структурных карт по поверхностям подошвы отложений перми (Рисунок 26), кровли отложений перми (Рисунок 27), кровле отложений триаса (Рисунок 28) и кровле сунтарской свиты (нижнеюрского нефтегазоносного комплекса) (Рисунок 29) использовались регрессионные зависимости время–глубина по значениям в точках скважин.

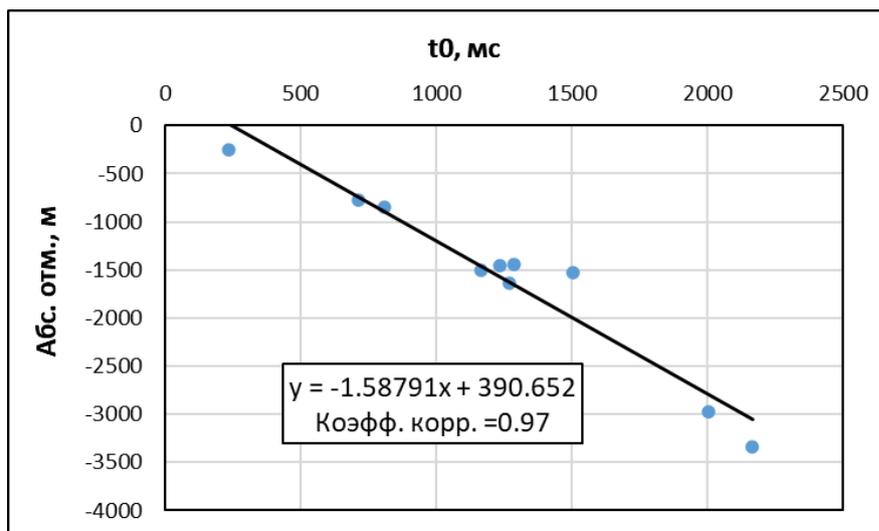


Рисунок 26 – Диаграмма зависимости время и глубина для ОГ P_bot

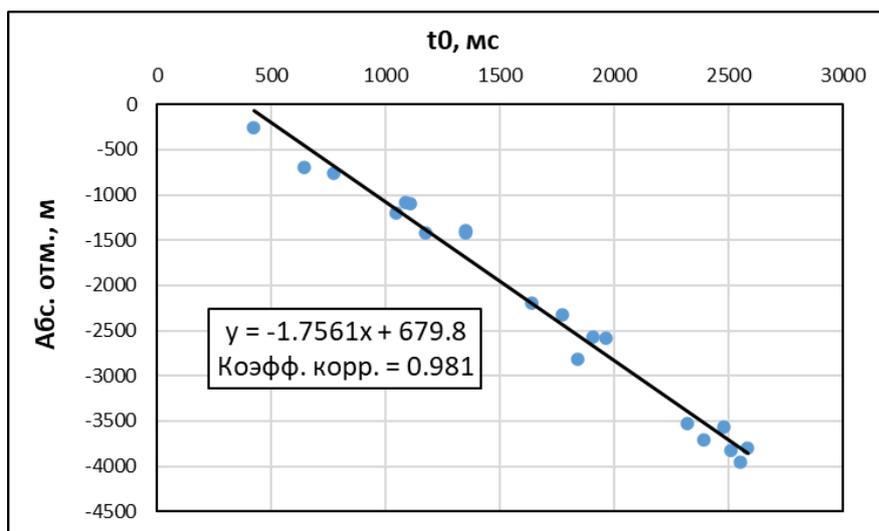


Рисунок 27 – Диаграмма зависимости время и глубина для ОГ TP

Использование зависимостей обусловлено неравномерной разбуренностью относительно площади исследуемой территории, а также сложным строением структурных поверхностей. Использование зависимостей, с одной стороны, дает

невязки в точках скважин, а с другой – позволит сохранить структур рельефа поверхности, что является принципиальным при изучении геологического строения.

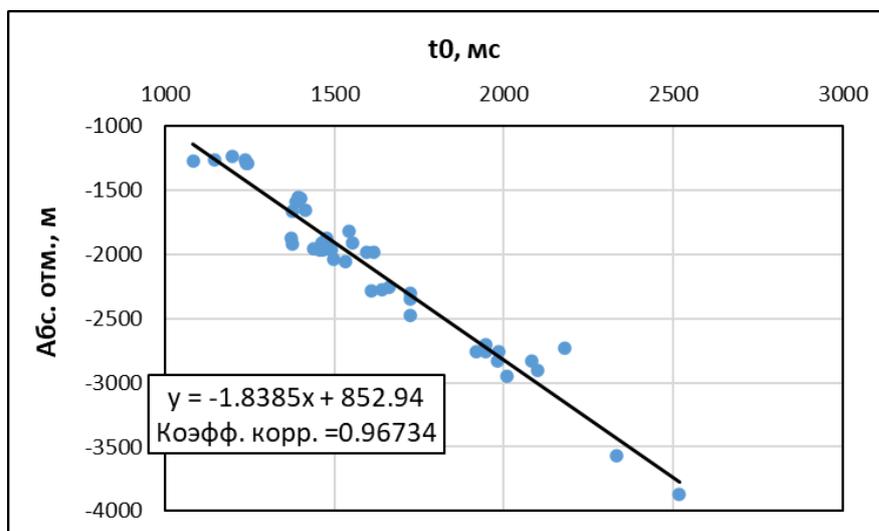


Рисунок 28 – Диаграмма зависимости время – глубина для ОГ UT

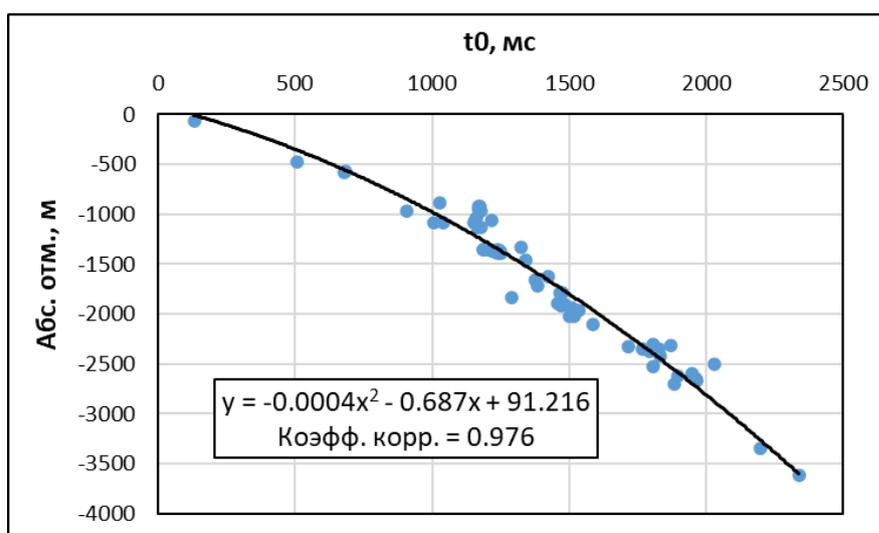


Рисунок 29 – Диаграмма зависимости время – глубина для ОГ U2

Для построения карт кровли юрских и нижнемеловых отложений, использовались карты скоростей. Применение зависимостей в этом случае осложнено проблемами в определении границ в разрезах скважин, зачастую из-за низкого качества или отсутствия каротажа для первых сотен метров разреза. Ограничением для области построения этих структурных поверхностей, послужили контуры выхода данных отложений на дневную поверхность, скорректированные с учетом материалов сейсморазведки.

Карты толщин исследуемых отложений были получены путем вычитания смежных структурных карт. Для отложений перми и триаса определены области распространения и линии выклинивания.

Карта толщин неджелинской свиты триаса была получена из карты толщин триасовых отложений с использованием зависимости (Рисунок 30).

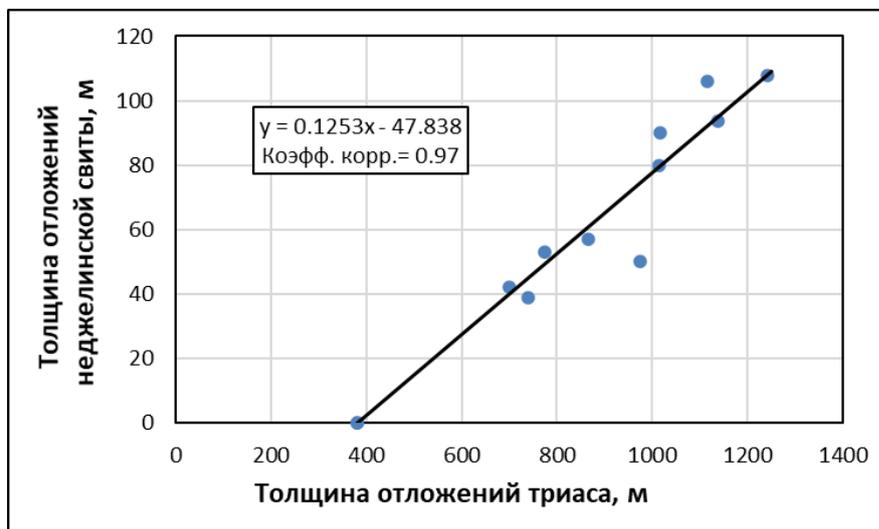


Рисунок 30 – Диаграмма зависимости толщины неджелинской свиты от толщины отложений триаса

Толщины тулурской свиты были найдены через зависимость от толщин триасовых отложений без неджелинской свиты (Рисунок 31).

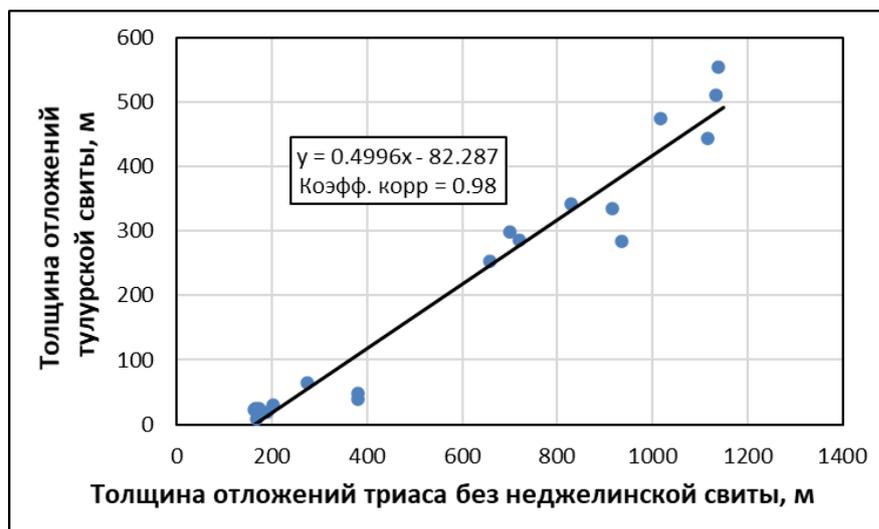


Рисунок 31 – Диаграмма зависимости толщины тулурской свиты от толщины отложений триаса без неджелинской свиты

Карта толщин таганджинской свиты была получена сходным образом. Использовалась зависимость ее толщины от толщины отложений триаса без неджелинской и тулурской свит (Рисунок 32).

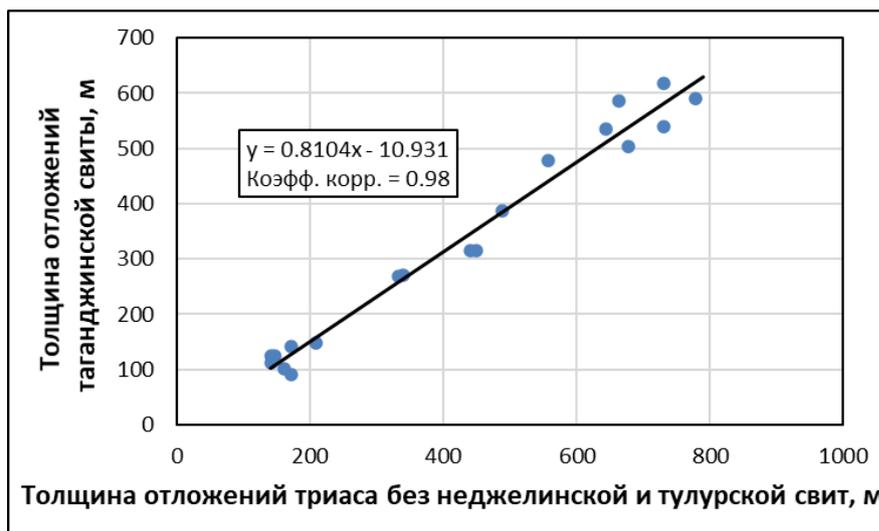


Рисунок 32 – Зависимость толщины таганджинской свиты от толщины отложений триаса без неджелинской свиты

Толщины мономской свиты, таким образом, были найдены с помощью вычитания из карты толщин триасовых отложений толщин неджелинской, таганджинской и тулурской свит.

3. 4. Методология и методика прогноза нефтегазоносности

Геология нефти и газа является молодой наукой, которая как отдельная дисциплина развивается со второй половины XIX века. В ее становление внесли значительные вклад и отечественные исследователи, такие как – Г. В. Абих, Н. И. Андрусов, Г. П. Михайловский, В. И. Мушкетов, и др. В те годы процесс поиска залежей основывался исключительно на опытных и умозрительных оценках геологических закономерностей, без систематизации и упорядочения. Это было связано с простотой строения, присущей неглубоко залегающим месторождениям, которые тогда разрабатывались.

По мере роста экономических запросов, развития промышленного производства и новых открытий в других науках требовалось все большее количество нефти и газа. Когда запасы простых по строению залежей начали исчерпываться, геологи-исследователи осознали необходимость теоретической базы для качественного и количественного прогноза нефтегазоносности. Стало ясно, что для успешного прогноза нефтегазоносности, как качественного, так и

количественного, необходимо установить взаимосвязь процессов происхождения углеводородов и перспектив нефтегазоносности.

По мере накопления фактических данных, учеными–геологами, была установлена приуроченность нефтяных залежей к антиклинальным структурам пород. Также было выявлено, что для образования залежи, необходимы проницаемые породы (коллекторы) и непроницаемые (флюидоупоры-покрышки). Данные положения разрабатывали русские ученые: Абих Г. В., Мушкетов В. И., Коншин А. М., Михайловский Г. П., Андрусов Н. И., Голубятникова Д. В. За рубежом большой вклад внесли Роджерс Г., Уайт Г., Хант Т, Гефера Г., Мразек Л. и др. [Ермолкин, Керимов, 2012; Теоретические основы..., 2012].

Был исследован и описан механизм гравитационного распределения флюидов в залежах, газ – нефть – вода сверху вниз. Так как теория обосновывала приуроченность залежей к положительным структурам, основными задачи геологии нефти и газа на этом этапе стали поиск и разведка локальных антиклинальных и куполовидных структур [Бурцев, 2011].

Для обнаружения антиклиналей использовалась геологическая съемка, за счет этого она на долгие годы стала основным методом поиска и разведки.

В трудах И. М. Губкина «Учение о нефти» и «Мировые нефтяные месторождения», а также в ряде работ о геологии и нефтегазоносности Северного Кавказа, Азербайджана, Волго-Уралья продемонстрированы главные условия и закономерности образования нефти и газа, их накопления [Губкин, 1934; Губкин, 1975; Теоретические основы..., 2012].

Важным достижением работ Губкина было то, что он показал и описал нефтегазообразование и накопление как единый процесс, протекающий в земной коре, связанный с общим направлением литогенеза и тектоногенеза. Он выделил в этом процессе следующие положения:

- 1) накопление исходного нефтематеринского органического вещества, захороняемого в осадочных отложениях, и образование углеводородов в ходе его преобразования;

- 2) перемещение нефтяных углеводородов из нефтегазоматеринских толщ в

коллекторы и последующая их миграция по пласту-коллектору или по разрывным нарушениям и трещинам;

3) аккумуляция нефти и газа при наличии благоприятных структурных или литологических условий в недрах и образование их залежей;

4) перераспределение или разрушение залежей.

Главные факторы процесса преобразования ОВ: давление вышележащих масс пород, температура, время. Со временем влияние каждого из них уточнялось, но принципиально взгляды не менялись.

Изначально, углеводороды, образовавшиеся при преобразовании ОВ, за счет увеличения давления, уплотнения осадка выжимаются из пластов совместно с водой и двигаются по пласту-коллектору или трещинам в породах. Следующая стадия миграции по пласту связана с тектоническими движениями, то есть с переформированием залежи [Габриэлянц, 2000].

Губкин также создал генетическую классификацию залежей углеводородов, выделив две основные группы: структурная (антиклинальная) и литологическая. В случае с последней залежи образуются за счет изменений литологических характеристик пород и смены фаций. В своих работах Губкин убедительно показал, что комплексное изучение всех геологических характеристик является необходимым при прогнозировании перспектив нефтегазоносности недр.

Огромный вклад в развитие теоретической стороны прогноза нефтегазоносности внесли такие ученые, как: А. А. Трофимук, А. Э. Конторович, А. А. Арбатов, А. А. Бакиров, Ю. А. Бакиров, И. В. Высоцкий, Ю. Н. Карагодин, В. Ю. Керимов, Б. А. Косыгин, Б. А. Соколов, И. И. Нестеров, Э. Э. Фотиади, Ф. Г. Гурари, А. Н. Дмитриевский и многие другие.

Были установлены закономерности нефтегазообразования и накопления [Тиссо, Вельте, 1981; Теоретические основы..., 2012]:

- процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления имеют периодичный характер, связанный с цикличностью литогенеза отложений;

- эти процессы имели и имеют региональный характер, охватывают обширные территории;
- преобразование ОВ с образованием углеводородов зачастую происходит в водной среде, в процессе прогибания осадочного бассейна;
- преобразование ОВ протекает в несколько стадий и фаз, состав и тип образующихся на разных этапах и стадиях отличаются между собой;
- химические и физические свойства нефти и газа меняются с течением времени;
- залежи и месторождения могут быть сгруппированы в зоны нефтегазонакопления, имеющие свои собственные особенности;

Также с развитием нефтегазовой геологии активно начали применяться и геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности.

Основной вклад в развитие геохимической части прогноза нефтегазоносности внесли работы школы геохимии нефти и газа СО РАН, в частности труды Конторовича А. Э., Вышемирского В. С., Каширцева В. А., Фомина А. Н. Из западной части страны, более всех выделяются работы Вассоевича Н. Б., Баженовой О. К. и др. [Геология и геохимия..., 2004].

В работе Конторовича А. Э. «Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности», приводятся основы количественной оценки перспектив, с использованием объемно-генетического метода. Основа объемно-генетического метода оценки заключается в соотношении количества углеводородов, образованных из нефтематеринских пород, с тем количеством нефти и газа, которое можно найти в залежах. Рассчитать количество производимых углеводородов можно, зная характеристики и закономерности преобразования исходного органического вещества под действием температуры и давления. Геохимические методы позволили добавить в прогноз нефтегазоносности количественную часть и связать весь прогноз непосредственно с генетическим типом органического вещества, из которого образуются нефть и газ, учитывая все его особенности [Конторович, 1976]:

Методика прогноза

Прогноз, выполненный автором в рамках данной работы, является качественным. Автором в ходе исследования, с учетом опубликованных материалов, создана современная геологическая модель, в которой литологическая и тектоническая основы актуализированы за счет интерпретации и анализа данных глубоких скважин и современных сейсморазведочных материалов.

На основе полученной геологической модели производится выделение перспективных с точки зрения нефтегазоносности зон и объектов по критериям тектонических и литологических предпосылок к формированию в выделяемых областях залежей углеводородов, преимущественно газа и газоконденсата.

В данной работе прогноз нефтегазоносности выполнен в ходе последовательного решения следующих задач:

1) проанализировать изменение строения разреза и литологии исследуемых отложений по площади, на основе межскважинной корреляции и опубликованных данных;

2) определить современное тектоническое строение, на основе набора построенных в ходе исследования структурных карт и карт толщин;

3) установить области распространения отложений перми, триаса и юры;

4) восстановить историю тектонического развития, основываясь на анализе толщин отложений;

5) определить возможные типы ловушек для исследуемых отложений;

6) продемонстрировать, с использованием данных ГИС, наличие коллекторов и флюидоупоров на исследуемой территории;

7) на основе комплексного анализа всей доступной информации о геологическом строении, как полученной в ходе исследования, так и взятой из опубликованных ранее материалов, выделить перспективные зоны нефтегазонакопления и объекты, то есть участки, в пределах которых есть коллектор, флюидоупор и структурно-литологические предпосылки к формированию залежей.

Перспективные объекты на данной территории – антиклинальные структуры, выделяемые в первую очередь по структурному признаку (наличию поднятия структурных поверхностей). В некоторых случаях они ограничиваются разрывными нарушениями. Ближайшим аналогом выделяемых объектов являются месторождения Хапчагайского мегавала. Как и для них, для выделяемых перспективных объектов предполагается значительное влияние и литологического фактора в строении структурных ловушек, то есть незакономерное распределение пластов-коллекторов в разрезах пермских, триасовых и нижнеюрских отложений.

Понятие «зона нефтегазонакопления» трактуется по-разному, и существует множество точек зрения на то, какие объекты и признаки необходимо в него включать. Определение, предлагаемое О. М. Прищепой, как автором наиболее обширного анализа различных вариантов определений, звучит следующим образом: зона нефтегазонакопления – это совокупность ловушек, выделяемая в пределах гидродинамически изолированного интервала разреза, в которых содержатся залежи, характеризующиеся едиными условиями формирования - генерацией, миграцией, аккумуляцией и сохранностью УВ [Прищепа, 2008].

Его главный недостаток – оно не учитывает существование еще не выделенных ловушек углеводородов и тем самым исключает ценность перспективных зон нефтегазонакопления, для выбора дальнейших направлений геологоразведочных работ.

Для регионов со сложным строением нефтегазоносных комплексов, предлагается использовать несколько иное определение. Зона нефтегазонакопления – система ловушек, локализованных в нефтегазоносном бассейне (чаще всего в нефтегазоносном комплексе), характеризующиеся общностью механизма аккумуляции УВ. Они формируются на участках развития первичных и вторичных неоднородностей экранированных коллекторских систем и флюидов [Самсонов и др., 1986; Золотов и др., 1987]. Данное определение применимо уже и к перспективной зоне. Немаловажно и то, что зоны нефтегазонакопления для разных нефтегазоносных комплексов могут

существенно различаться в плане и не совпадать со структурными элементами [Прищепа, 2008, Лебедев, 2015].

Это определение было доработано и сформулировано в рабочем варианте для вендского нефтегазоносного комплекса Непско-Ботубинской антеклизы. Под зоной нефтегазонакопления понимается связная часть объема продуктивного горизонта со сходным типом ловушек УВ (сходными условиями аккумуляции), а также с единым источником, сходными условиями миграции и сохранности УВ. Зоны нефтегазонакопления, исходя из этого определения, могут быть доказанными и прогнозными [Лебедев, 2015].

Хотя оно и использовалось для вендского НГК, главной особенностью выделяемых для него зон нефтегазонакопления являлось выклинивание продуктивных пластов и формирование неструктурных ловушек, так же как и для зон, выделяемых в настоящей работе.

Автором на основе проанализированных материалов, предлагается следующая формулировка в рамках исследования: перспективная зона нефтегазонакопления – объем нефтегазоносного комплекса со сходным типом прогнозируемых ловушек УВ, единым источником и сходными условиями миграции, аккумуляции и сохранности УВ. Данное определение отражает суть выделяемых в работе перспективных зон нефтегазонакопления.

Глава 4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПЕРМСКИХ, ТРИАСОВЫХ И НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

4. 1. Корреляция пермских, триасовых и нижнеюрских отложений

В пределах зоны сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы скважины расположены на большом расстоянии друг от друга, и дают понимание строения исследуемых отложений в региональном плане. При этом обнаруженные в ходе межскважинной корреляции закономерности, являются базой для проведения достоверной комплексной интерпретации геофизических данных, в частности сейсморазведочных.

Источником исходных стратиграфических разбивок служит серия научно-исследовательских работ, выполненных крупным коллективом авторов, являющихся признанными специалистами в области стратиграфии пермско-мезозойских отложений Сибири, такими как В. В. Граусман, А. С. Дагис, В. П. Девятов, А. М. Казаков, В. Г. Князев, С. В. Мейен [Корреляция и изучение..., 1983Ф; Изучение разрезов..., 1986Ф; Изучение разрезов глубоких..., 1989Ф; Изучение и корреляция..., 1991Ф]. Результаты выполненных в ходе данных работ исследований легли в основу нескольких диссертационных работ [Алексеев, 1991; Граусман, 1994]. Именно по результатам данных работ по систематизации всей информации, полученной в ходе полевых работ и по результатам бурения скважин, составлены стратиграфические схемы перми, триаса и юры Сибирской платформы.

В вопросе выделения границ наименьшее количество вопросов возникает относительно кровли пермских и подошвы юрских отложений. В большинстве скважин данные интервалы охарактеризованы керном, проведены палеонтологические исследования и границы подтверждены остатками флоры и(или) фауны. Помимо этого, пермские отложения отличаются повышенными значениями радиоактивного каротажа и определенной последовательностью форм кривой ПС. Подошва перми почти не охарактеризована керном, поэтому здесь на

первый план выходит анализ каротажа как самих пермских, так и подстилающих отложений. В центральной и северной частях нижняя граница перми проводится уверенно, так как здесь пермские отложения залегают на кембрийских. Кембрийские породы имеют принципиально отличающийся от пермских литологический состав – карбонатный. Радиоактивные и электрические характеристики карбонатных пород отличаются от терригенных, что отражается в показаниях соответствующих видов каротажа. В западной части девонские и каменноугольные отложения, подстилающие пермские, представлены терригенными породами и надежно отличимы по данным ГИС. Вопрос внутренней стратификации пермского интервала в данной работе не рассматривается, во многом по причине ограниченного количества материала характеризующего его, а также из-за того, что перспективы нефтегазоносности связаны только с верхней частью пермского разреза – тарагайской толщей и ее аналогом – тогойдохской. Их нефтегазоносность подтверждена на месторождениях Вилуйской НГО. Они имеют также приемлемые глубины залегания (до 5 км).

Подошва юрских отложений, являющаяся также и подошвой кызылсырской свиты или ее стратиграфических аналогов в северной части, зачастую также охарактеризована керном и подтверждена результатами палеонтологических исследований. В случае если керн в интервале не отбирался, она проводится по одной, двум или в редких случаях трем пачкам аргиллитов. Кровля нижнеюрского НГК является наиболее простой для выявления границей, так как сунтарская свита за счет своего преимущественно глинистого состава четко отображается на кривых ГИС. Напротив нее наблюдаются повышенные значений каротажа ПС и радиоактивности.

Таким образом, остается интервал между пермскими и юрскими отложениями – триасовый. Его подошва и кровля совпадают с кровлей пермских и подошвой нижнеюрских отложений соответственно, и в подавляющем большинстве скважин не вызывают сомнений. В то же время, разделение самого интервала на свиты является наиболее дискуссионным для территории всей

Вилу́йской синеклизы. Это связано с несколькими факторами. Первый из них – это чрезвычайно малое количество кернового материала. Зачастую интервалы отбора охватывают разрез таганджинской и неджелинской свит. Границы таганджинской и мономской, мономской и тулурской и даже неджелинской и таганджинской свит охарактеризованы в единичных скважинах. Вторым фактором – сокращение толщин и выклинивание триасовых отложений при редкой сети скважин. Изменчивость строения разреза триаса в данной ситуации и при отсутствии керна ведет к различным вариантам выделения и корреляции свит триаса в направлении выклинивания, а также повышает неопределенность положения границ и наличия самих свит. По причине малого количества керна, выделение и корреляция стратиграфических границ базируется преимущественно на данных каротажа. В подобных условиях, принципиально важным становится понимание условий накопления свит триаса, что позволяет говорить о наличии тех или иных свит в скважинах в соответствии с региональной седиментологической моделью.

Осадки, которые формировали неджелинскую свиту, накапливались вскоре после окончания позднепермского подъема территории синеклизы и во время последующего подъема уровня моря. Однако в связи с расчлененностью палеорельефа на момент ее накопления распространены породы свиты преимущественно в центральной части. После падения уровня моря и увеличения количества поступающих осадков происходит переход к таганджинско-мономскому комплексу отложений. А. М. Казаков, один из главных исследователей пород триасовой системы Сибири, рассматривает данный комплекс отложений как результат действия обширной дельтовой системы [Изучение разрезов..., 1986Ф; Казаков, 1989]. По его же мнению, сокращение толщин в направлении бортовых частей синеклизы происходит в большей степени за счет отложений таганджинской и неджелинской свит, относящихся к индскому ярусу [Корреляция и изучение..., 1983Ф]. Области распространения пород мономской и таганджинской свит совпадают. Таганджинская свита отражает накопление в условиях дельтовой платформы при стабильном или же

снижающемся уровне моря. В оленекский век уровень моря начал подниматься, осадки продолжали поступать по системе сложноустроенных каналов, но увеличилось количество глинистой составляющей. Породы, образованные в этот момент времени, относятся к мономской свите. Этим объясняется ее изменчивый литологический состав и сложность отделения от таганджинской свиты. В центральных районах, из-за высокого количества песчаного материала в составе, выделялась хайлахская свита, временной аналог мономской. В бортовых частях предполагается развитие отдельных лагун, а возможно, и замкнутых водоемов. Поэтому выделение мономской свиты по данным каротажа в разрезах скважин расположенных в бортовых зонах Вилуйской синеклизы, без кернового материала, априори имеет предполагаемый характер, хотя и обосновано тем фактом, что дельтовая платформа, в пределах которой накапливались породы таганджинской и мономской свит, охватывала обширную территорию.

Тулурская свита также слабо охарактеризована керном, в ней малое количество отпечатков как флоры, так и фауны. Она перекрывает мономские породы, в бортовых частях имеет малые толщины, резко увеличивающиеся к осевой части синеклизы.

В изучаемом разрезе при корреляции выделены следующие реперные слои:

- глинистая по составу неджелинская свита в подошве отложений триаса (в районе ее распространения);
- две или одна пачка аргиллитов в подошве юрских отложений – кызылсырской свиты. Данные слои и прослои образовались в результате подъема уровня моря в начале юрского периода;
- глубоководная сунтарская свита на границе нижней и средней юры. Она распространена на огромной территории и сохраняет однородность своего глинистого состава на всей территории.

Вспомогательными реперными отложениями являются в западной части девонские вулканические покровы. В южной части – карбонатные отложения кембрия. Отличительной особенностью пермских отложений является наличие слоев угля разных толщин.

Линии корреляции в пределах района исследования протягиваются субмеридионально, в соответствии с предполагаемыми направлениями выклинивания пермских и триасовых отложений, и субширотно, для определения изменений в толщинах и характеристики отложений в пределах распространения (Рисунок 33). Включение одних и тех же скважин в состав разных корреляционных схем является инструментом дополнительного контроля достоверности проведения границ.

Схемы, построенные по профилям, протягивающимся с севера на юг, подтверждают одну из главных особенностей геологического строения исследуемой территории – последовательное выклинивание, то есть сокращение до нуля толщин, отложений триаса и перми. Как установлено, триасовые отложения выклиниваются в первую очередь (Рисунки 34, 35). В центральной части района работ, при небольшом расстоянии, с учетом регионального масштаба исследований, между скважинами Южно-Неджелинская-251 и Байская-1, общая толщина отложений триаса сокращается более чем в 2 раза. Первой из разреза триаса выпадает самая древняя неджелинская свита. Подошва отложений триаса определена по результатам палеонтологических исследований керна. Выше по разрезу триаса керн не отбирался, границы проведены на основе показаний каротажа. Мономская свита выделяется над таганджинской по повышенным показаниям ПС и характерной форме кривой ГК [Изучение разрезов..., 1986Ф]. На ней залегает тулурская свита, значительно сокращенная в толщинах относительно скважины Южно-Неджелинской 251. Пермские отложения в Южно-Неджелинской-251 скважине вскрыты незначительно. В то же время скважина Байская-1 вскрывает полный разрез перми, общей толщиной более 750 м. К скважине Андреевская-2, толщина перми уменьшается до 250 м, а далее пермские породы выклиниваются.

В скважинах Андреевской-2, Баппагайской-1 и Северо-Синской-2160, исследуемые отложения подстилают кембрийские породы, которые отчетливо выделяются по пониженной радиоактивности и высоким показаниям нейтронного каротажа.

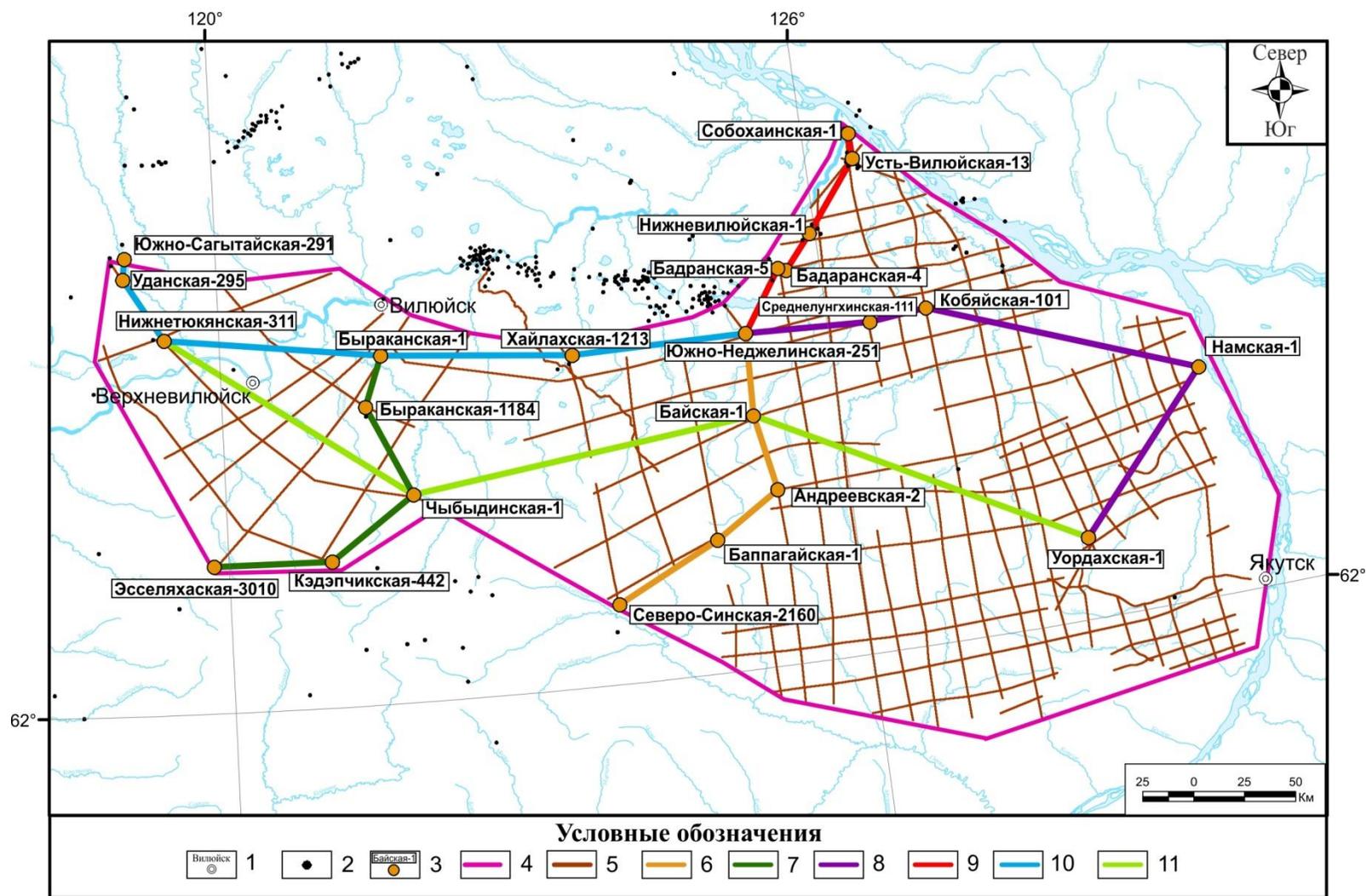


Рисунок 33 – Схема расположения профилей межскважинной корреляции

Условные обозначения: 1 - населенные пункты; 2 – глубокие скважины; 3 – глубокие скважины включенные, в межскважинную корреляцию; 4 – контур района исследования; 5 – сейсмические профили; 6 – корреляционный профиль I; 7 – корреляционный профиль II; 8 – корреляционный профиль III; 9 – корреляционный профиль IV; 10 – корреляционный профиль V; 11 – корреляционный профиль V

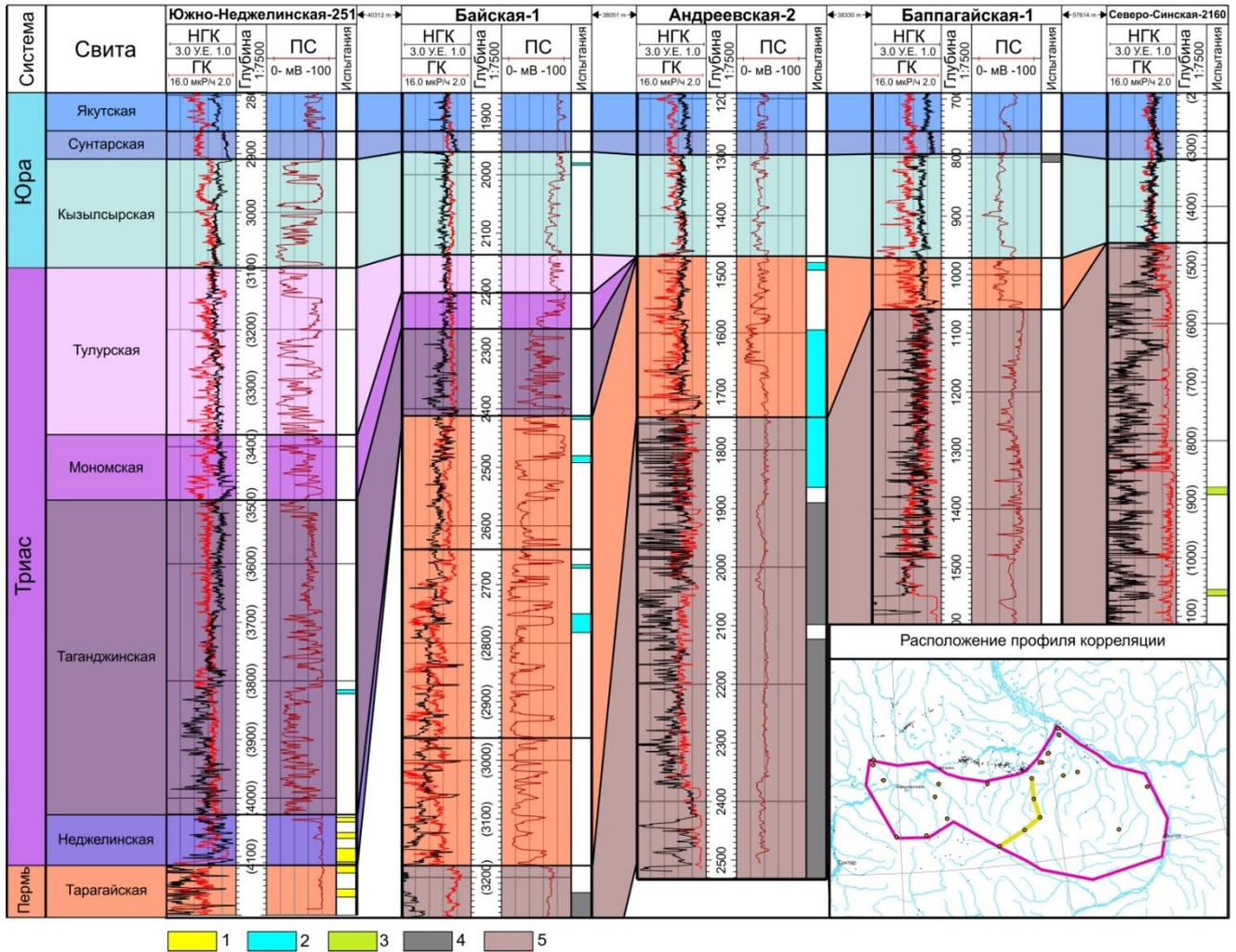
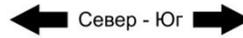


Рисунок 34 – Схема корреляции по профилю I

Условные обозначения: 1 – приток газа; 2 – приток воды; 3 – приток воды с газом; 4 – нет притока; 5 – допермские палеозойские отложения

По схеме корреляции по профилю II, расположенном западнее, и ориентированном в том же направлении, толщины триаса сокращаются плавнее. Скважинами в этой части вскрывается разрез пермских отложений, толщиной более 1000 м. Толщина их сокращается в юго-западном направлении, но при этом не уменьшается до нуля. Данный факт, указывает, что на момент накопления пермских отложений Кемпендяйская впадина и Вилюйская синеклиза представляли собой единый палеобассейн. (Рисунок 35). В скважинах, где на пермские отложения ложатся юрские, стратиграфическая граница выделяется по пачкам аргиллитов в их подошве. В западной части разрез подстилают отложения девона и карбона, с выраженной границей по показаниям ГК и ПС.

глинистыми породами мономской свиты в соответствии со седиментологической моделью отложений [Изучение разрезов..., 1986Ф].

В восточной части, в южном направлении увеличиваются толщины отложений части чехла моложе ранней юры, а отложения триаса и перми погружаются на глубины, при которых в большинстве скважин вскрываются незначительные в региональном масштабе толщины (Рисунок 36). В скважине Уордахская-1 пермские отложения выделяются как маломощная пачка терригенных пород, между аргиллитами подошвы нижней юры и карбонатным разрезом кембрия. В большинстве скважин восточной части вскрыта только наиболее молодая среди триасовых отложений тулурская свита. Скважина Намская-1 вскрывает достаточно обширный интервал разреза, но она находится в отдалении, на самой границе исследуемой территории. Достоверность выделяемых в ней границ в некоторой мере условна из-за отсутствия керна.

В северной части нарастают толщины нижнеюрских отложений за счет фациального перехода: от кызылсырской свиты к двум свитам – устьвилюйской и долгайской. Принципиально устройство разреза не меняется, оно представляет собой чередование песчаных пластов с пачками алевролитов и аргиллитов. Аргиллиты в подошве интервала также сохраняются (Рисунок 37). Толщины тулурской свиты верхнего-среднего триаса нарастают незначительно. Особое внимание обращает на себя увеличение толщины мономской свиты, причем увеличивается она за счет большего количества пропластков аргиллитов. Таганджинская свита в толщине практически не меняется.

На двух схемах, построенных по профилям, ориентированным с запада на восток, также наблюдаются различные варианты изменений разрезов, являющихся при этом менее показательными, чем на схемах, построенных по субмеридиональным профилям. Хотя и на них заметно уменьшение толщин отложений по направлению к бортам Вилюйской синеклизы.

↔ Запад - Восток ↔

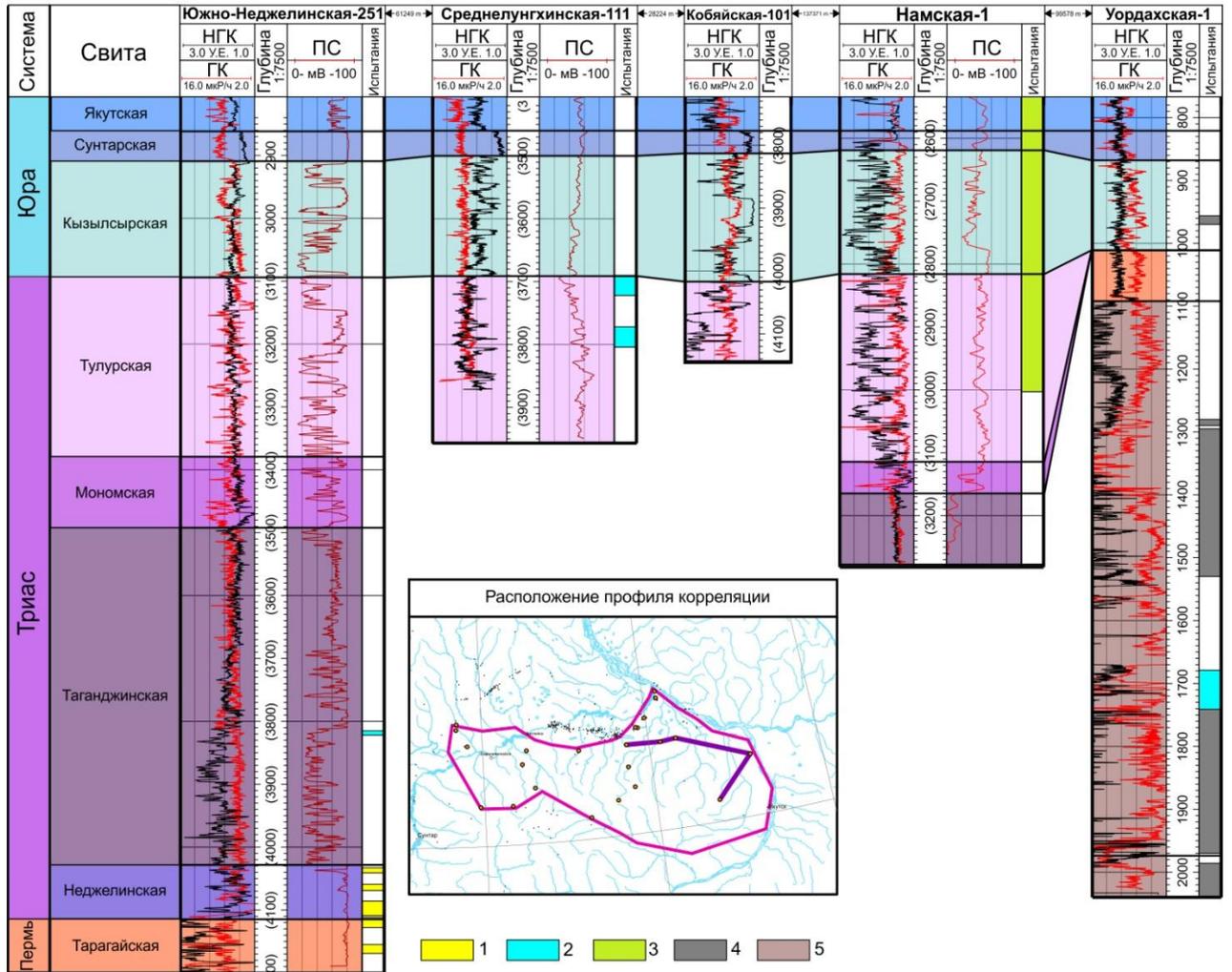


Рисунок 36 – Схема корреляции по профилю III

Условные обозначения см. рисунок 34

В западном направлении, к скважине Нижнетюкянская-311, толщины всех отложений сокращаются, неджелинская свита при этом полностью выпадает из разреза. Выдержанной, как и на прочих схемах, остается сунтарская свита на границе ранней и средней юры.

К скважинам Уданская-295 и Южно-Сагытайская-291 толщины отложений триаса и перми, увеличиваются (Рисунок 38), что указывает на приподнятость территории на момент начала накопления пермских отложений. Западно-вилуойская положительная структура Сунтарского свода, судя по всему, продолжается в северо-восточном направлении.

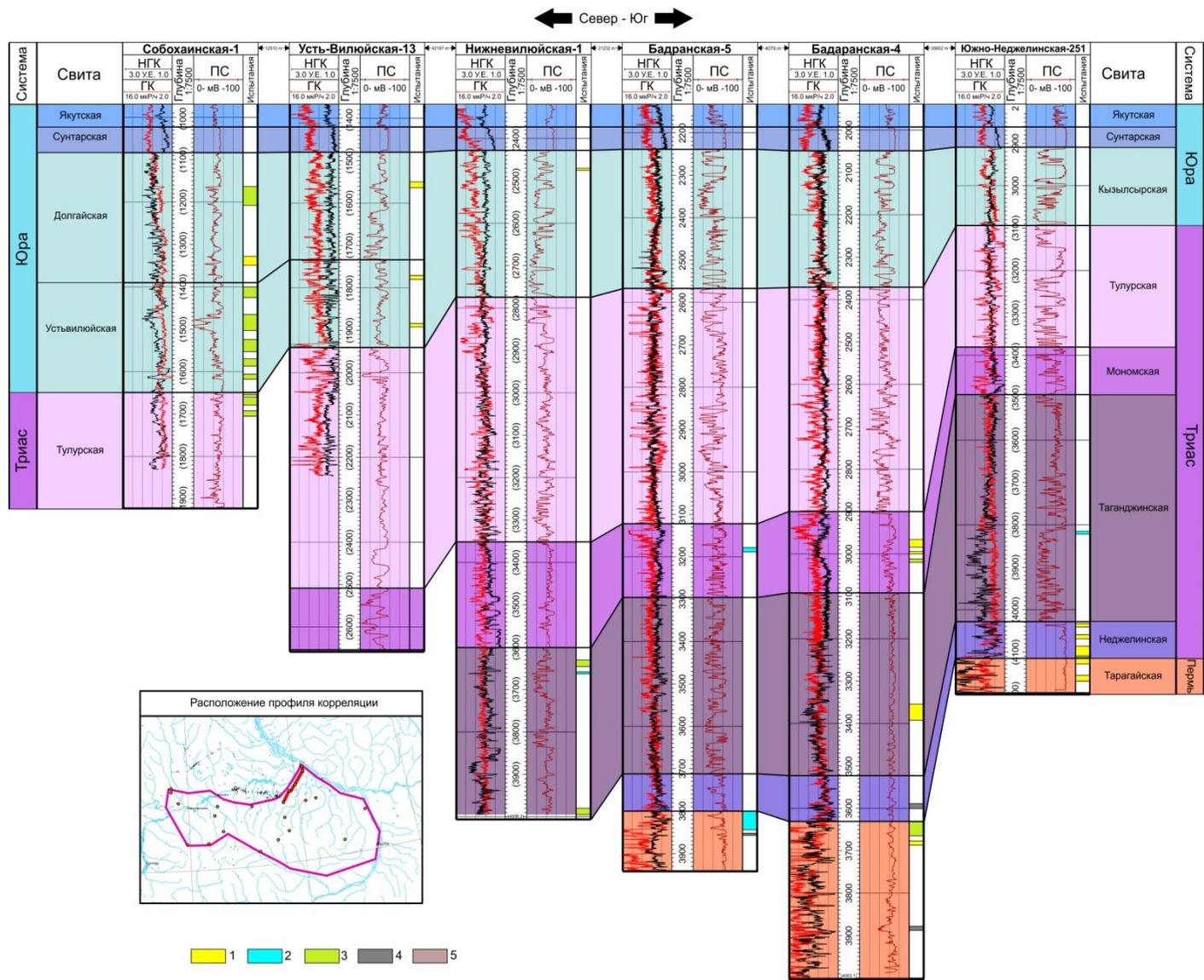


Рисунок 37 – Схема корреляции по профилю IV

Условные обозначения см. рисунок 34

В Нижнетюкянских скважинах, где пермские отложения залегают на девонских, породы девона представлены вулканическими покровами, которые образовались в процессе рифтогенеза. В Уданской и Южно-Сагытайских скважинах покровы отсутствуют, а разрез девона представлен чередованием терригенных и карбонатных слоев. Разрез всех свит триаса в северо-западной части содержит меньшее количество песчаных пластов и большее количество глинистых пачек и прослоев. Данный факт указывает на вероятность того, что вблизи выклинивания отложений, в области сокращенных толщин, песчаные пласты могут также выклиниваться, перекрытые со всех сторон непроницаемыми отложениями.

Субширотный профиль, расположенный южнее предыдущего, характеризует строение отложений вблизи их выклинивания. На схеме по данному профилю наибольшие толщины отложений перми и триаса отмечаются в скважине Чыбыдинская-1, которая располагается южнее остальных. Это является очередным подтверждением того, что на этапе отложения пермских пород Кемпендяйская впадина и Вилюйская синеклиза являлись единым бассейном осадконакопления (Рисунок 39).

По результатам межскважинной корреляции установлено следующее:

- Пермские отложения плавно сокращаются в толщинах в южном и юго-западном направлениях. В центральной части района исследования они выклиниваются. На западе линия выклинивания проходит за пределами контура работ. Литологический состав пород перми меняется слабо, сохраняя чередование песчаных, алевролитовых, аргиллитовых и угольных слоев.

- Неджелинская свита вскрыта наименьшим количеством скважин и распространена на наименьшей площади, при этом сохраняет глинистый состав, и практически в каждом разрезе содержит песчаные пропластки, которые, исходя из представления о ее строении, распространены локально по площади и могут также содержать залежи. Она является наиболее надежным флюидоупором для пермских песчаников [Тахватулин, 2025Б].

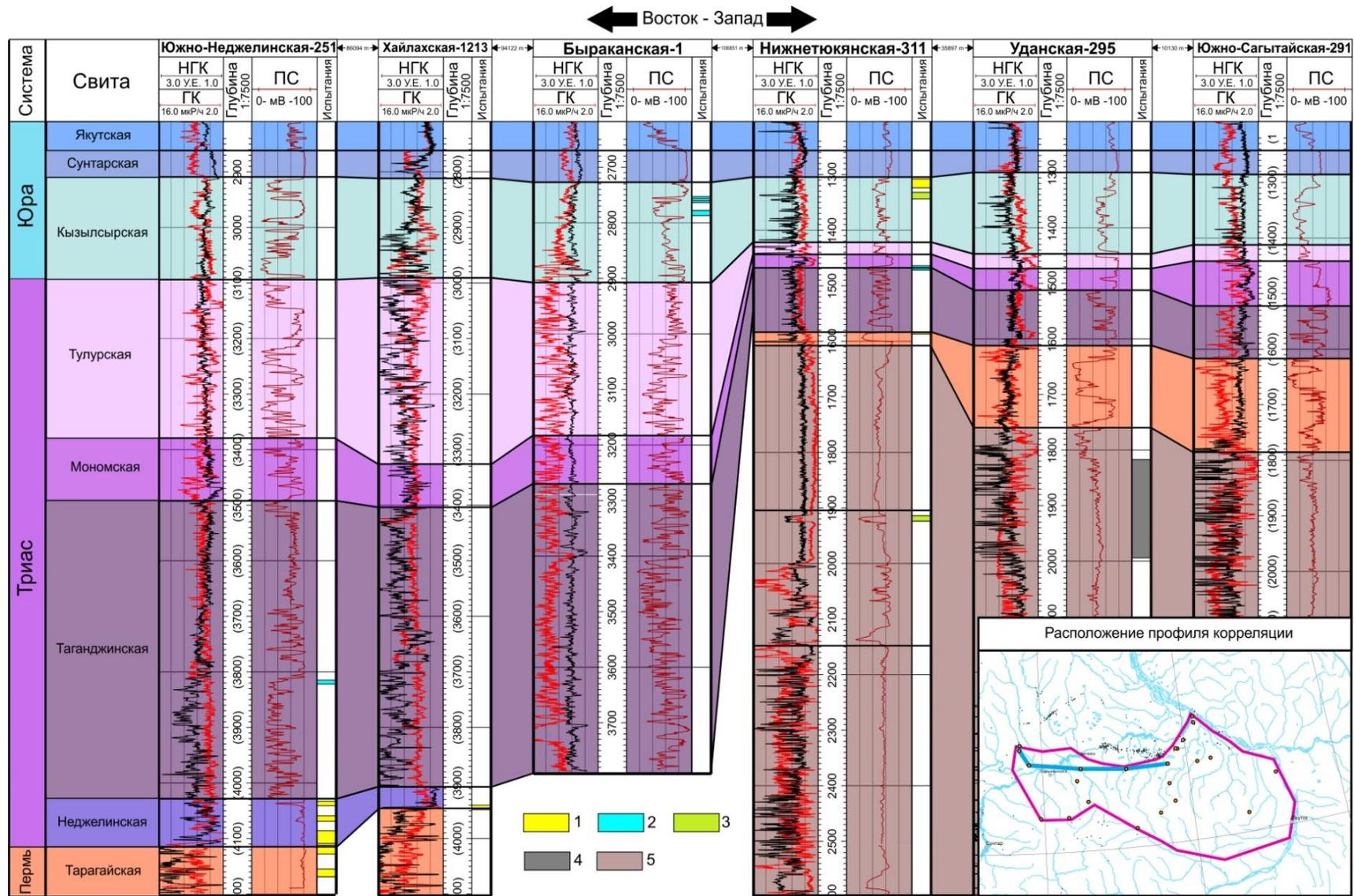


Рисунок 38 – Схема корреляции по профилю V

Условные обозначения см. рис 34

Литологический состав мономской свиты меняется в северном направлении и характеризуется увеличением количества песчаных и алевролитовых слоев. В скважинах, где ее толщины сокращены, свита состоит преимущественно из аргиллитов и мелкозернистых алевролитов, а также вулканогенно-осадочных пород [Тахватулин, 2025Б].

○ Толщина таганджинской свиты резко сокращается в западном и южном направлениях. При этом в направлении выклинивания увеличивается доля прослоев и слоев аргиллитов в ее составе. Исходя из этого, можно предположить, что глинистые слои таганджинской свиты могут выступать флюидоупором для песчаных линз и слоев в ее разрезе, а также экранировать пермские песчаные коллекторы [Тахватулин, 2025Б].

○ Тулурская свита резко сокращается в толщинах в направлении выклинивания, что, вероятно, связано с эрозионными процессами, предшествующими накоплению нижнеюрских отложений. В литологическом плане свита сохраняет преимущественно песчаный состав в пределах всей бортовой зоны Вилуйской синеклизы.

• При выклинивании пермских и триасовых отложений в разрезе остается нижнеюрский нефтегазоносный комплекс, который слабо меняется по толщинам и литологическому составу на большей части территории. Кызылсырская свита нижней юры, в разрезе которой имеется достаточное количество песчаных пластов, увеличивается в толщинах на севере, замещаясь устьвилуйской и долгайской свитами. В разрезах этих свит количество песчаных пропластков возрастает. Сунтарская свита нижней юры распространена на всей территории. Она не меняется по литологическому составу, оставаясь сложенной преимущественно аргиллитами, что делает ее флюидоупором наилучшего качества на данной территории. Однако она перекрывает только отложения кызылсырской свиты, а подклинивание песчаных перспективно продуктивных слоев триаса и перми непосредственно под нее не наблюдается [Тахватулин, 2025В].

4. 2. Структурно-тектоническая характеристика

4. 2. 1. Фундамент и допермские отложения

Структурная поверхность, построенная по результатам прослеживания отражающего горизонта F, характеризует поверхность кристаллического фундамента. В северо-восточной части района исследования фундамент погружается на весьма значительные глубины, проведение соответствующего ОГ здесь может быть неоднозначным.

В западной части по рельефу построенной структурной поверхности выделяются тектонические структуры и связанные с ними разломы. Обнаружена взаимосвязь между выделенными разрывными нарушениями древнего заложения, которые пересекают в том числе и ОГ F нижнего структурного этажа, и положительными структурами, проявленными в структурных планах более молодых отложений. Вблизи либо над данными разрывными нарушениями расположены поднятия, которые при настоящей сети наблюдений выглядят как непротяженные структурные мысы, однако при ее уплотнении могут выделиться как полноценные замкнутые валы [Тахватулин, 2025Б] (Рисунок 40). Разрывные нарушения древнего заложения имеют значительные смещения по вертикали, а также сложную кинематику, однозначно определить которую по имеющимся данным затруднительно.

Разрывные нарушения при такой сети сейсмических профилей достаточно затруднительно протрассировать по площади. Однако в ходе корреляции ОГ F было выявлено, что структуры Западно-Вилуйского сегмента девонской рифтовой системы (Ыгыаттинская впадина, Сунтарский свод и Кемпендяйская впадина) продолжают под пермско-мезозойскими отложениями. Исходя из этого, разрывные нарушения, как и в Западно-Вилуйском сегменте, связаны с процессами рифтогенеза, протекавшими на территории во второй половине девонского периода. С учетом данного факта, наиболее вероятное простирание разломов по латерали – северо-восточное.

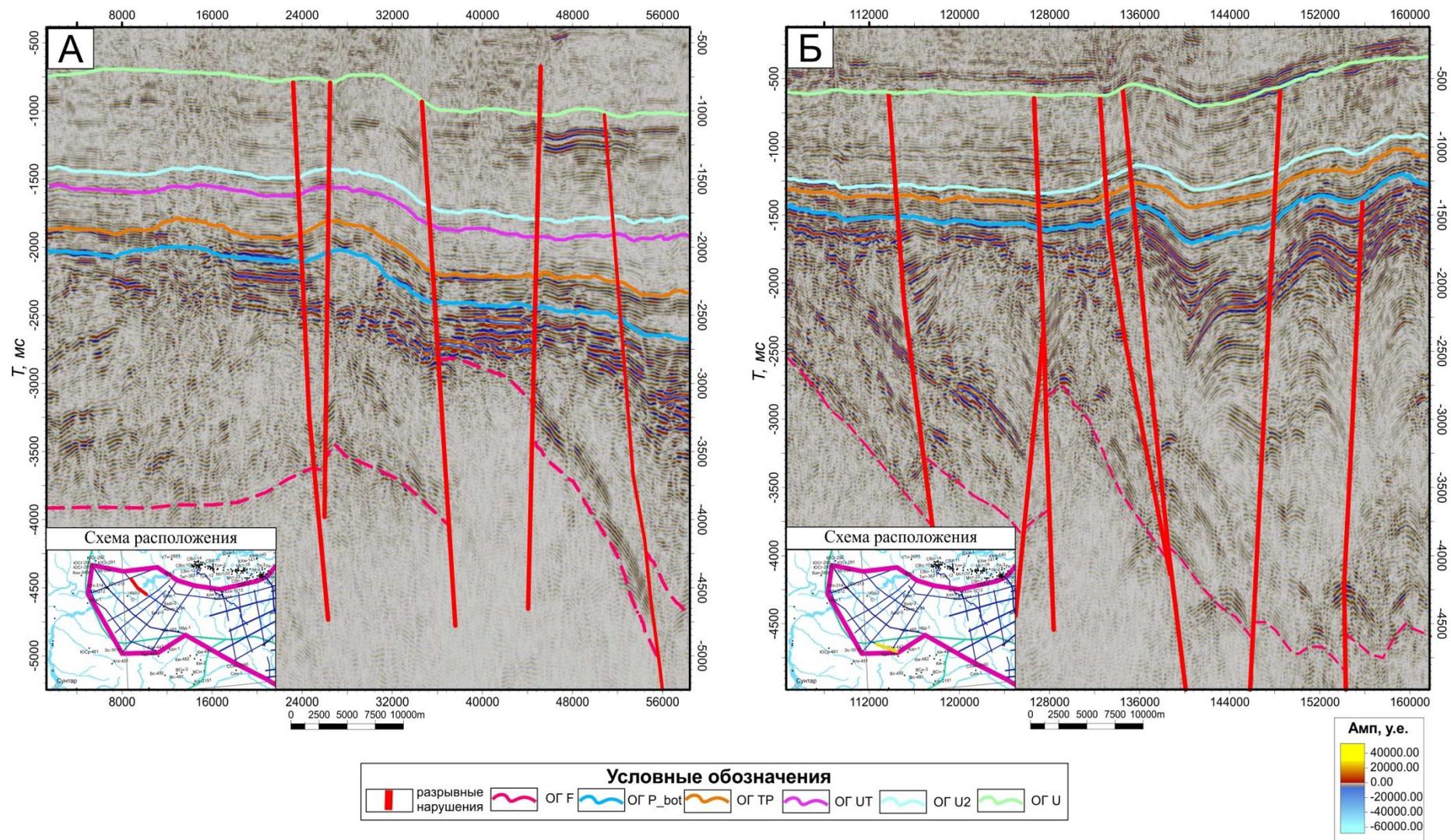


Рисунок 40 – Положительные структуры над разрывными нарушениями древнего заложения, на фрагментах сейсмических временных разрезов:
 А – 160811, Б – 160813

Подтверждается это сходством между поперечным геологическим разрезом, построенным в конце 80-х годов прошлого века через основные Западно-Вилуйские структуры (Рисунок 41), и сейсмическими временными разрезами, расположенными в западной части района исследования (Рисунок 42). На временных разрезах, расположенных северо-восточнее, структуры становятся все менее ярко выраженными.

По структурной схеме поверхности фундамента выделяются основные крупные тектонические структуры, надпорядковые и первого порядка. В западной части это продолжение триады западновилуйских структур: Ыгыаттинской впадины, Сунтарского свода, Кемпендяйской впадины. Границы между ними проводятся по выделенным дизъюнктивам. Восточная граница Кемпендяйской впадины проводится условно, по причине отсутствия сейсморазведочных и прочих геофизических материалов в этой части. Погружение, по форме близкое к впадине, продолжается в северо-восточном направлении через небольшой перегиб. Данный перегиб разделяет между собой Кемпендяйскую впадину и отрицательную структуру, соотнесенную автором с Линденской впадиной. Возможно, при сгущении сети профилей, удастся обнаружить разрывные нарушения фундамента северо-западного простирания, которые позволят провести границу между двумя отрицательными структурами схожего масштаба более однозначно. Судя по тому, что разрывные нарушения северо-восточного простирания продолжают и в контуре Линденской впадины, она также может иметь рифтовую природу. Западная и восточная границы впадины проведены в районе изогипсы $-11\ 000$ м.

В южной части выделяется склон Алданской антеклизы со значительным количеством разрывных нарушений, которые практически не смещены по вертикали. Большая часть из них имеет субширотное простирание, и, вероятно, кинематику сдвига. Северная граница склона антеклизы проводится в районе изогипсы со значением -6000 м, так как далее поверхность фундамента начинает погружаться с большим градиентом (Рисунок 43).

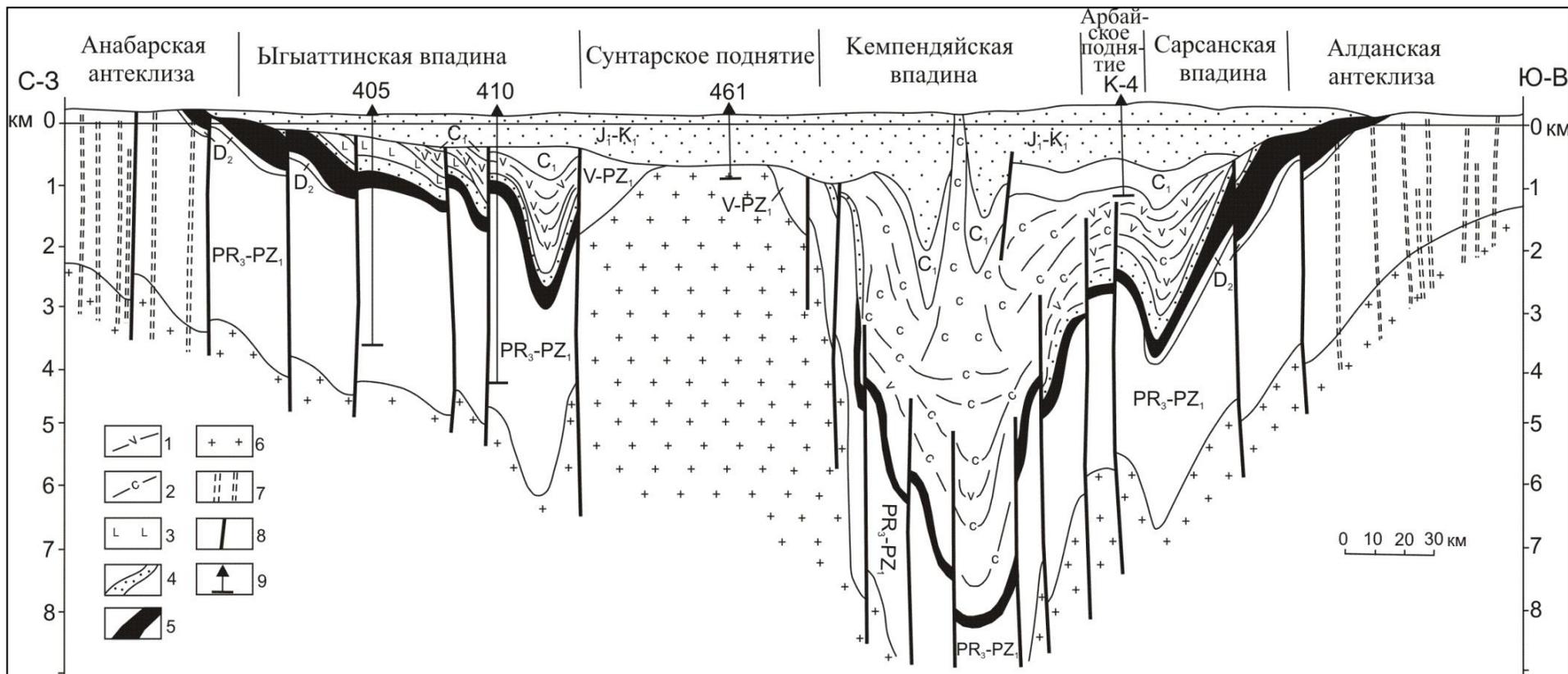


Рисунок 41 – Геологический разрез западного сегмента Вилюйской палеорифтовой системы [по: Гайдук, 1988]

Условные обозначения: 1–2 – верхнефранско-фаменские отложения: 1 – красноцветные гипсоносные карбонатно-терригенные, 2 – красноцветные соленосно-карбонатно-терригенные; 3–5 – франские отложения: 3 – базальтовая толща вилючанской свиты, 4 – карбонатно-песчанниковые отложения, отвечающие максимуму франской трансгрессии, 5 – базальтовый комплекс верхнего девона (аппаинская, тисикская, наманинская и хайалахская свиты); 6 – кристаллический фундамент; 7 – дайки основного состава; 8 – разломы; 9 – скважины

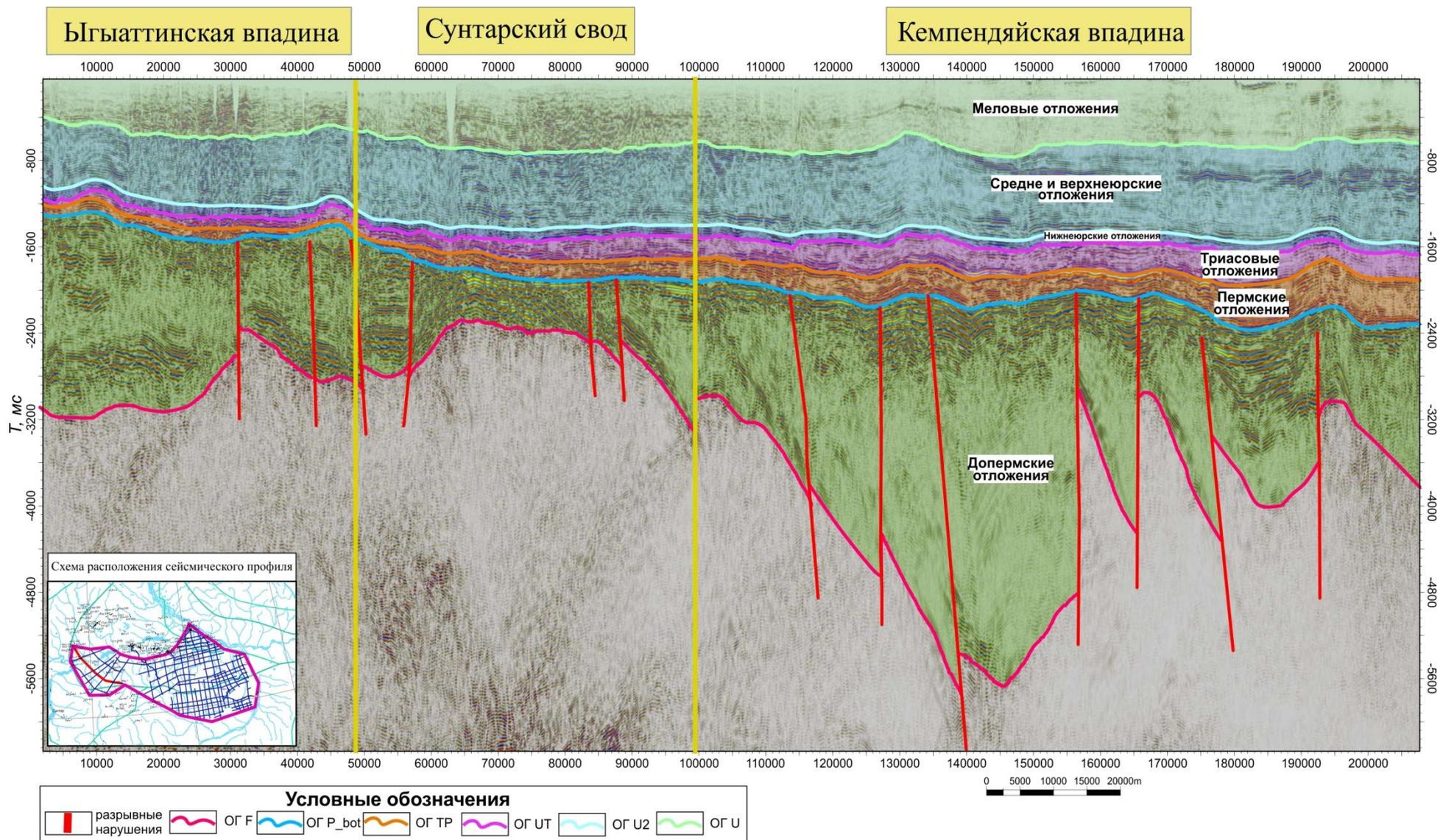


Рисунок 42 – Сейсмогеологический временной разрез по профилю 160812

Склон Алданской антеклизы в северном направлении сменяется переходной структурой, автором данного исследования именуемой Вилюйской моноклиной. Ее границы определяются контурами прочих структур. Поверхность фундамента здесь плавно погружается, осложняясь лишь разломами субширотного простирания, которые сходны с распространенными на склоне антеклизы.

В наиболее северном участке исследуемой территории Вилюйская моноклинал сменяется Лунгхинско-Келинским мегапрогибом (Рисунок 43). Граница проводится по изогипсе $-11\ 000$ м. Прочие ее границы располагаются за пределами контура исследования. Данная структура впервые выделена в 1960-е годы по данным сейсморазведки. Как представляется исследователями тех лет, она прослеживается и дальше на восток. Позже возраст ее заложения определялся как протерозойский [Дорман и др., 1976]. Автором не обнаружено признаков ее рифтогенного, то есть схожего с Кемпендяйской впадиной, происхождения. Граница ее достаточно плавная, а разрывные нарушения не схожи с распространенными на западе. При этом в связи со значительным погружением в этой части достоверно определить масштабы смещения пород допермского возраста по данным разломам затруднительно. Восточнее, в направлении Верхоянского складчатого пояса поверхность фундамента незначительно воздымается.

Таким образом, в западной части зоны сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы под пермско-мезозойскими отложениями продолжают Западно-Вилюйские структуры, образованные в ходе процессов рифтогенеза в позднем девоне, и сопутствующие им разрывные нарушения. В восточной части структуры, свидетельствующие о процессах рифтогенеза, отсутствуют. Поверхность фундамента и допермские отложения моноклиально погружаются на север и представляют собой северный склон Алданской антеклизы переходящий в Лунгхинско-Келинский мегапрогиб.



Рисунок 43 – Структурная схема поверхности фундамента с выделенными структурами

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изогипсы поверхности фундамента; 3 – разрывные нарушения; 4 – контуры тектонических структур; 5 – сейсмические профили; 6 – контур района исследования; 7 – гидросеть; 8 – границы НГО

4. 2. 2. Пермские отложения

По результатам проведенной интерпретации сейсморазведочных материалов и структурных построений, выполненных на ее основе, получены структурные карты, характеризующие кровлю и подошву пермских отложений. С их помощью получена карта толщин пермских отложений. Карты толщин, применяются в палеотектоническом анализе, так как характеризуют рельеф на момент накопления отложений, и, соответственно, погруженные и приподнятые области на этот период времени. Последовательный анализ нескольких карт толщин позволяет составить представление об изменении рельефа в течение исследуемого стратиграфического интервала.

Поверхность подошвы пермских отложений, погружается с юга на север и северо-восток. Наиболее погруженный участок находится в северо-восточной части площади, где по изогипсе -5500 оконтуривается отрицательная структура, Лунгхинско-Келинский мегапрогиб. В пределах района исследования она не замыкается. Вдоль контуров структуры расположена серия разрывных нарушений, вероятнее всего, являющихся сбросами. Они имеют незначительные вертикальные смещения со сдвиговой компонентной. В центральном и южном районах пермские отложения полого погружаются в северном направлении. На юге, так как пермские отложения выклиниваются, данная поверхность характеризует кровлю кембрийских отложений. Наблюдается некоторое количество осложняющих незамкнутых структур, характеризующихся небольшими изгибами изогипс. Вертикальное смещение по разломам центрально южной части борта синеклизы практически отсутствует. В западной части разломы, вероятно, наследуют сдвигово-сбросовую и взбросовую природу более древних нарушений и вблизи них или ограниченные ими имеются положительные приподнятые участки – Быраканский, Нижнетюкянский, Чыбыдинский. В западной части, где поверхность погружается, отмечена также незамкнутая отрицательная структура (Рисунок 44).

Структурный план кровли пермских отложений достаточно близок к структурному плану подошвы. Главным отличием является то, что пермские отложения, как установлено по результатам межскважинной корреляции и интерпретации сейсмических данных, распространены не повсеместно. Южной границей поверхности кровли пермских отложений является линия выклинивания. Именно вблизи выклинивания наблюдаются самые высокие значения абсолютных отметок в южной части. В этом же месте отмечается окончание Баппагайского структурного мыса. На западе пермские отложения не выклиниваются в пределах района работ. Наиболее глубокая область расположена на северо-востоке, по форме совпадает с Лунгхинско-Келинским прогибом. В центре погруженной области, в районе Бергеинской и Олойской площадей бурения, располагаются две положительные структуры, которые могут быть оконтурены одной изогипсой. В районе Бергеинской площади валообразная структура протягивается в северо-западном направлении. Южнее ее наблюдается схожая структура, но вытянутая в восточном направлении. В районе Кобяйской скважины имеется структурный мыс, ограниченный разрывными нарушениями, с небольшими смещениями поверхности по ним. Район Бадаранских и Нижевилуойских скважин относится к восточному окончанию Хапчагайского мегавала. Границы в данном случае осложняются разрывными нарушениями, при этом и сама поверхность воздымается, поэтому определить точное смещение затруднительно. На самом севере располагается западное окончание Усть-Вилуойскоого структурного мыса. Здесь граница структуры проводится по разрывному нарушению, со смещением, предположительно достигающим 750 м, а возможно, и более. Центральная часть, как и южная, представляет собой моноклираль, осложненную небольшими структурными мысами. Отчасти, подъем поверхности имеет ступенчатый характер, хотя и весьма плавный, по разрывным нарушениями. Разломы в данной части исследуемой территории имеют преимущественно сдвиговую компоненту. Они, вероятно, образовались в момент давления с востока, в конце юрского – начале мелового периода, разломы формировались в процессе облекания более древних структур северного борта

Алданской антеклизы. В западной части структурный план контролируется разрывными нарушениями северо-восточного простирания. Чыбыдинская, Быраканская, Нижнетюкянская структуры связаны с разрывными нарушениями и в некоторых случаях ограничиваются ими. Они могут иметь более вытянутую форму, что при нынешней плотности кондиционных сейсмических материалов закартировать затруднительно. Севернее скважины Быраканская-1 наблюдается погружение поверхности, что связано с переходом к Линденской впадине (Рисунок 45).

Карта толщин пермских отложений позволяет определить линию выклинивания, вблизи которой вероятно наличие нефтегазоперспективных зон. Также на основе распределения толщин, можно проанализировать палеорельеф на период накопления пермских отложений. Исследуемую территорию можно поделить на две зоны – южную и западную, где, начиная со значения 400 м, толщины плавно уменьшаются в направлении выклинивания. В южной части эта область подчеркивает пологий склон палеобассейна в пермское время, до флексуобразной границы на севере, между значениями толщин 400 и 600 м. На западе зона пониженных толщин указывает на приподнятую, унаследованную структуру, вероятно связанную с Сунтарским сводом, который активно образовывался во второй половине девона. Депоцентры выделяются на севере. К ним полосой северо-восточного простирания от Чыбыдинской площади, протягивается зона толщин более 700 м, к которой тяготели палеопермские области разгрузки осадков. Конфигурация зон больших толщин подтверждает тот факт, что накопление пермских отложений находилось под влиянием палеорельефа, являющегося результатом процессов рифтогенеза. Мало что указывает на конкретный рост положительных структур, в зонах пониженных толщин. Повышенные толщины также указывают на уже имевшиеся к началу накопления отрицательные протяженные образования, которые заполнялись и медленно погружались. Тектонический режим на протяжении пермского периода был спокойным (Рисунок 46).

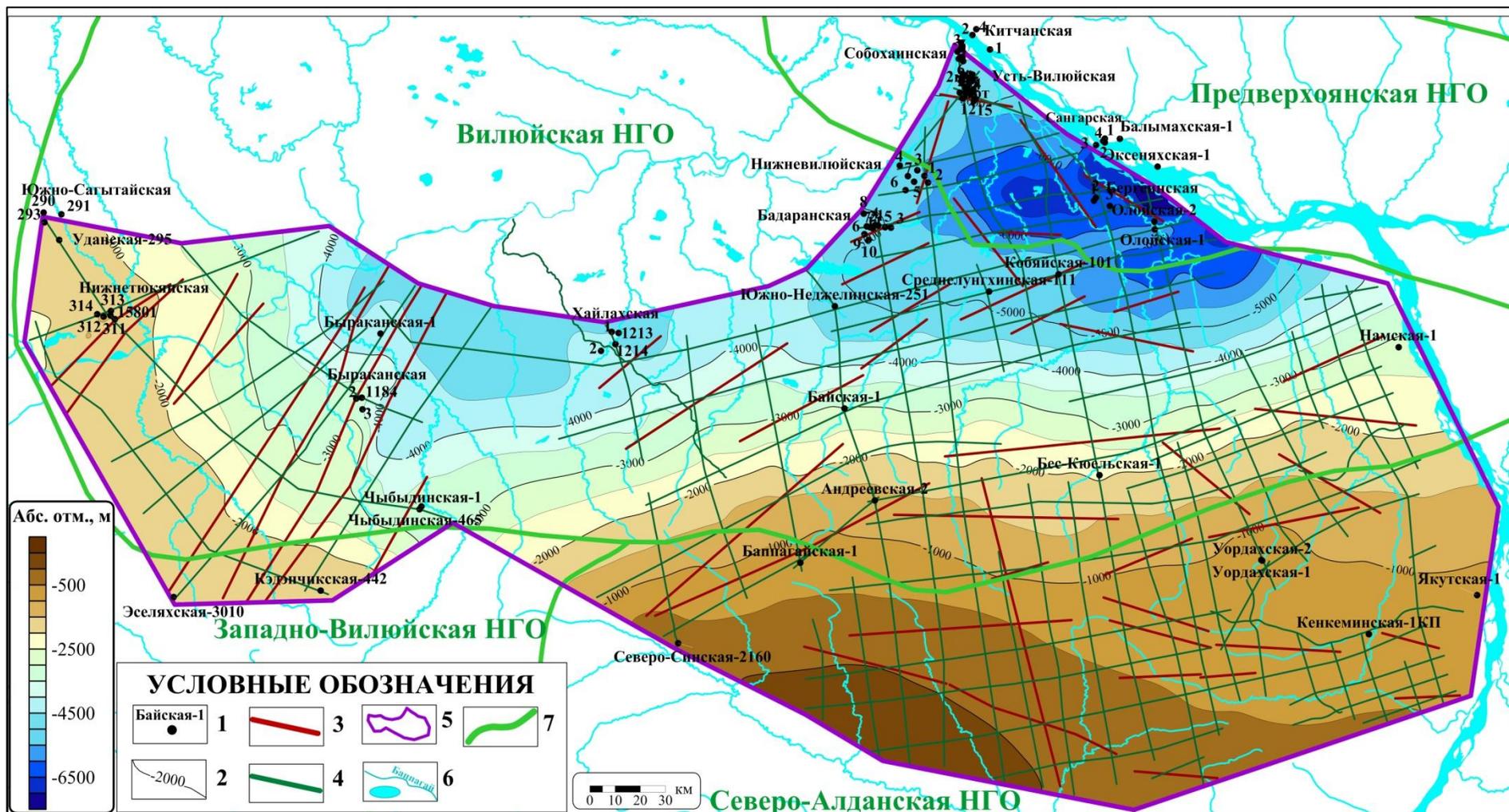


Рисунок 44 – Структурная карта по подошве пермских отложений

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изогипсы; 3 – разрывные нарушения; 4 – сейсмические профили; 5 – контур района исследования; 6 – гидросеть; 7 – границы НГО

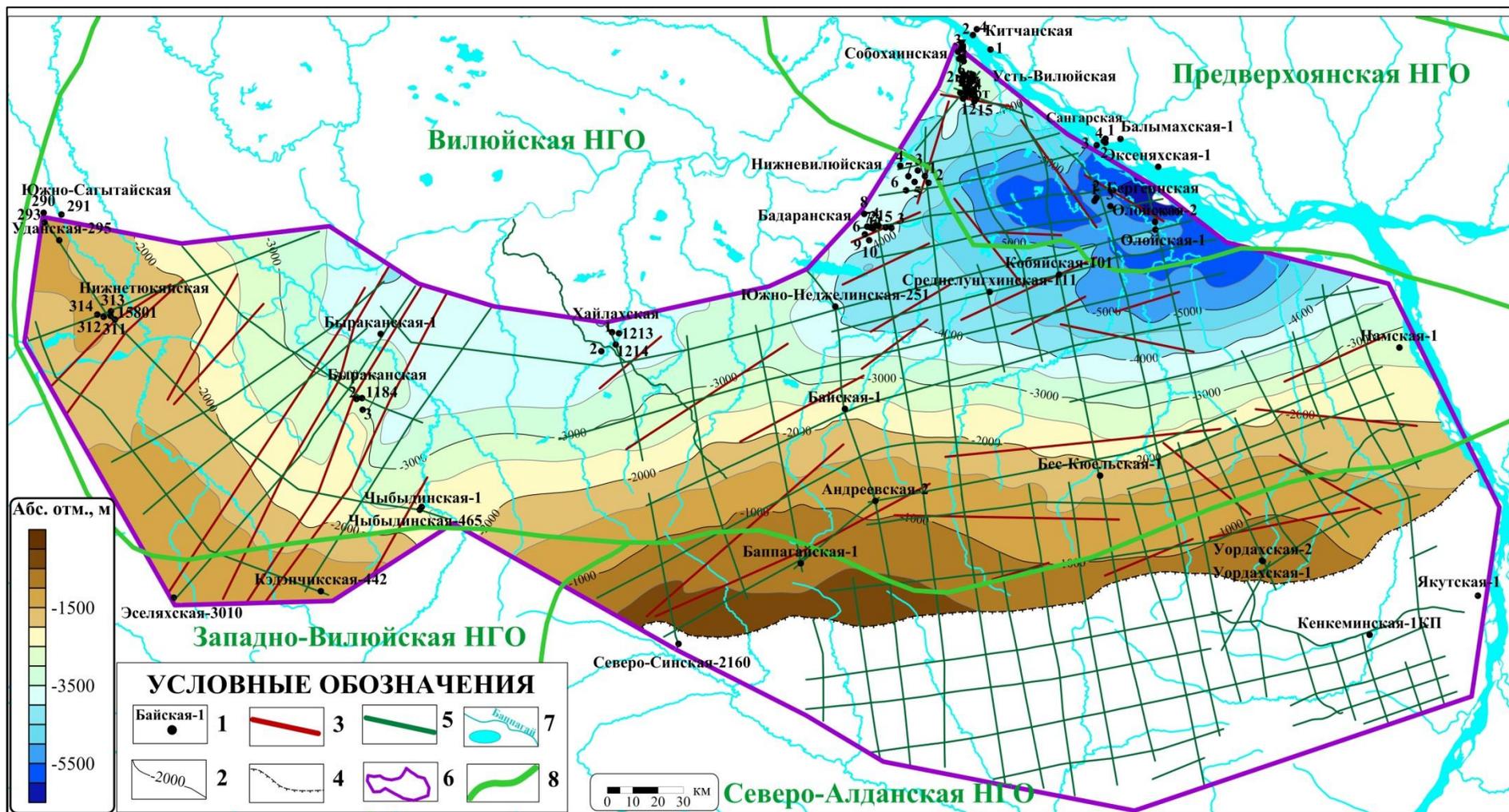


Рисунок 45 – Структурная карта по кровле пермских отложений

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изогипсы; 3 – разрывные нарушения; 4 – линия выклинивания; 5 – сейсмические профили; 6 – контур района исследования; 7 – гидросеть; 8 – границы НГО

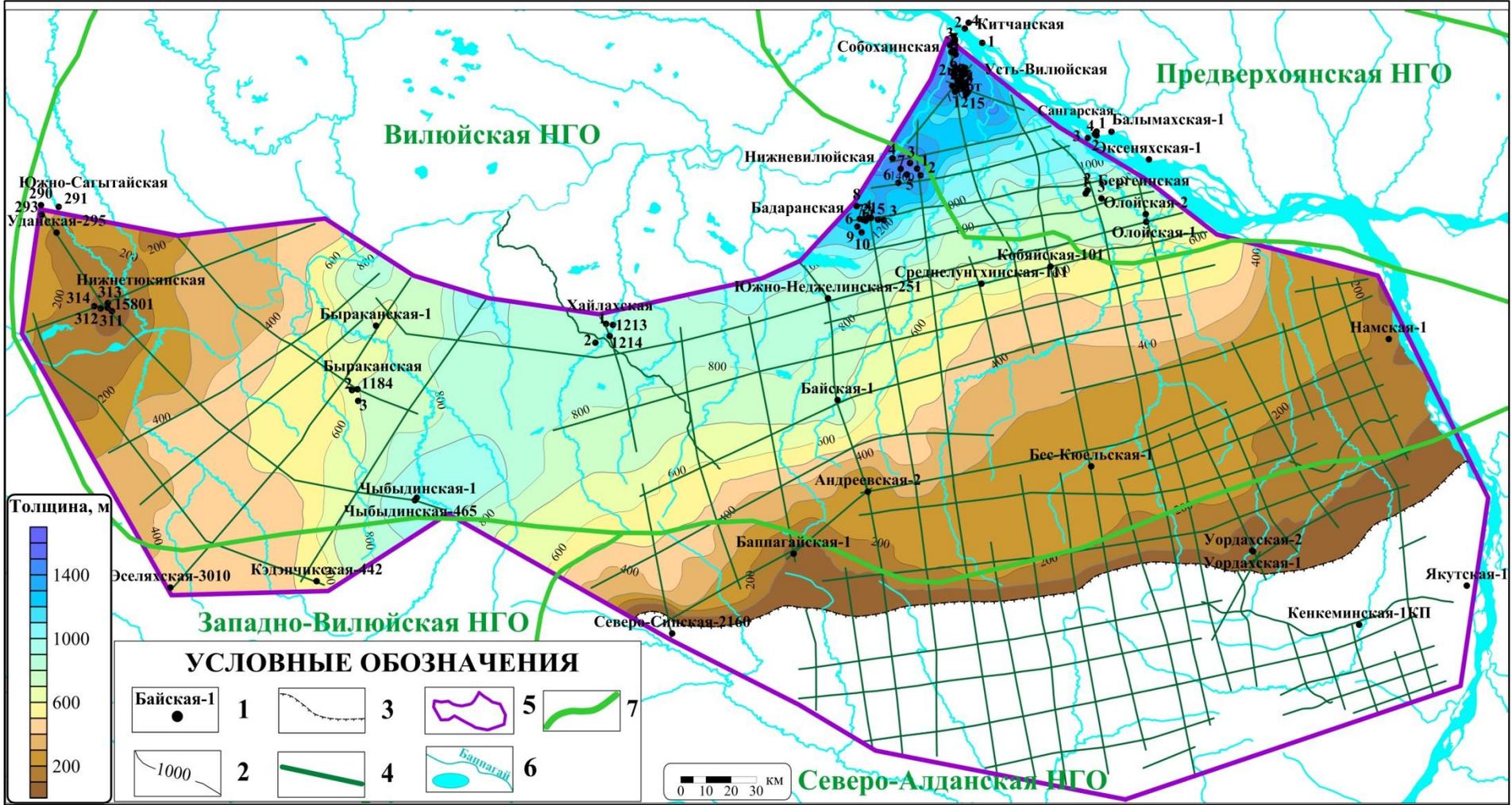


Рисунок 46 – Карта толщин пермских отложений

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изопахиты; 3 – линия выклинивания; 4 – сейсмические профили; 5 – контур района исследования; 6 – гидросеть; 7 – границы НГО

4. 2. 3. Триасовые отложения

С использованием карты изохрон по горизонту УТ построена структурная карта по кровле отложений триаса. На большей части территории она совпадает с кровлей тулурской свиты. Свиты триаса между собой залегают согласно, поэтому между рельефом структурных поверхностей не так много различий. В тулурской свите залежи отсутствуют, хотя она и представлена песчаными отложениями, которые вполне могут выступать коллекторами для УВ. Так как отложения триаса выклиниваются, структурная карта представлена в области их распространения.

По кровле отложений триаса наиболее погруженная зона, соотносимая с Лунгхинско-Келинским прогибом, оконтуривается в северо-восточной части территории. Максимальное погружение здесь достигает более -5000 м относительно уровня моря. Погруженная область осложняется вытянутыми положительными структурами в районе Бергеинской и Олойской площадей бурения. Также, с западного направления, выделяется структурный мыс, имеющий такую же ориентацию, как и Олойский вал – восточную-северо-восточную. В западном направлении через небольшой перегиб происходит погружение, связываемое с Линденской впадиной и Южно-Хапчагайским прогибом. В наиболее северном углу района исследования положительные структуры, не замыкающиеся в этом контуре, относятся к Хапчагайскому мегавалу и Нижневиллюйскому структурному мысу. На юге поверхность моноклинально погружается в северном направлении. В западной части выделяются приподнятые структуры вблизи разломов, в районе Быраканских скважин, Нижнетюкянских (Рисунок 47).

По карте суммарных толщин отложений триаса, которая была получена с помощью структурных поверхностей кровли триаса и кровли перми, можно судить о том, что именно на этапе накопления триасовых отложений, оформляется контур Виллюйского бассейна, близкий современному. Связано это с тем, что пермское осадконакопление во многом нивелировало расчлененный рельеф, оставшийся в наследство от процессов рифтогенеза среднего-позднего

девона. Вблизи выклинивания протягивается полоса плавного увеличения толщин от 0 до 600 м, далее толщины нарастают более активно. В триасовый период вся территория стабильно погружалась в спокойном тектоническом режиме. Как будет показано далее, депоцентры стратиграфических интервалов, соотносимых со свитами триаса, могли менять свое положение, но не кардинально, общий тренд увеличения толщин с юга на север оставался неизменным. Толщины меняются от 0 до 1500 м (Рисунок 48).

Так как каждая из свит нижнего триаса является нефтегазоносной, с использованием результатов межскважинной корреляции и суммарных толщин, были построены структурные карты для поверхности кровли неджелинской, таганджинской и мономской свит. С помощью карт толщин определены области их распространения по площади.

Поверхность кровли неджелинской свиты близка к структурному плану кровли пермских отложений, так как она накапливалась поверх пермских пород после стратиграфического перерыва на границе триаса и перми. Погруженная структура в восточной части, а также валовые поднятия в ее контуре, выделяются и для кровли неджелинской свиты, как и подъем поверхности, относящийся к восточному окончанию Хапчагайского мегавала. Наиболее приподнята поверхность в юго-западной части, вблизи линии выклинивания. Расположение положительных поднятий взаимосвязано с разрывными нарушениями (Рисунок 49).

Распределение толщин неджелинской свиты, что логично, практически повторяет распределение для суммарных толщин отложений триаса. Наибольшие значения отмечаются вдоль северной границы района исследования, а в южном направлении они уменьшаются до нуля. Неджелинская свита распространена на самой маленькой территории, относительно всех прочих свит триаса [Тахватулин, 2025б]. Это связано с небольшим интервалом, в который она накапливалась и преимущественно глинистыми осадками, слагающими ее (Рисунок 50).

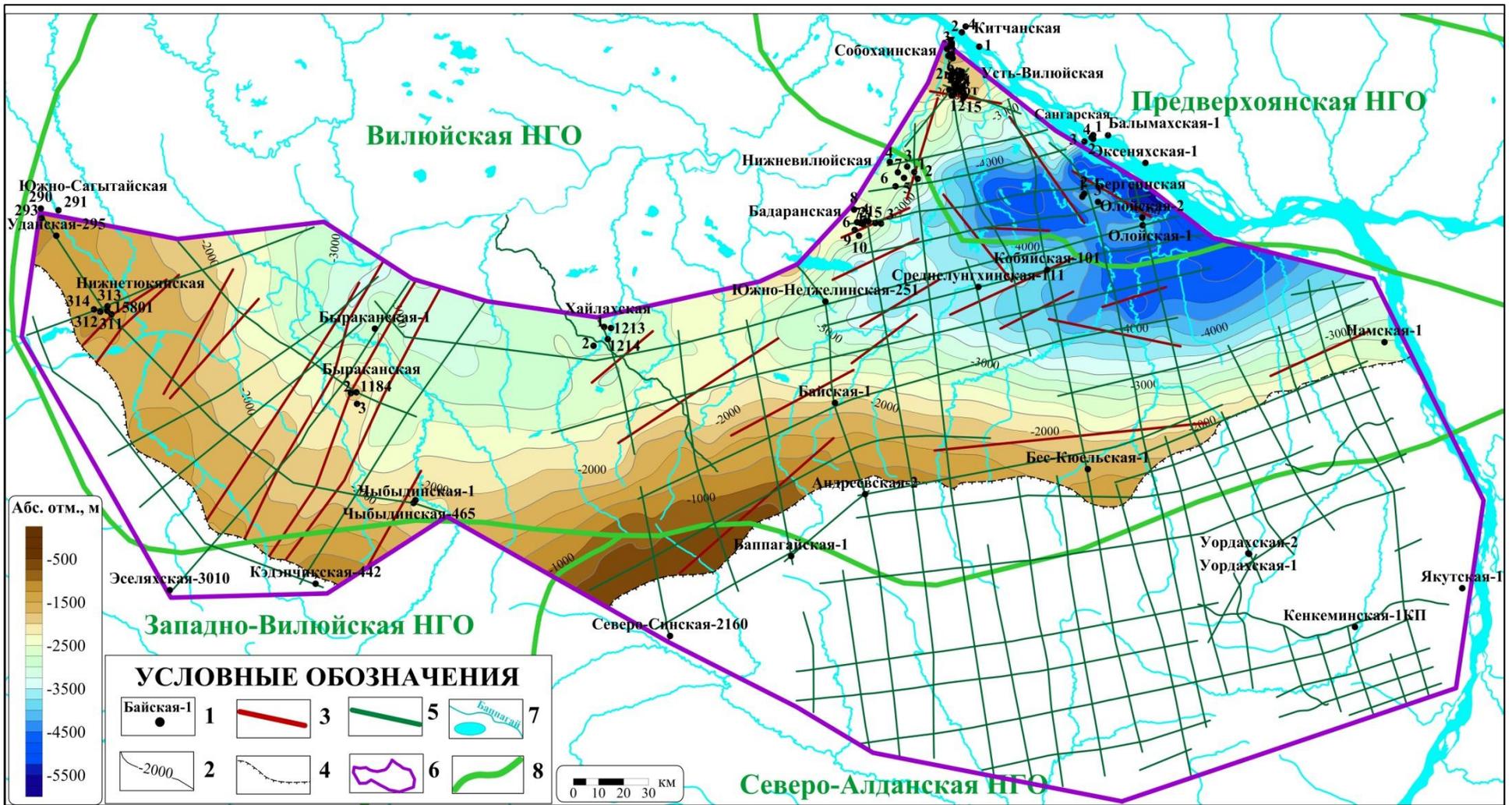


Рисунок 47 – Структурная карта по кровле триасовых отложений

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изогипсы; 3 – разрывные нарушения; 4 – линия выклинивания; 5 – сейсмические профили; 6 – контур района исследования; 7 – гидросеть; 8 – границы НГО

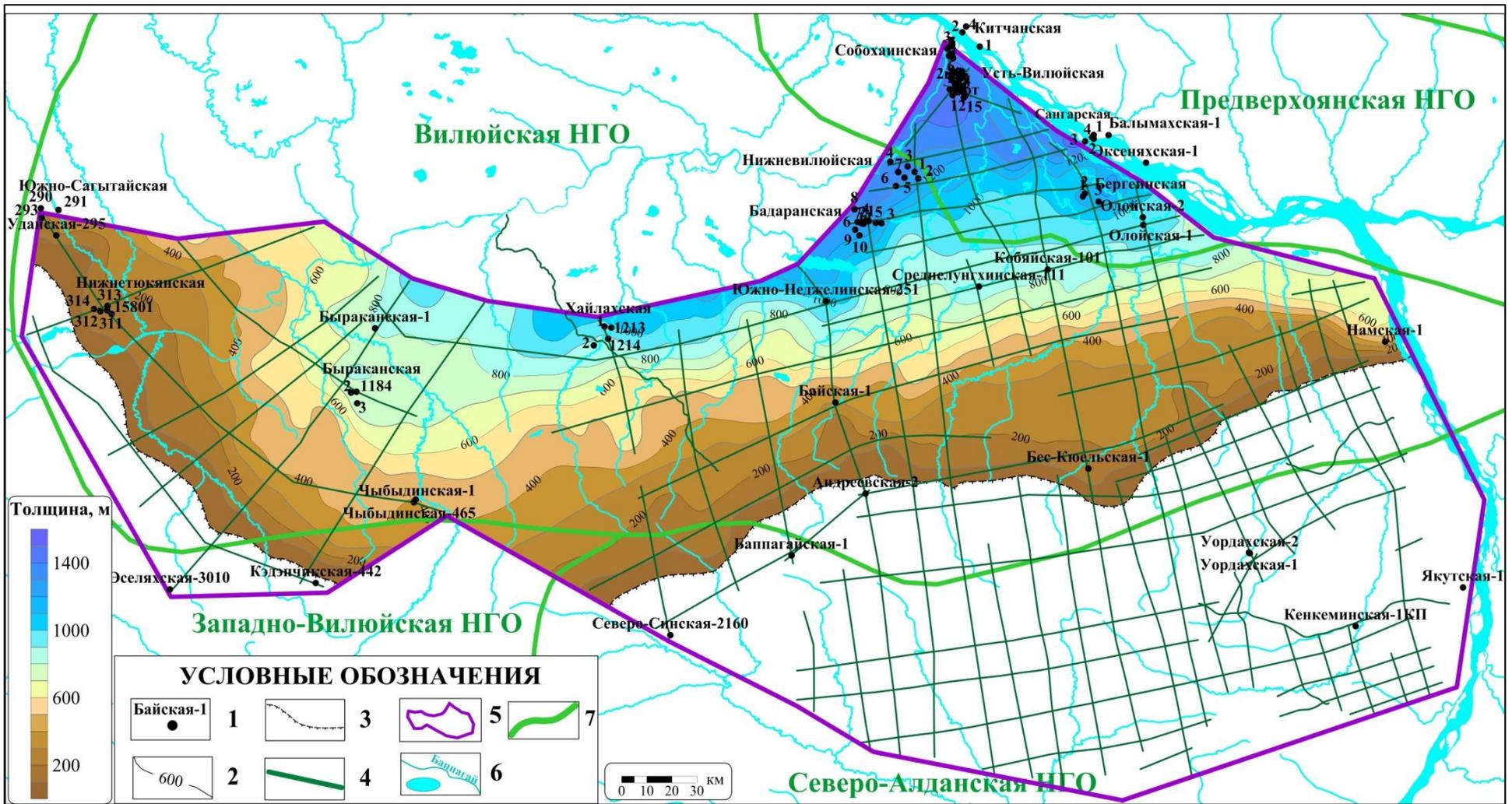


Рисунок 48 – Карта толщин триасовых отложений

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изопахиты; 3 – линия выклинивания; 4 – сейсмические профили; 5 – контур района исследования; 6 – гидросеть; 7 – границы НГО

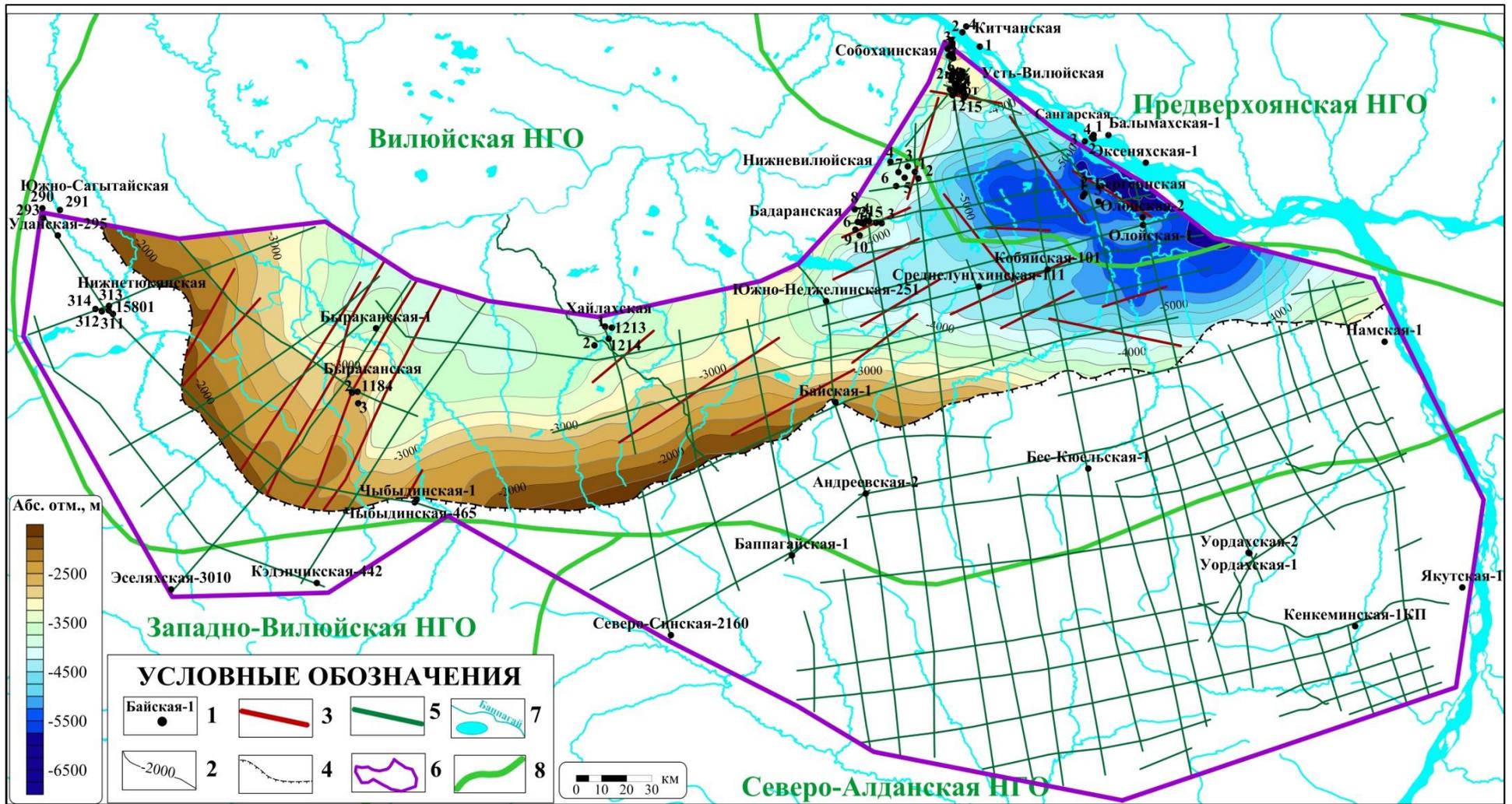


Рисунок 49 – Структурная карта по кровле неджелинской свиты

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изогипсы; 3 – разрывные нарушения; 4 – линия выклинивания; 5 – сейсмические профили; 6 – контур района исследования; 7 – гидросеть; 8 – границы НГО

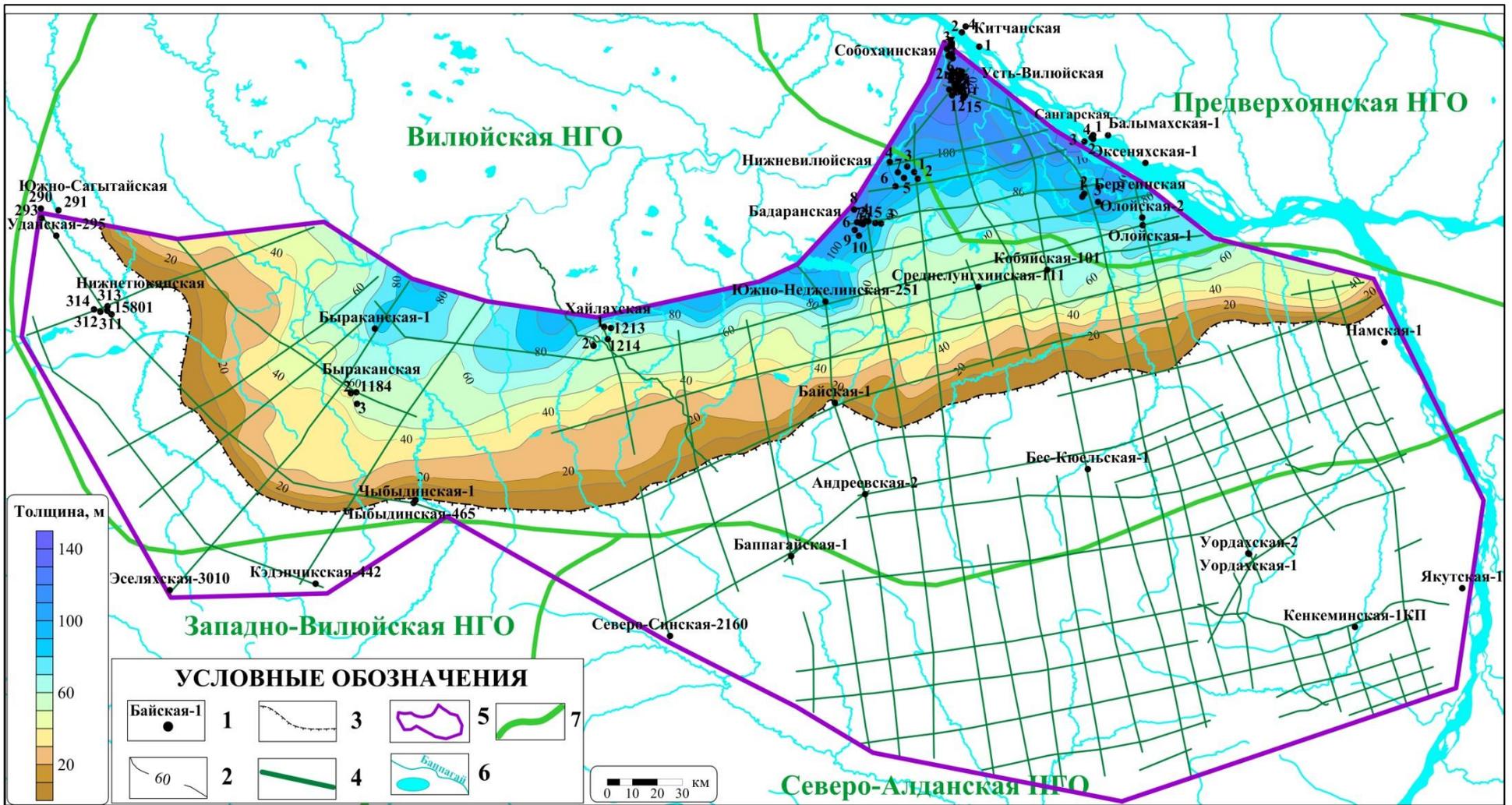


Рисунок 50 – Карта толщин отложений неджелинской свиты

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изопахиты; 3 – линия выклинивания; 4 – сейсмические профили; 5 – контур района исследования; 6 – гидросеть; 7 – границы НГО

По рельефу кровли таганджинской свиты большая часть структурных элементов сохраняется. В северо-восточной части погруженная область, с несколькими положительными структурами в ее контуре и на западном борту – Кобяйским структурным мысом. В целом структурный план погружается в северном направлении. На западе, как и для остальных свит триаса, наблюдаются положительные структуры, вытянутые по направлению разрывных нарушений. Амплитуда поднятия у части из них больше, чем для кровли неджелинской свиты и пермских отложений (Рисунок 51).

По карте толщин установлена область распространения отложений таганджинской свиты, линия выклинивания пород свиты, приблизительно совпадает с линией выклинивания всех отложений триаса. Распределение толщин типично для свит триаса – наибольшие значения в северной части, и уменьшение к линии выклинивания в южном направлении [Тахватулин, 2025б]. Однако необходимо указать, что градиент увеличения толщин, достаточно высокий, что было связано как с большим количеством поступающего осадочного материала, так и с увеличением темпа погружения центральной части Вилюйского палеобассейна (Рисунок 52).

Структурный план кровли мономской свиты практически полностью повторяет структурный план таганджинской свиты, что логично, учитывая небольшие ее толщины и то, что мономская и таганджинская свиты, как сказано выше, составляют единый осадочный комплекс. Все структуры сохраняются, а их контуры меняются незначительно (Рисунок 53).

В плане распределения толщин мономская свита выклинивается приблизительно по тому же контуру, что и остальные. Сами толщины распределены плавно, депоцентр перемещается в северо-восточную часть и, вероятно, отражает область накопления осадочного материала на границе с глубоководным бассейном (Рисунок 54). Мономская свита также завершает этап раннетриасового осадконакопления. Далее снижается уровень моря, территория активно погружается, накапливается тулурская свита, занимающая стратиграфический интервал среднего и верхнего триаса.

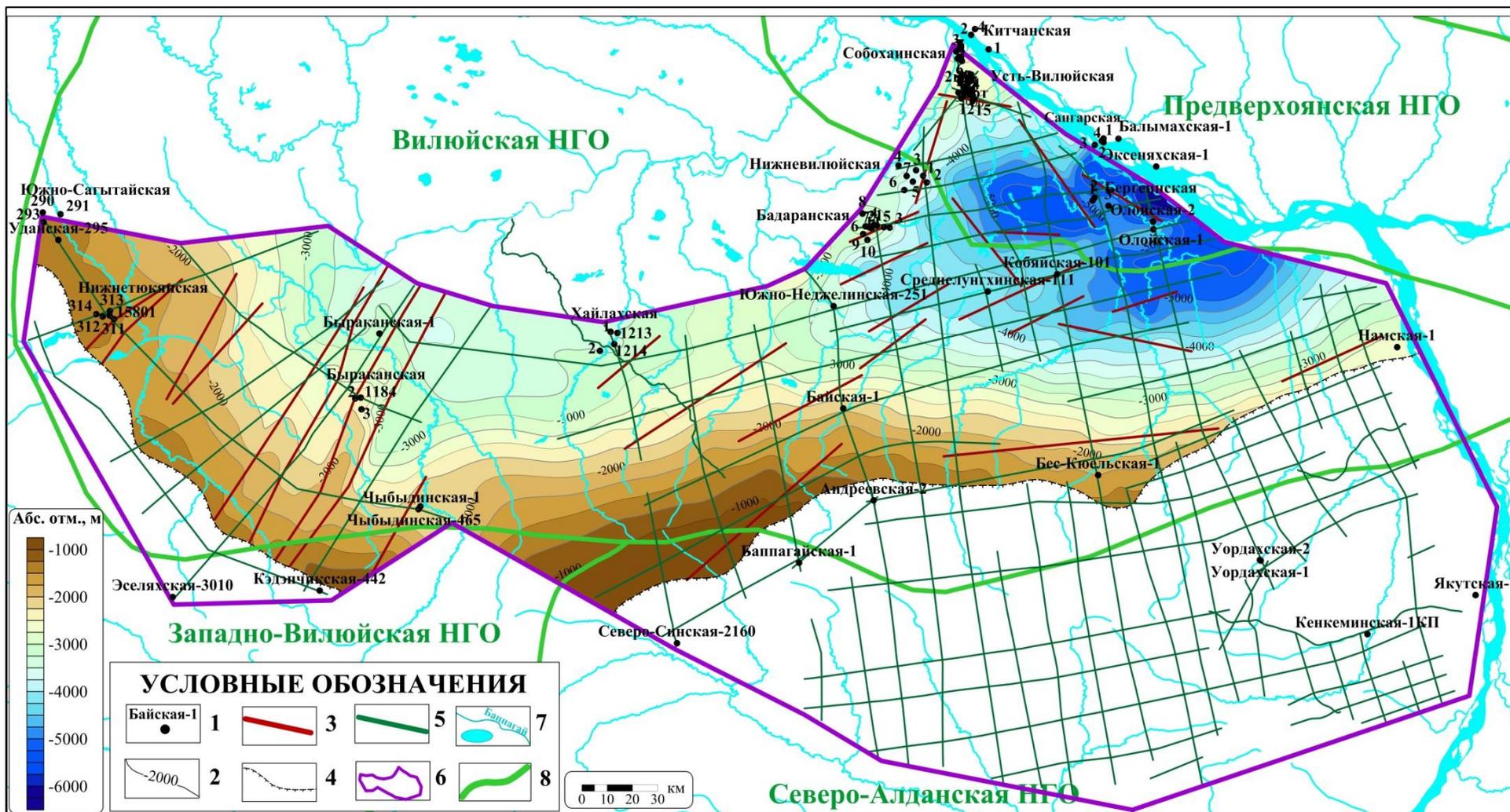


Рисунок 51 – Структурная карта по кровле таганджинской свиты

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изогипсы; 3 – разрывные нарушения; 4 – линия выклинивания; 5 – сейсмические профили; 6 – контур района исследования; 7 – гидросеть; 8 – границы НГО

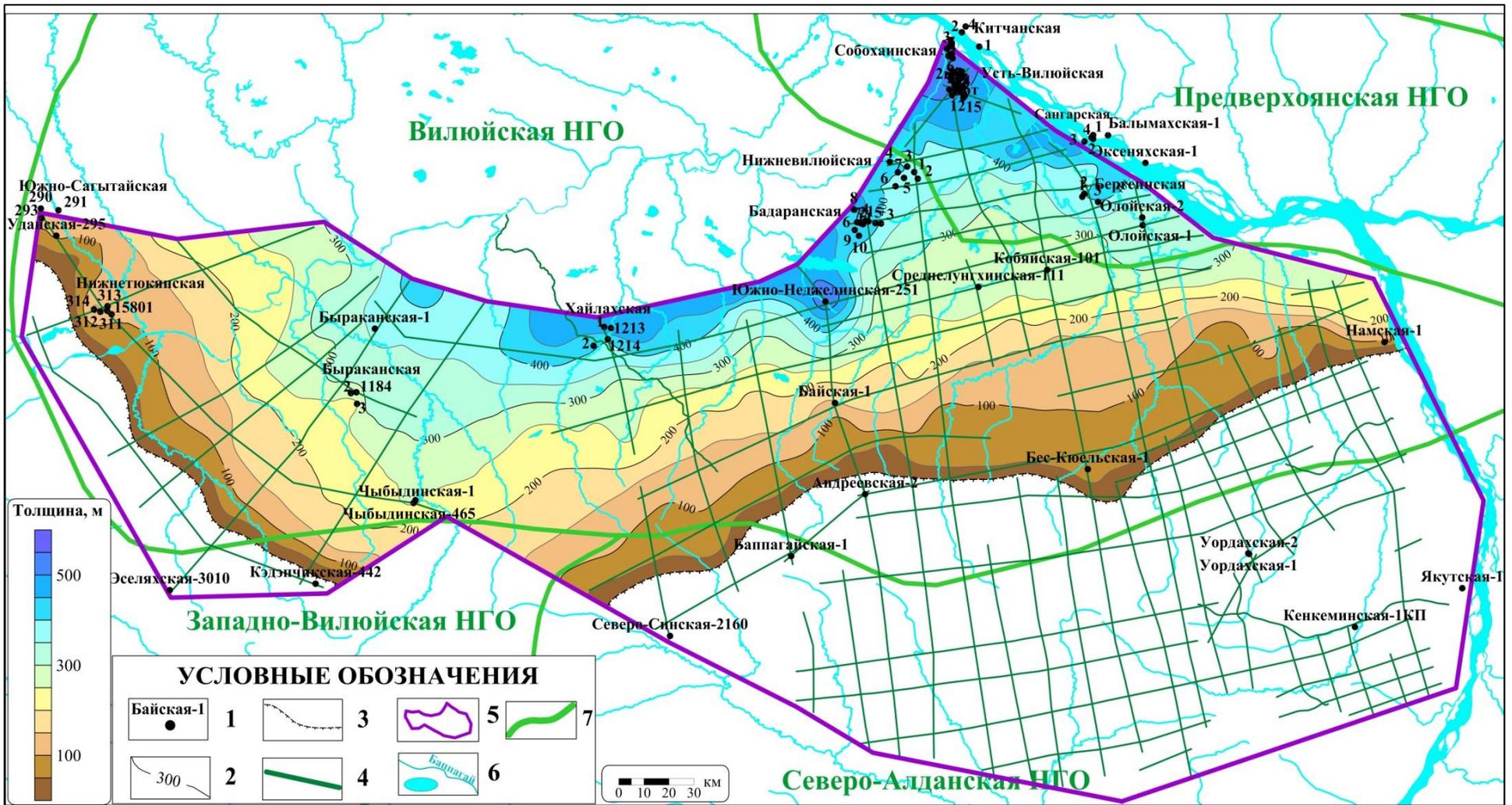


Рисунок 52 – Карта толщин отложений таганджинской свиты

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изопахиты; 3 – линия выклинивания; 4 – сейсмические профили; 5 – контур района исследования; 6 – гидросеть; 7 – границы НГО

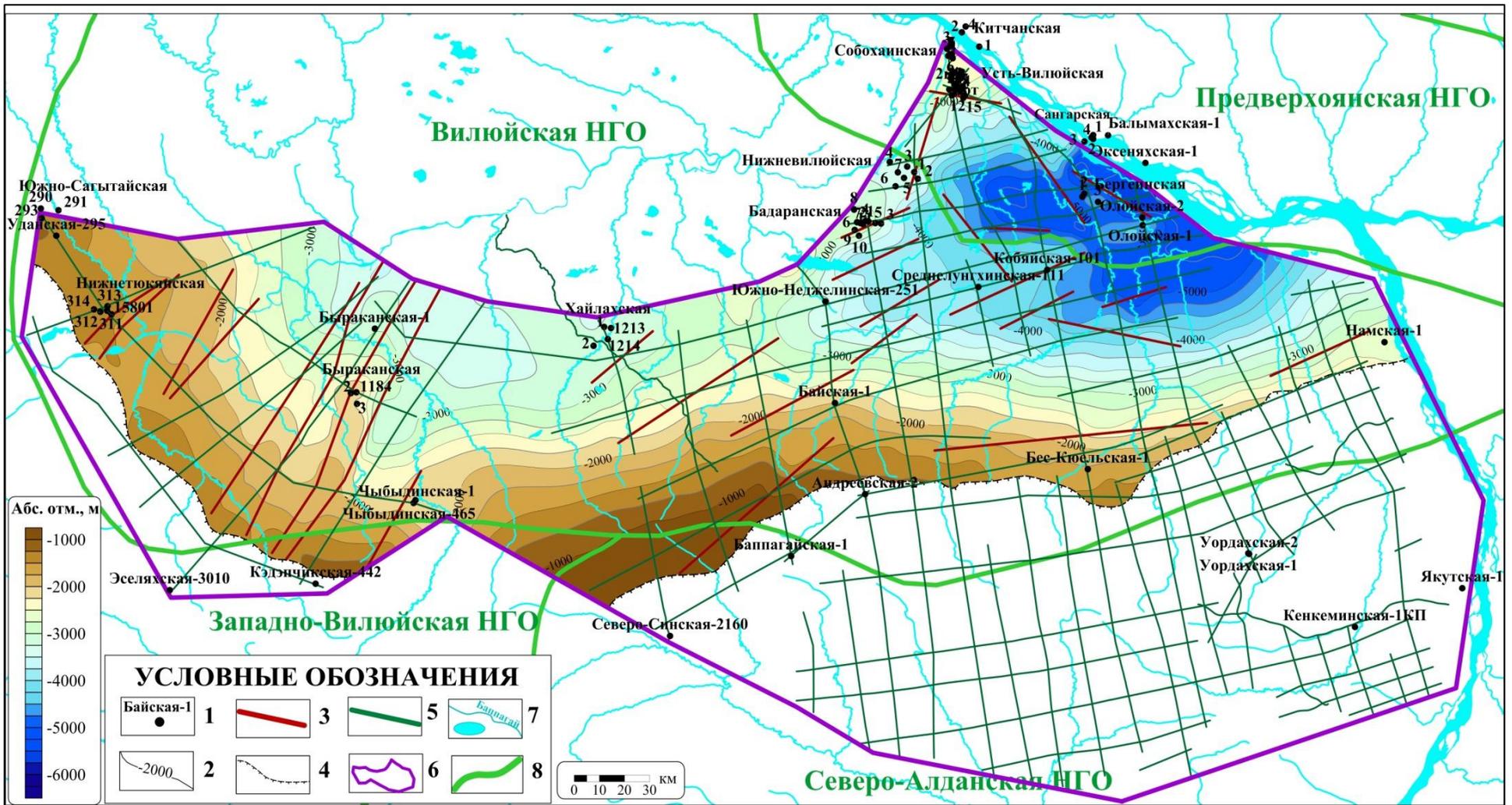


Рисунок 53 – Структурная карта по кровле мономиктовой свиты

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изогипсы; 3 – разрывные нарушения; 4 – линия выклинивания; 5 – сейсмические профили; 6 – контур района исследования; 7 – гидросеть; 8 – границы НГО

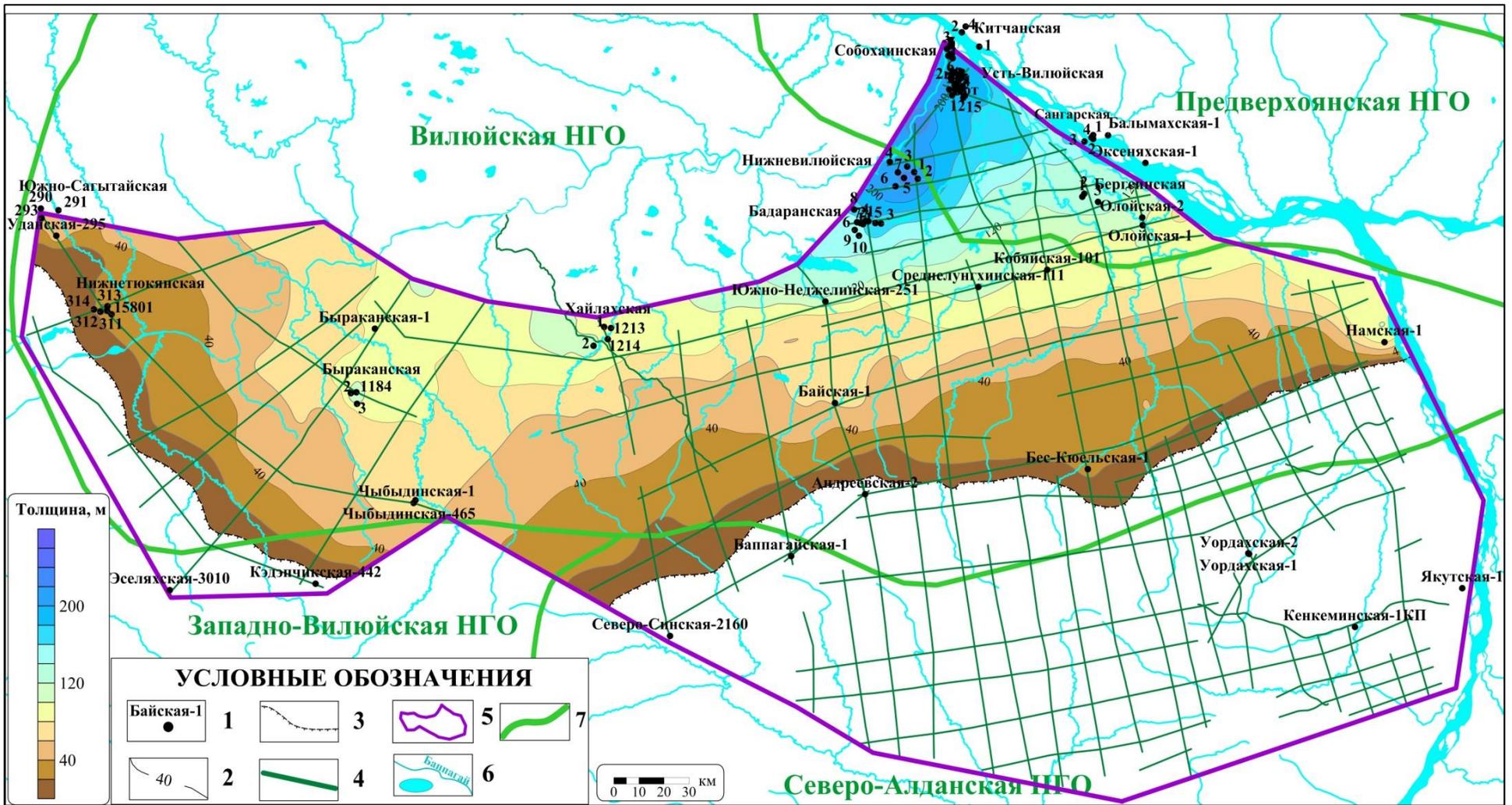


Рисунок 54 – Карта толщин отложений мономской свиты

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изопахиты; 3 – линия выклинивания; 4 – сейсмические профили; 5 – контур района исследования; 6 – гидросеть; 7 – границы НГО

4. 2. 4. Юрские отложения

Структурная карта по кровле сунтарской свиты является также картой по кровле нижнеюрского нефтегазоносного комплекса. Карта общих толщин комплекса позволяет описать режим осадконакопления и тектонический режим, с учетом того, что по результатам межскважинной корреляции соотношение доли кызылсырской и сунтарской свит относительно общей толщины нижнеюрского интервала практически не меняется на всей площади исследования.

Структурный план кровли сунтарской свиты близок к структуре всех прочих поверхностей, начиная с кровли пермских отложений.

В южной части – Лунгхинско-Келинский мегапрогиб, где поверхность погружается до отметки –4500 м, относительно уровня моря. В ее центральной части выделяются положительные валообразные структуры, расположенные почти перпендикулярно друг другу. Амплитуда поднятий около 200 м. Она выше, чем для расположенных ниже поверхностей. Границы выделяющейся отрицательной структуры плавные, в некоторых местах со смещением по разрывным нарушениям. Южная граница осложняется Кобяйским структурным мысом, который ограничивается разрывными нарушениями. На севере располагаются положительные структуры восточного окончания Хапчагайского мегавала и Нижневиллюйского структурного мыса. В южной части поверхность моноклинально погружается в северном направлении, присутствуют несколько слабовыраженных структурных осложнений. Также присутствуют небольшие приподнятые участки вблизи разломов. На юге западной части района работ положительные структуры вытянуты и расположены вблизи разломов, вблизи Нижнетюкянской, Быраканской и Чыбыдинской площадей бурения. На севере оконтуриваются отрицательные структуры Линденской впадины и Южно-Хапчагайского прогиба [Тахватулин, 2025В] (Рисунок 55).

Толщины отложений резко увеличиваются на самом севере территории, в районе Собохаинских и Усть-Виллюйских скважин, за счет фациального перехода. Кызылсырскую свиту сменяют две свиты, суммарные толщины которых

превышают 500 м. Эта зона больших толщин маркирует область разгрузки временных и постоянных водных потоков на границе с глубоководным бассейном. Сунтарская свита и в этой части имеет толщины около 40–60 м, так как она отлагалась при наиболее обширной, для всего мезозоя, трансгрессии. В целом распределение толщин нижнеюрского комплекса указывает на то, что погружение территории было стабильным, но не настолько быстрым, как в предшествующий триасовый период [Тахватулин, 2025В] (Рисунок 56).

Рельеф поверхности кровли юрских отложений, приуроченной к кровле бергеинской свиты, завершающей разрез юры, близок к рельефу кровли сунтарской свиты. Некоторые структуры являются менее выраженными. Область построения для этой поверхности взята с учетом выхода отложений юры на дневную поверхность и снижения качества сейсмических данных вблизи поверхности. Разрывные нарушения в некоторых местах секут данную поверхность, но большая часть разломов затухает вблизи нее, что определено по результатам анализа сейсмических временных разрезов (Рисунок 57).

Карта суммарных толщин средне- и верхнеюрских отложений юры характеризует широкий стратиграфический интервал, при котором центральная часть Вилуйского бассейна активно погружалась, что и демонстрирует распределение толщин. Также, судя по зонам сокращенных толщин именно в пределах этого временного интервала, начали формироваться положительные поднятия в западной части, в районе Нижнетюкянских, Быраканских и Чыбыдинских площадей бурения. На востоке сокращенные толщины выделяются вблизи выхода пород на дневную поверхность, что связано с их размывом, охватывающим территорию с начала поздне меловой эпохи. На северо-востоке, толщины уменьшены в районе Бергеинских, Кобяйских, Олойских скважин, что указывает на начало формирования положительных структур. Вероятнее всего, этот процесс начался в позднеюрскую эпоху, когда за счет формирования Верхоянского складчатого пояса, началось давление с востока. Часть разрывных нарушений начала образовываться к концу накопления этих отложений, судя по тому, что они затухают вверх по разрезу (Рисунок 58).

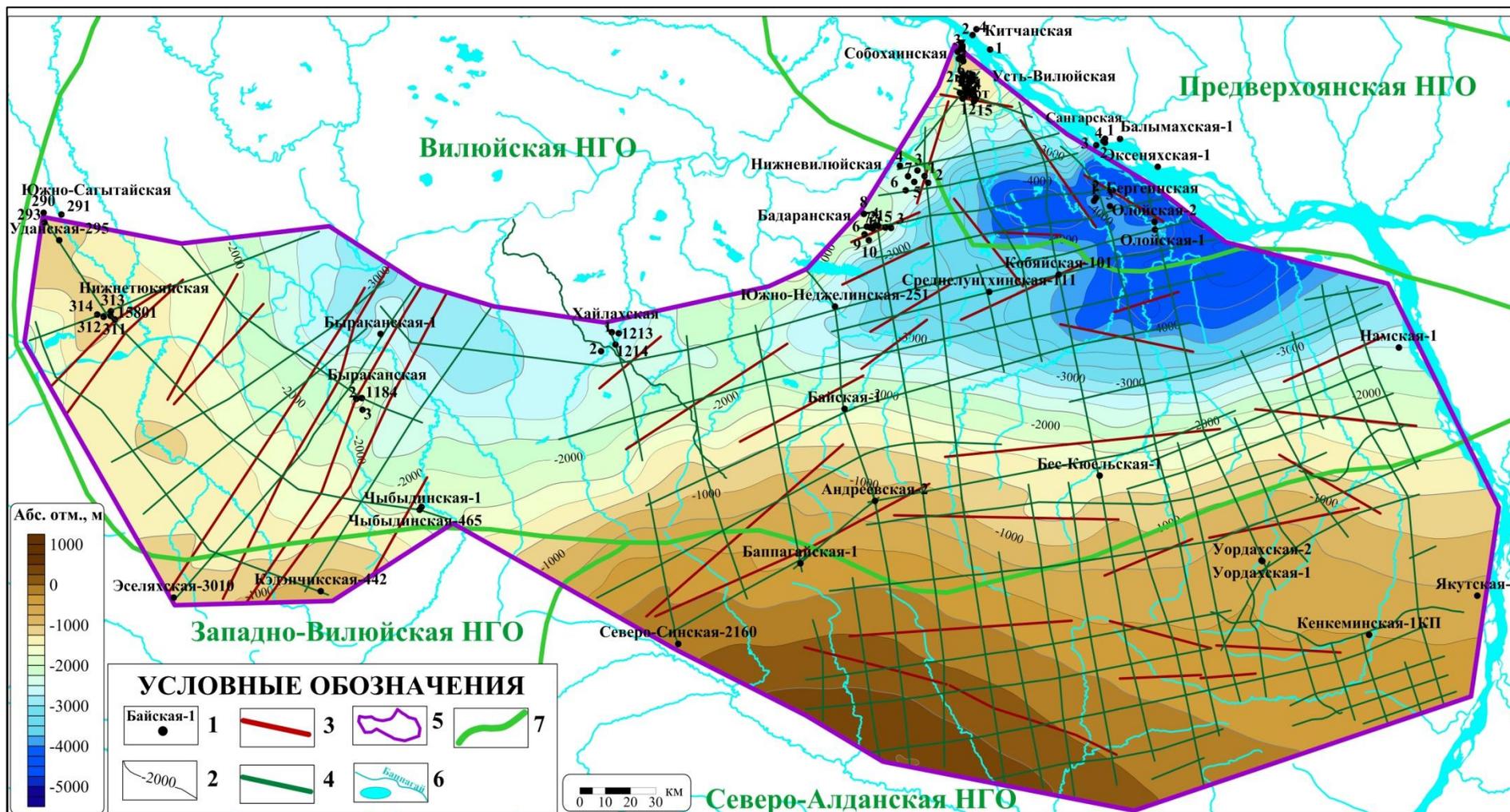


Рисунок 55 – Структурная карта по кровле сунтарской свиты (нижнеюрского нефтегазоносного комплекса)

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изогипсы; 3 – разрывные нарушения; 4 – сейсмические профили; 5 – контур района исследования; 6 – гидросеть; 7 – границы НПО

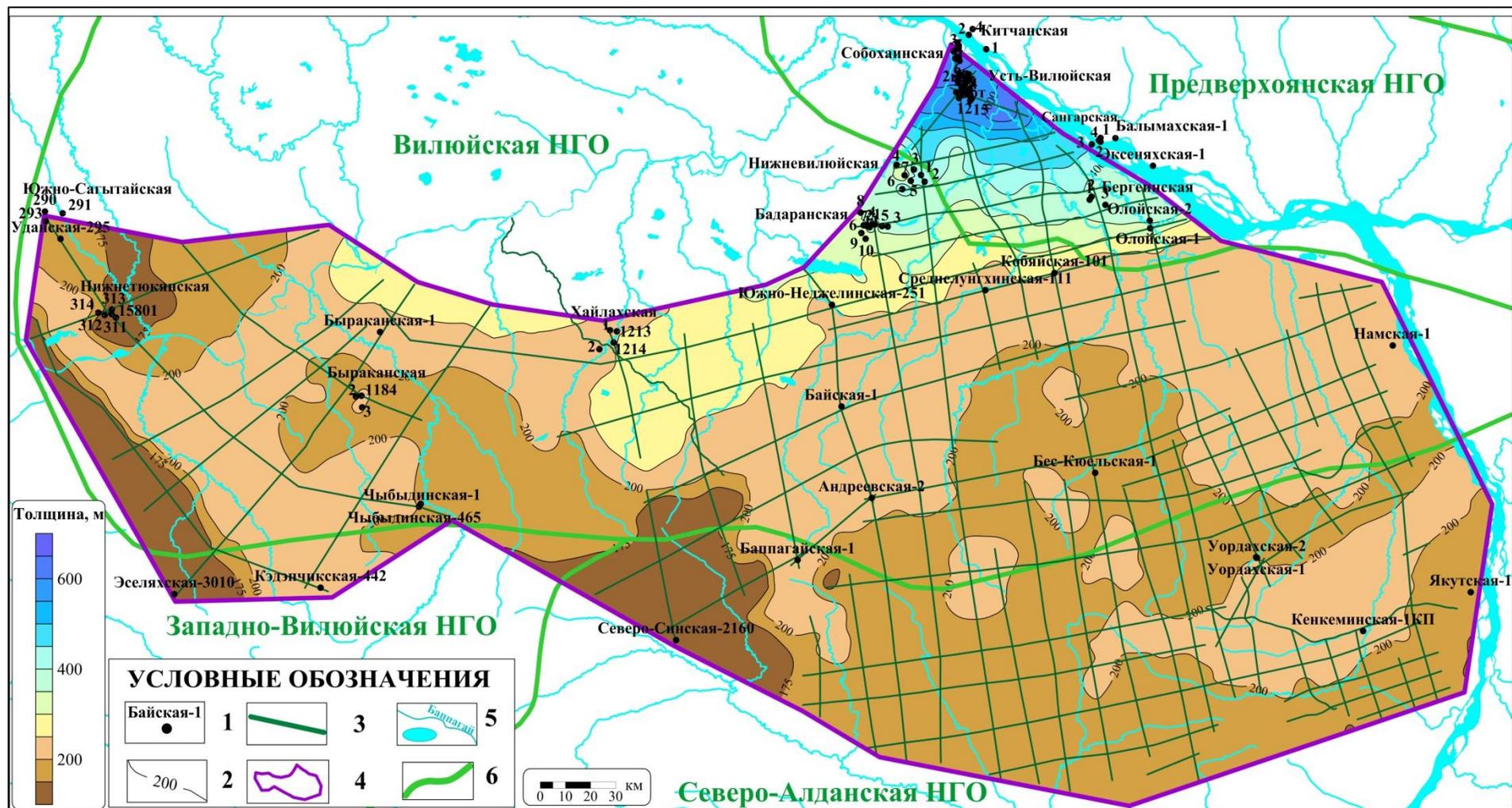


Рисунок 56 – Карта толщин отложений нижнеюрского нефтегазоносного комплекса (сунтарской и кызылсырской свит)

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изопахиты; 3 – сейсмические профили; 4 – контур района исследования; 5 – гидросеть; 6 – границы НГО

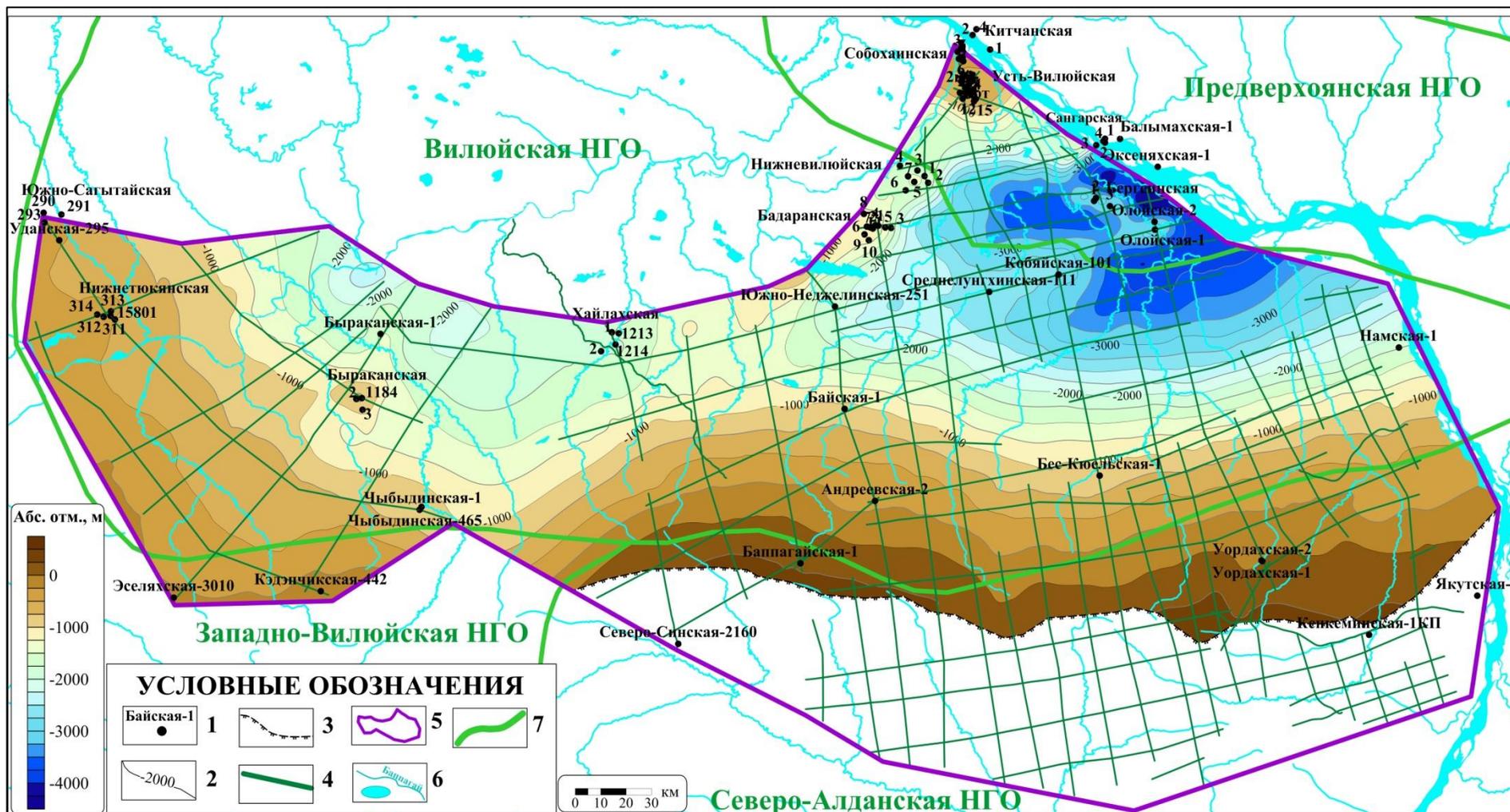


Рисунок 57 – Структурная карта по кровле юрских отложений

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изогипсы; 3 – линия выхода юрских отложений на дневную поверхность; 4 – сейсмические профили; 5 – контур района исследования; 6 – гидросеть; 7 – границы НГО

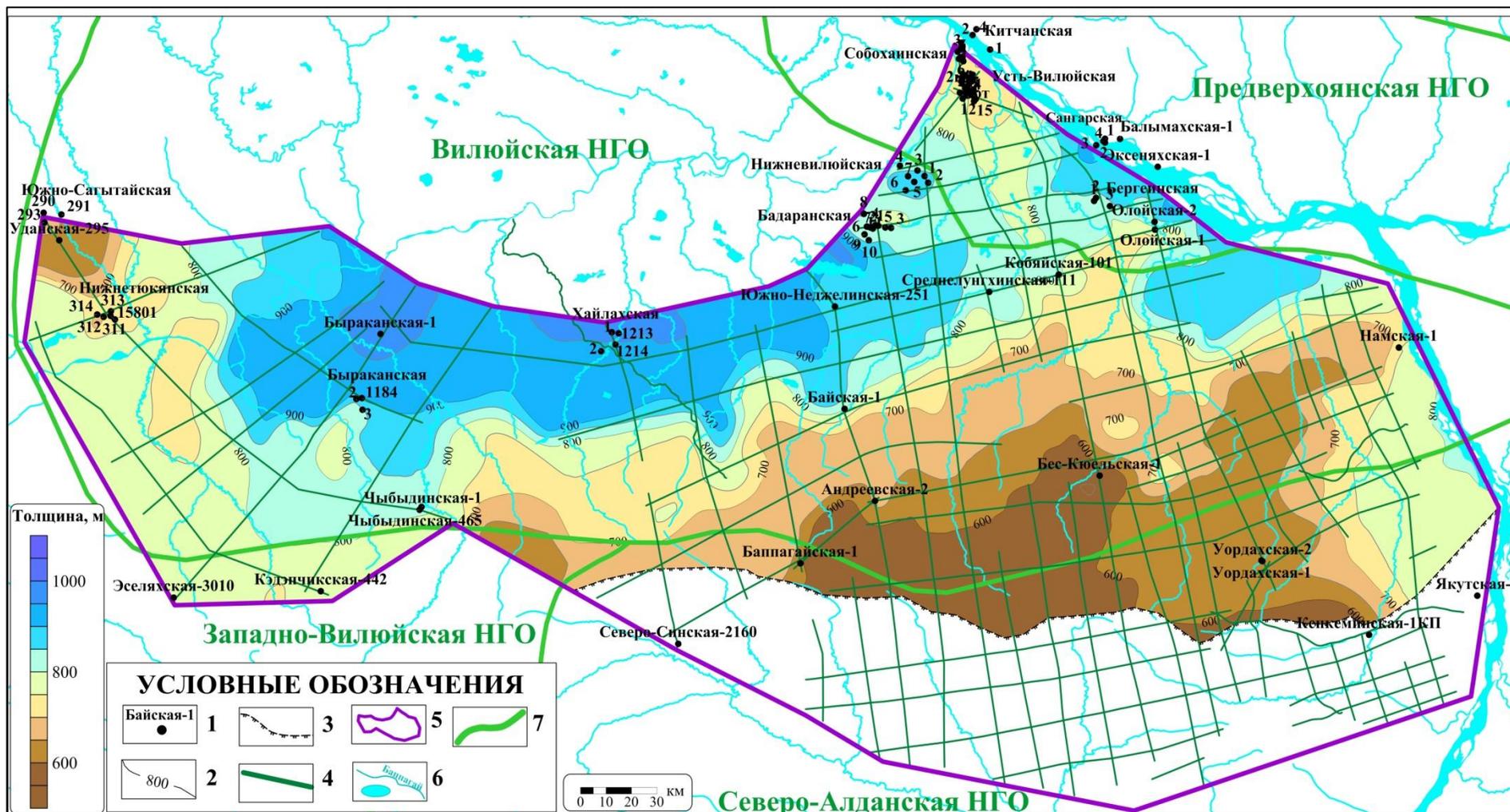


Рисунок 58 – Карта суммарных толщин средне- и верхнеюрских отложений

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изопахиты; 3 – линия выхода юрских отложений на дневную поверхность; 4 – сейсмические профили; 5 – контур района исследования; 6 – гидросеть; 7 – границы НГО

4. 3. История геологического развития зоны сочленения Виллюйской синеклизы и Алданской антеклизы

Проведя анализ результатов выполненных структурных построений, используя методы палеотектонического анализа, основанного на картах толщин, можно резюмировать то, как развивалась исследуемая территория с течением времени, и когда исследуемые нефтегазоносные отложения приобрели современный облик.

На уровне фундамента и допермских отложений, на исследуемой территории, выделены две погруженные области на западе и востоке, между которыми располагается преимущественно моноклиальный участок. На юге поднимающаяся вверх поверхность фундамента является северным склоном Алданской антеклизы.

Принципиальным для строения территории является девонский период, когда здесь происходили процессы рифтогенеза. Именно образовавшиеся на этом этапе структуры и сопутствующие разрывные нарушения обусловили режим накопления пермских осадков, направление и расположение депоцентров. Территория в пермский период стабильно погружалась, а осадки приносились с Алданской антеклизы, Сунтарского свода и заполняли неровности предпермского рельефа. Осадконакопление происходило за счет поступления материала временными и постоянными водными потоками. Данный режим осадконакопления останется неизменным вплоть до мелового периода, так как район Виллюйской синеклизы все это время оставался погруженным относительно расположенных поблизости структур Сибирской платформы и погружался за счет все увеличивающейся массы осадков.

С начала перми и до поздней юры тектонический режим оставался стабильным, происходило погружение центральной части синеклизы. Это подтверждается распределением толщин выклинивающихся отложений триаса. Выклинивание пермских и триасовых отложений во многом связано со снижением темпа поступления осадков и перерывами осадконакопления в конце

пермского – начале триасового периодов, а также в конце триасового периода. Структурных перестроек в течение данных перерывов не происходило.

Вулканическая активность на границе перми и триаса малопроявлена в структурном плане. Она повлияла на начало образования углеводородов из пермских толщ, с течением времени прогревались сначала нижние уровни пермской системы, и далее прогрев шел вверх по разрезу, а вслед за ним начались и процессы нефтегазообразования [Федорович, Космачева, 2024]. Наиболее явным свидетельством вулканической активности является обширное количество вулканогенно-осадочного материала в отложениях нижнего триаса и редкие пластовые интрузии в единичных скважинах. В раннеюрскую эпоху бассейн накопления расширился за счет повышения уровня моря, в северо-восточной его части локализовались области разгрузки осадочного материала. К началу накопления отложений, относящихся к средней юре, тектонический режим особо не поменялся. Однако за счет падения уровня моря режим осадконакопления стал ближе к континентальному, напоминающему пермский, с высоким количеством угленосных слоев и остатков растений.

Этап, который напрямую повлиял на формирование нефтегазоносных структур и перспективных нефтегазоносных объектов, начинается в поздней юре, с формированием восточнее исследуемой территории Верхоянского складчатого пояса. За счет давления происходит реактивация разрывных нарушений позднедевонского заложения в западной части территории и образование новых в пределах всей территории, рост положительных структур в западной и восточной частях.

В последующую раннемеловую эпоху восточная часть синеклизы начинает чрезвычайно активно погружаться, что подчеркивается высокими значениями толщин этого интервала в обозначенной области. Для проведения анализа этой стадии развития были также построены структурная карта и карта толщин нижнемеловых отложений (Рисунок 59). Вероятно, этот временной отрезок является и стартом активной миграции углеводородов из пермских отложений. На основе этого в пределах исследуемой территории основным очагом генерации

углеводородов для нефтегазоперспективных зон и объектов служит Лунгхинско-Келинская впадина и Южно-Хапчагайский прогиб. Активно росли положительные структуры, включая Хапчагайский мегавал, положительные структуры в западной части исследуемой территории (Рисунок 60). Факт одновременной миграции углеводородов пород и образования положительных структур положительно влияет на оценку перспектив нефтегазоносности территории. В центральной части отложения перми, вероятно, погружались в районе Линденской впадины, южное окончание которой в западной части района исследования может служить источником для заполнения ловушек как структурного, связанного с разломами, так и неструктурного типа вблизи выклинивания пермских пород, расположенных там. Судя по структурной карте кровли нижнемеловых отложений, которая, по сути, с погрешностью отражает распределение толщин для верхнемеловых отложений, выходящих на дневную поверхность, рост восточных структур продолжался до самого конца мелового периода, как и прочих структур, обозначившихся в позднеюрскую эпоху.

С конца мелового периода и до настоящего времени происходит подъем территории, а отложения, выходящие на дневную поверхность, преимущественно меловые и юрские, подвергаются обширным эрозионным процессам.

С учетом согласованности структурных планов исследуемых пермских, триасовых и нижнеюрских отложений по структурной карте кровли нижнеюрских отложений, распространенных наиболее широко, построена общая структурно-тектоническая схема, на которой выделены основные структурные элементы пермско-мезозойского интервала разреза, зоны сочленения Виллюйской синеклизы и Алданской антеклизы (Рисунок 61).

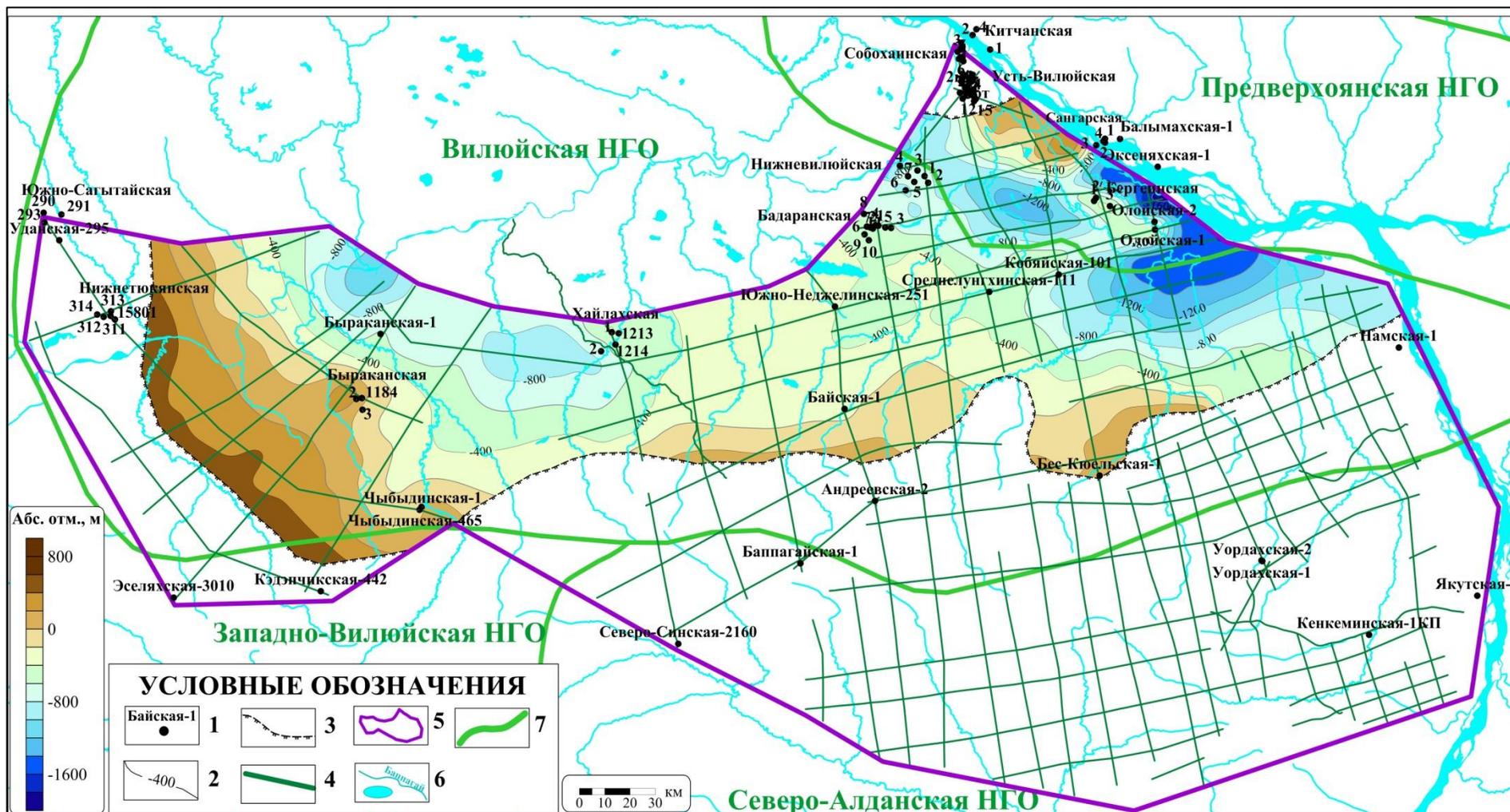


Рисунок 59 – Структурная карта по кровле нижнемеловых отложений

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изогипсы; 3 – линия выхода меловых отложений на дневную поверхность; 4 – сейсмические профили; 5 – контур района исследования; 6 – гидросеть; 7 – границы НГО

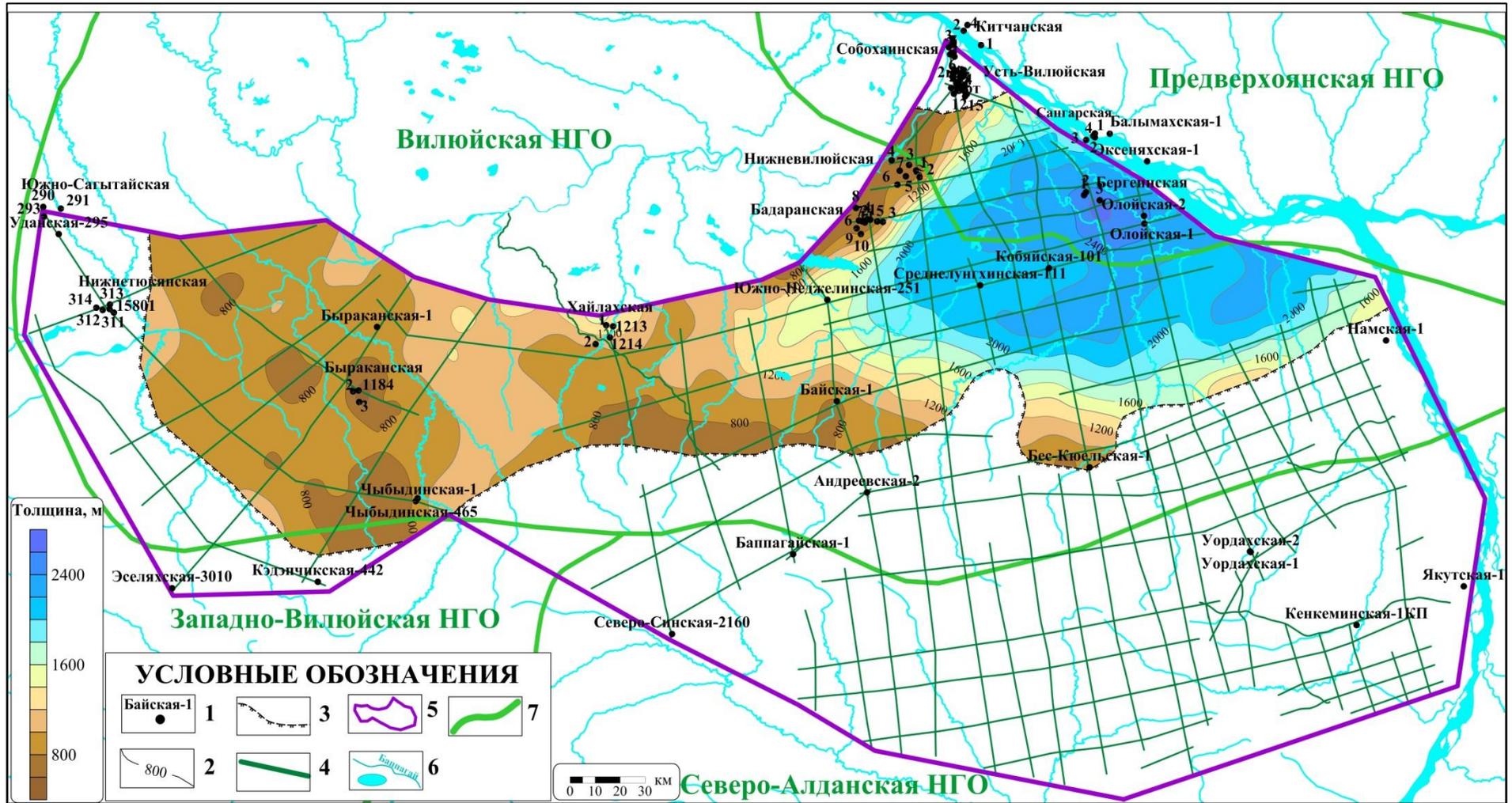


Рисунок 60 – Карта толщин нижнемеловых отложений

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – изопакиты; 3 – линия выхода меловых отложений на дневную поверхность; 4 – сейсмические профили; 5 – контур района исследования; 6 – гидросеть; 7 – границы НГО



Рисунок 61 – Структурно-тектоническая схема пермско-мезозойских отложений зоны сочленения Вилойской синеклизы и Алданской антеклизы [по: Тахватулин, 2025В, с изменениями]

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – промежуточные структуры; 3 – положительные структуры: А – Нижнетюкянское поднятие, Б – Быраканский мыс, В – Кобяйский мыс, Г – Бергеинский и Олойский валы, Д – Хапчагайский мегавал (восточное окончание), Е – Нижневиллойский мыс; 4 – отрицательные структуры: А – Линденская впадина, Б – Южно-Хапчагайский прогиб, В – Лунгхинско-Келинский мегапрогиб; 5 – изогипсы; 6 – разломы; 7 – контур района исследования; 8 – границы НГО; 9 - гидросеть

Глава 5. ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕРМСКИХ, ТРИАСОВЫХ И НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

5. 1. Прогнозируемые типы ловушек углеводородов

На основе анализа литературных источников [Фрадкин и др., 1984; Васильев, 2018; Ситников и др., 2013, 2014, 2016; Погодаев и др., 2015; Губин, 2020; Черданцев и др., 2018, 2021; Черданцев, Жарков, 2020; Космачева, Федорович, 2021; Федорович, Иващенко, Космачева, 2022; Федорович, Космачева, 2021, 2023], и построенной в ходе данного исследования геологической модели исследуемых отложений в пределах зоны сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы выделены два основных типа вероятных ловушек нефти и газа: структурные и неструктурные (Рисунок 62).

В пределах наиболее изученного Хапчагайского мегавала залежи всех нефтегазоносных комплексов приурочены к структурным антиклинальным ловушкам. Они осложняются тектоническими нарушениями, которые в некоторых случаях ограничивают залежь, что доказано результатами испытаний в скважинах [История..., 1986], данные ловушки можно именовать комбинированными. В части случаев влияние разрывных нарушений не определено по причине недостатка информации. Не до конца изучено также и влияние разрывных нарушений на переформирование залежей, которое по многим признакам имело место [Погодаев, 2019].

Свой вклад в строение ловушек вносит и незакономерное распределение песчаных пластов коллекторов в пермских отложениях, таганджинской свите триаса, и встречающихся продуктивных линз в мономской и неджелинской свитах. Учитывая это, можно сказать, что все открытые залежи приурочены к комбинированным типам ловушек, а фактором, способствующим удержанию УВ, является не только структурный, но и литологический. Поэтому в отношении прогнозируемых перспективных объектов при дальнейших исследованиях и

проведении разведочных работ на выделенных структурах необходимо учитывать литологическую неоднородность разреза пермских и триасовых отложений.

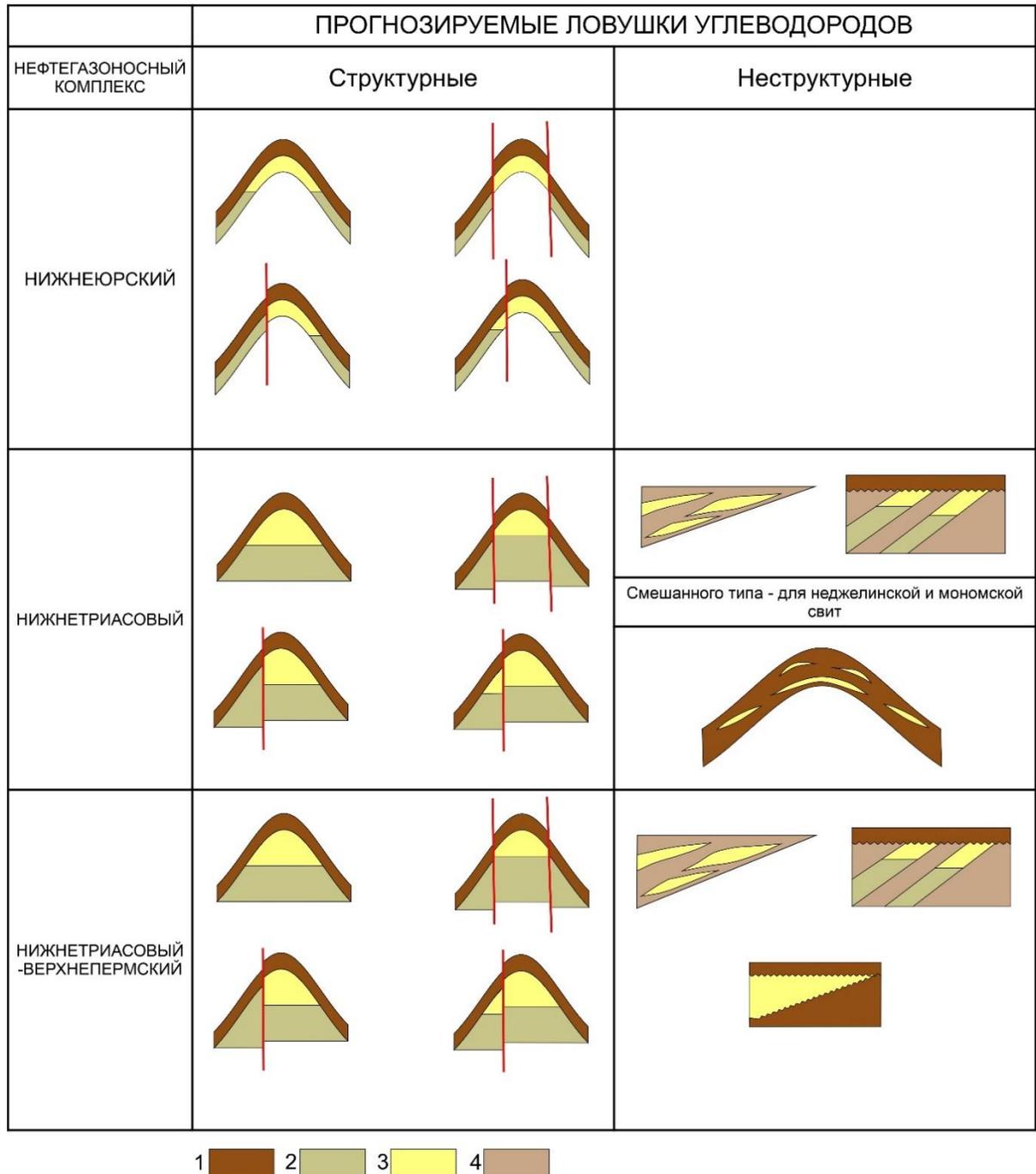


Рисунок 62 – Схема строения прогнозируемых ловушек углеводородов в пределах исследуемой территории

Условные обозначения: 1 – непроницаемый флюидоупор; 2 – коллектор; 3 – коллектор, заполненный углеводородами; 4 – слабопроницаемые породы

На западе положительные структуры ограничиваются разрывными нарушениями, а их формирование напрямую связано с формированием разломов. Смещение блоков допермских пород по плоскостям реактивированных разломов

образует над ними положительные структуры. В восточной части смещение по разломам проявлено меньше, и по анализу временных сейсмических разрезов структуры не имеют корней по более древним сейсмокомплексам. Границы структур на востоке более плавные, разрывные нарушения не играли здесь образующей роли (Рисунок 63).

С использованием результатов проведенной интерпретации сейсморазведочных материалов для каждого нефтегазоносного комплекса выделены **нефтегазоперспективные объекты, связанные с положительными структурами, в западной и восточной частях района исследования. В западной части положительные структуры образованы за счет реактивации разрывных нарушений, сформированных в позднем девоне, и движения блоков допермского комплекса пород. Причиной реактивации, а также образования антиклинальных структур в восточной части послужило формирование Верхоянского складчатого пояса в позднеюрскую и раннемеловую эпохи.**

Для нижнетриасового-верхнепермского и нижнетриасового НГК вероятно образование массивных залежей, так как тарагайская толща перми и таганджинская свита триаса имеют преимущественно песчаный состав, в их разрезах затруднительно выделить перемишки между песчаными слоями. В то же время песчаные пласты кызылсырской свиты, хотя и меняются по литологическим характеристикам, располагаются в разрезе свиты в стабильной последовательности и разделяются непроницаемыми или слабопроницаемыми пачками аргиллитов и алевролитов. Поэтому для данного комплекса более вероятно образование пластовых залежей.

Неструктурные ловушки связаны с литологическими и стратиграфическими ограничениями проницаемых пластов-коллекторов. Подобные ловушки в зонах сокращения толщин отложений приурочены к пластам песчаников, которые в направлении уменьшения толщин переходят в слабопроницаемые или непроницаемые разности либо же размывы в течение перерыва и перекрываются более молодыми отложениями.

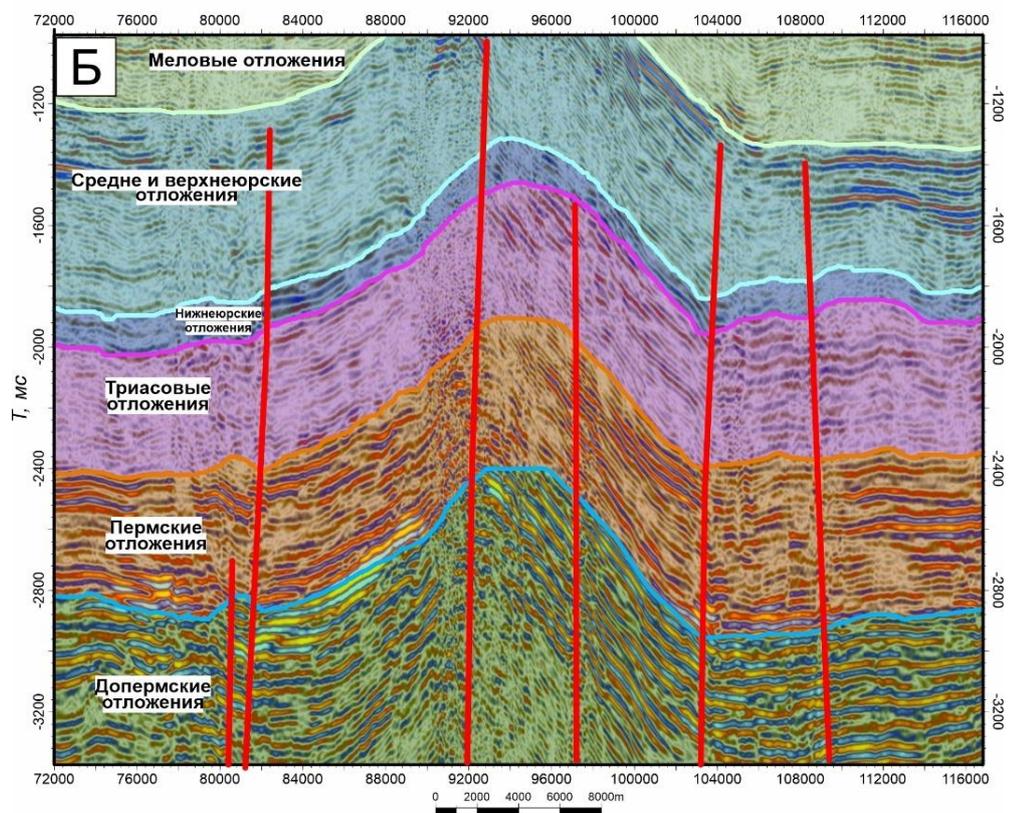
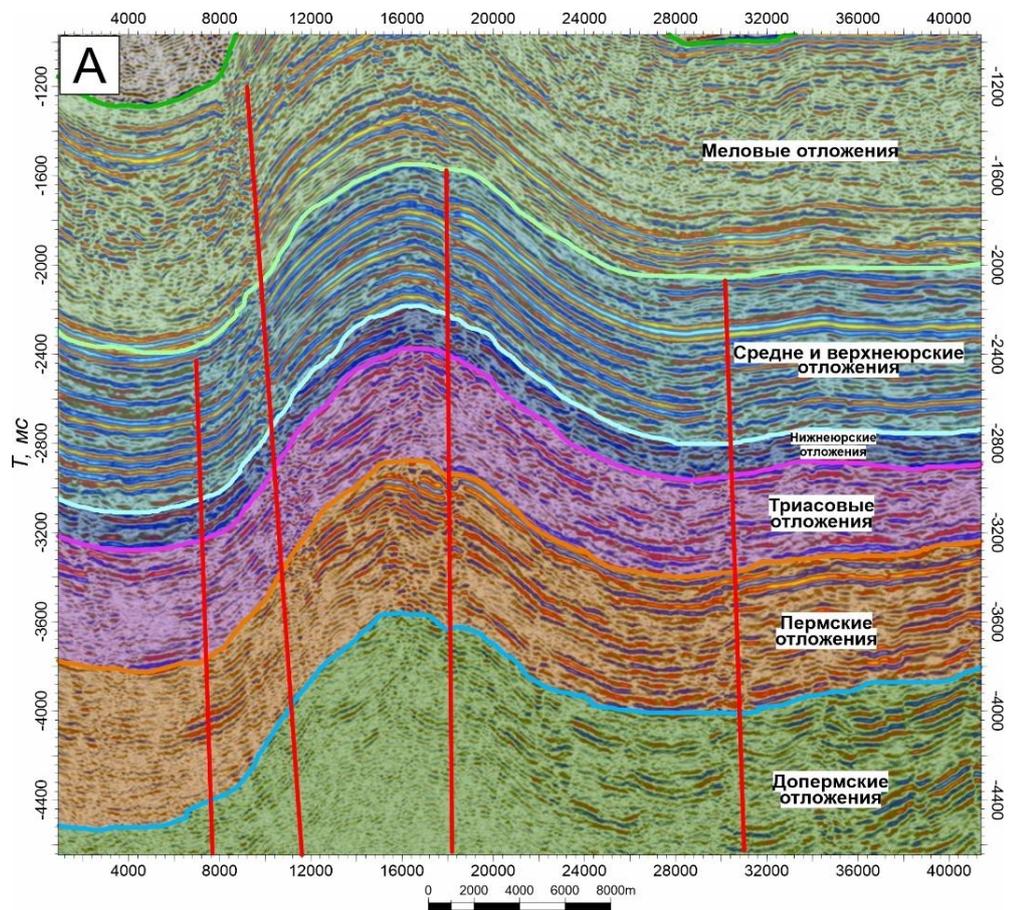


Рисунок 63 – Сейсмогеологические разрезы нефтегазоперспективных положительных структур:
 А – Олойской, Б – Быраканской

Ловушки подобного типа могут осложняться тектоническими нарушениями, которые могут либо разрушить возможную залежь, либо, выступить дополнительным ограничением для передвижения флюидов [Гостинцев, 1969; Гусейнов, 1988; Окнова и др., 1999; Окнова, 2012; Варламов и др., 2019]. Вопрос роли разрывных нарушений при данной плотности скважин и сейсмических профилей однозначно решить не представляется возможным, и он требует дальнейших исследований. Наиболее эффективно рассматривать влияние разломов в пределах отдельно взятых перспективных объектов.

Пермские песчаники в западной части могут быть зажаты между непроницаемыми подстилающими породами, в большинстве случаев являющимися девонскими, и перекрываться триасовыми или нижнеюрскими отложениями. После выклинивания неджелинской свиты нижнего триаса, на пермские породы ложится таганджинская свита, которая не является надежным флюидоупором. УВ могут перемещаться по восстанию пластов и заполнять ее песчаные пласты-коллекторы. Более детально вопрос экранирования пермских песчаников рассмотрен ниже. В восточной части ниже пермских залегают кембрийские карбонатные породы, миграция углеводородов в которые маловероятна. Формирование ловушек, как представляется, в большей степени может быть связано с замещением песчаных пластов на непроницаемые разности. В таком случае роль стратиграфических экранов снижается.

Для пород триаса также большее значение имеет фациальное замещение, так как ниже них распространены пермские породы, и миграция может происходить во всей толще пермско-триасовых отложений. По результатам литолого-седиментологических исследований прошлых лет [Изучение разрезов..., 1986Ф; Казаков, 1989, Алексеев, 1991] имеются все предпосылки к наличию ограниченных песчаных пластов в мономской и неджелинской свитах, а также в таганджинской за счет увеличения доли глинистого и вулканогенного материала в разрезе свиты.

На заполнение пермских и триасовых песчаных линз и выклинивающихся пластов углеводородами влияние оказывает структурный фактор,

обеспечивающий миграцию УВ, а также наличие разрывных нарушений. В случае с исследуемой территорией, структурный план как отложений перми, так и триаса, воздымается в направлении выклинивания, что создает благоприятные предпосылки для миграции УВ в гипсометрически вышерасположенные участки [Тахватулин, 2025Б].

В западной части бортовой зоны синеклизы, пермские и триасовые нефтегазоносные отложения выклиниваются плавно, с выдержанным градиентом сокращения толщин. Также плавно здесь уменьшается глубина их залегания. На северо-востоке исследуемой территории, триасовые отложения выклиниваются плавно. Однако в южном направлении глубины залегания кровли всех продуктивных свит уменьшаются с большим градиентом, из-за чего в зонах накопления мигрировавших УВ пластовые давления могут достигать высоких значений. Пермские отложения в этой зоне выклиниваются полностью и плавно воздымаются (Рисунок 64).

Для нижнеюрского комплекса, коллектором которого являются песчаные пласты кызылсырской свиты, не предполагается наличие неструктурных ловушек. По причине фациальных переходов отдельно взятые пласты могут выклиниваться, но поиск подобных участков, при отсутствии зональности, связанной с сокращением толщин до нуля, невозможен с данной плотностью сейсморазведочных исследований. Помимо этого, в отличие пермских и триасовых отложений на Хапчагайском мегавале, литологический фактор играет меньшую роль для накопления УВ в антиклинальных поднятиях песчаников кызылсырской свиты.

Схема заполнения ловушек может быть представлена следующим образом: углеводороды образовывались из органического вещества пермских толщ с начала триасового периода и мигрировали вверх по разрезу, образуя неструктурные залежи, контролируемые литологическим фактором. Далее под влиянием образования Верохранского складчатого пояса образовывались положительные структуры и разломы.

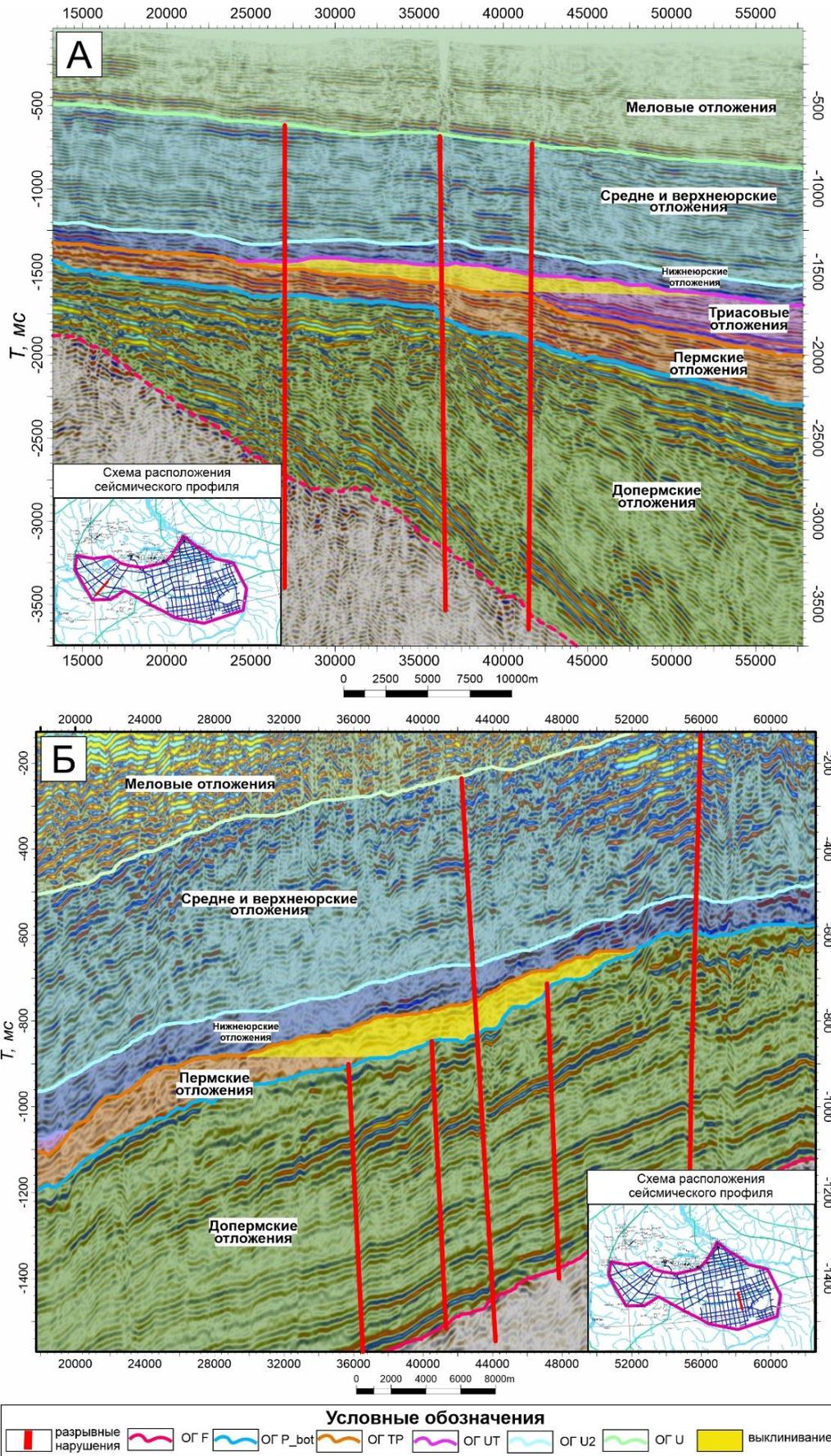


Рисунок 64 – Выклинивание: А – отложений триаса в западной части, Б – отложений перми в восточной части

В процессе образования разломов и положительных структур происходило перераспределение углеводородов по разрезу. Свидетельством этому может служить наличие углеводородов в нижнеюрских отложениях. Газ, содержащийся в них, существенно легче газа из отложений триаса и перми, что указывает на длительный процесс миграции [История..., 1986; Погодаев, 2019]. Свежеобразованные и перераспределенные газовые УВ заполняли образующиеся структурные ловушки, а также мигрировали в области выклинивания и заполняли расположенные там проницаемые линзы, пропластки и выклинивающиеся песчаные пласты (Рисунок 65).

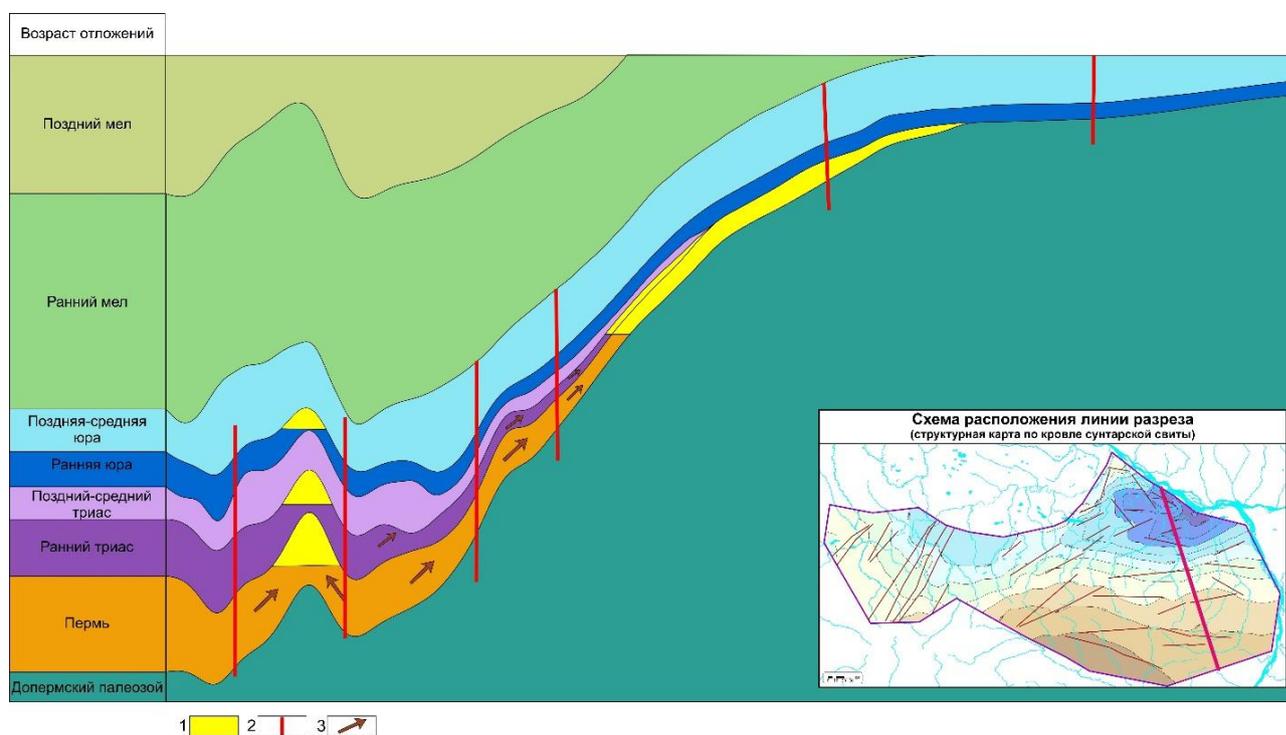


Рисунок 65 – Схематичный геологический разрез с вероятными залежами углеводородов

Условные обозначения: 1 – залежи углеводородов; 2 – разрывные нарушения; 3 – направления миграции образованных углеводородов

С учетом вышперечисленного установлены перспективные зоны нефтегазонакопления, связанные с областями выклинивания пермских и триасовых отложений. В этих зонах выклинивающиеся песчаные пласты перми и триаса могут быть стратиграфически и литологически экранированы, тем самым образуя неструктурные ловушки углеводородов.

Отдельно необходимо отметить, что в зонах выклинивания могут сохраниться углеводороды нефтяного ряда. Пермские отложения продуцировали малое количество жидких УВ, но по результатам испытаний в части скважин на Хапчагайском мегавале получены как притоки газа с нефтью, так и чистая нефть, хотя и при небольших дебитах. Так как к началу генерации ярковыраженных положительных структур не существовало, жидкие УВ могли мигрировать по восстанию пластов, в направлении выклинивания пород перми и триаса. Вопрос сохранности накопившихся таким образом нефтяных оторочек требует дополнительного исследования и проведения испытаний в зонах выклинивания.

5. 2. Перспективы нефтегазоносности пермских отложений

Важным для оценки перспектив нефтегазоносности является подтверждение наличия пластов-коллекторов и флюидоупоров на основе интерпретации данных ГИС в скважинах. Факт наличия коллекторов и флюидоупоров дает возможность выделять перспективные объекты и зоны нефтегазонакопления уже с учетом структурного и литологического факторов.

Открытые залежи в пермских отложениях приурочены к тарагайской толще. Распределение песчаных проницаемых слоев в ней незакономерно, что связано с особенностями процессов седиментации и эрозией пород перми во время предтриасового перерыва.

На основе имеющихся данных электрического каротажа и каротажа потенциалов самополяризации в тех скважинах, где эти кривые присутствуют в кондиционном виде, была проведена качественная интерпретация на предмет выделения коллекторских пропластков в интервале пермских отложений.

В западной части исследуемой территории пермские отложения не выклиниваются полностью, но сокращаются до двухсот метров и меньше (Рисунок 66). Средняя суммарная эффективная толщина проницаемых пластов-коллекторов в скважинах около 45–50 м. Пористость меняется в широких пределах, от 10 до 20 % по данным архивных результатов интерпретации и

петрофизических исследований. Интервалы пермских отложений испытаны в малом объеме. В скважине Быраканская-1184, из интервала на границе перми и триаса получен приток газа, а ниже по разрезу – приток воды с газом. В скважине Чыбыдинская-1, где по ГИС выделяется значительное количество коллекторских пропластков, испытания не проводились.

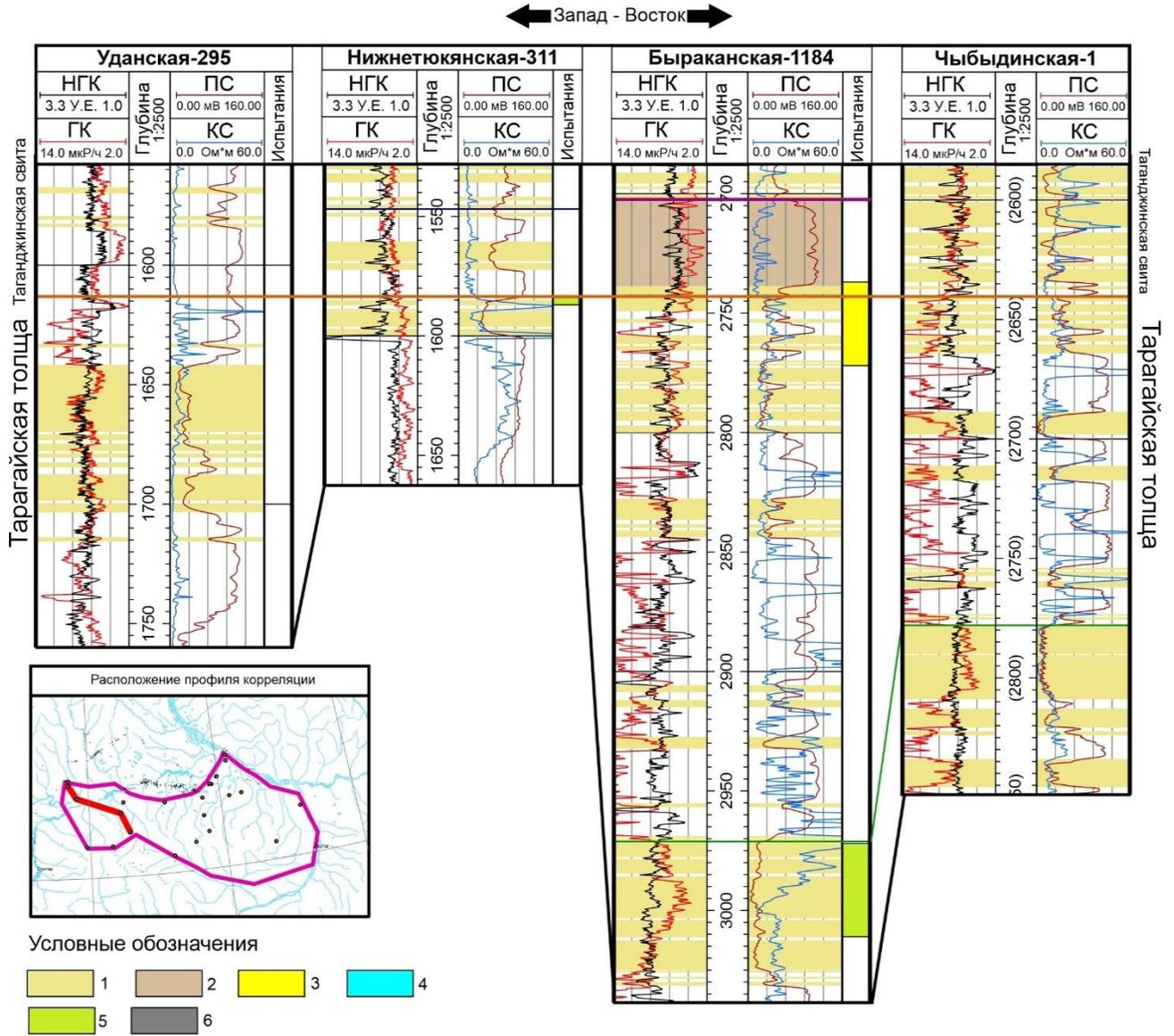


Рисунок 66 – Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации ГИС пермского интервала (западная часть)

Условные обозначения: 1 – пласты-коллекторы, выделенные по ГИС; 2 – непроницаемые породы в интервалах флюидупоров; результаты испытаний: 3 – приток газа; 4 – приток воды; 5 – приток воды с газом; 6 – нет притока

На севере и востоке пермские отложения слабо охарактеризованы скважинами по причине глубокого их залегания (Рисунок 67). В наиболее северных скважинах с кондиционным материалами, расположенных в пределах

Бадаранской площади, коллекторских пропластков выделяется значительно меньше, чем в скважине Байская-1 расположенной ближе к контуру выклинивания. Тем не менее наличие коллектора подтверждено во всех скважинах положительными результатами испытаний интервалов. Получены притоки как воды и воды с газом, так и чистого газа. В скважине Южно-Неджелинская-251, дебит газа составил 1000 м³/сут. В скважине Уордахская-1 выделяются коллекторские пропластки, но испытания не проводились.

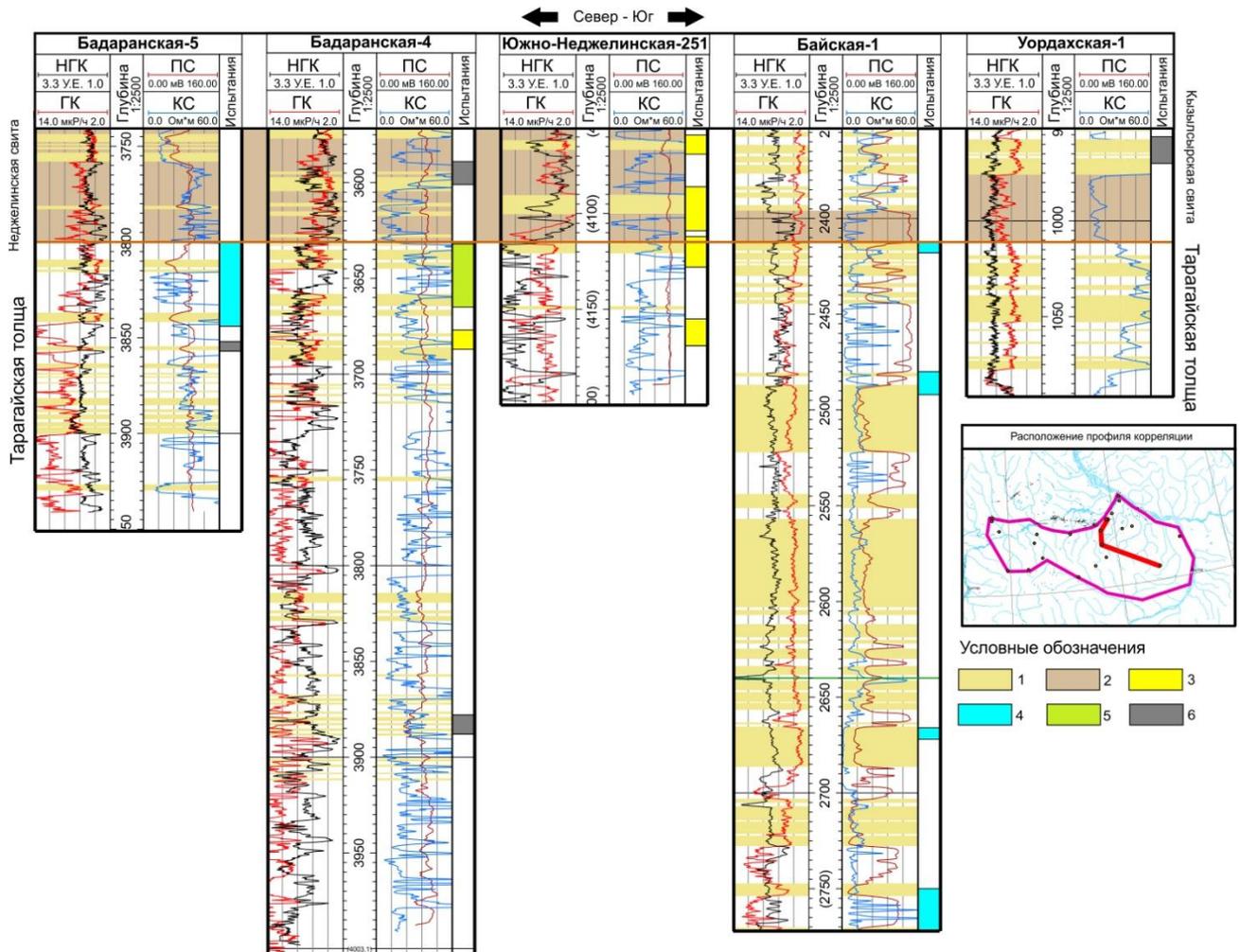


Рисунок 67 – Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации ГИС пермского интервала (центральная и восточная части)

Условные обозначения см. рисунок 66

Как видно по результатам анализа данных каротажа и испытаний, в разрезе перми присутствует достаточно много пластов-коллекторов. Поэтому более важным является вопрос о наличии флюидоупоров. По результатам межскважинной корреляции в северной части продуктивные пласты тарагайской

толщи перекрываются надежными непроницаемыми глинистыми породами неджелинской свиты [Тахватулин, 2025А].

Когда неджелинская свита выклинивается, пермские отложения согласно перекрывает таганджинская свита нижнего триаса. В южных частях бортовой зоны разрез таганджинской свиты обогащен вулканогенным материалом [Казаков, 1989], что может положительно сказаться на ее экранирующих свойствах. На месторождениях Хапчагайского мегавала есть примеры того, как пачки аргиллитов таганджинской свиты являются экранами для песчаных пластов в ее разрезе [История..., 1986]. Подобными экранами они могут выступать и для пермских песчаных пластов в зонах выклинивания или отсутствия неджелинской свиты. По данным ГИС, вблизи выклинивания отложений триаса в разрезе таганджинской свиты выделяются несколько пачек аргиллитов суммарной толщиной до 60 м. Выше таганджинской свиты в разрезе располагается мономская свита триаса, также состоящая из аргиллитов с прослоями туфоалевролитов, туфопесчаников [Тахватулин, 2025А].

После выклинивания триасовых отложений, локальным флюидоупором могут являться глинистые пласты толщинами до 12–16 м, в подошве кызылсырской свиты, с которой начинается разрез юрских отложений. Хорошим примером является скважина Уордахская-1, в которой пермские песчаные коллекторы перекрываются пачкой аргиллитов, чередующихся в алевролитами. Толщина этой пачки составляет 60 м. При плавном подъеме кровли пермских отложений пачки аргиллитов с прослоями алевролитов достаточно для удержания углеводородов и формирования неструктурных, стратиграфических ограниченных ловушек, а впоследствии и залежей (Рисунок 68) [Тахватулин, 2025А].

На основе анализа структурных карт, карт толщин и сети разрывных нарушений, секущих пермские породы, выделяются несколько нефтегазоперспективных объектов и протяженная зона вероятного нефтегазонакопления. Перспективная зона выделяется вблизи выклинивания.

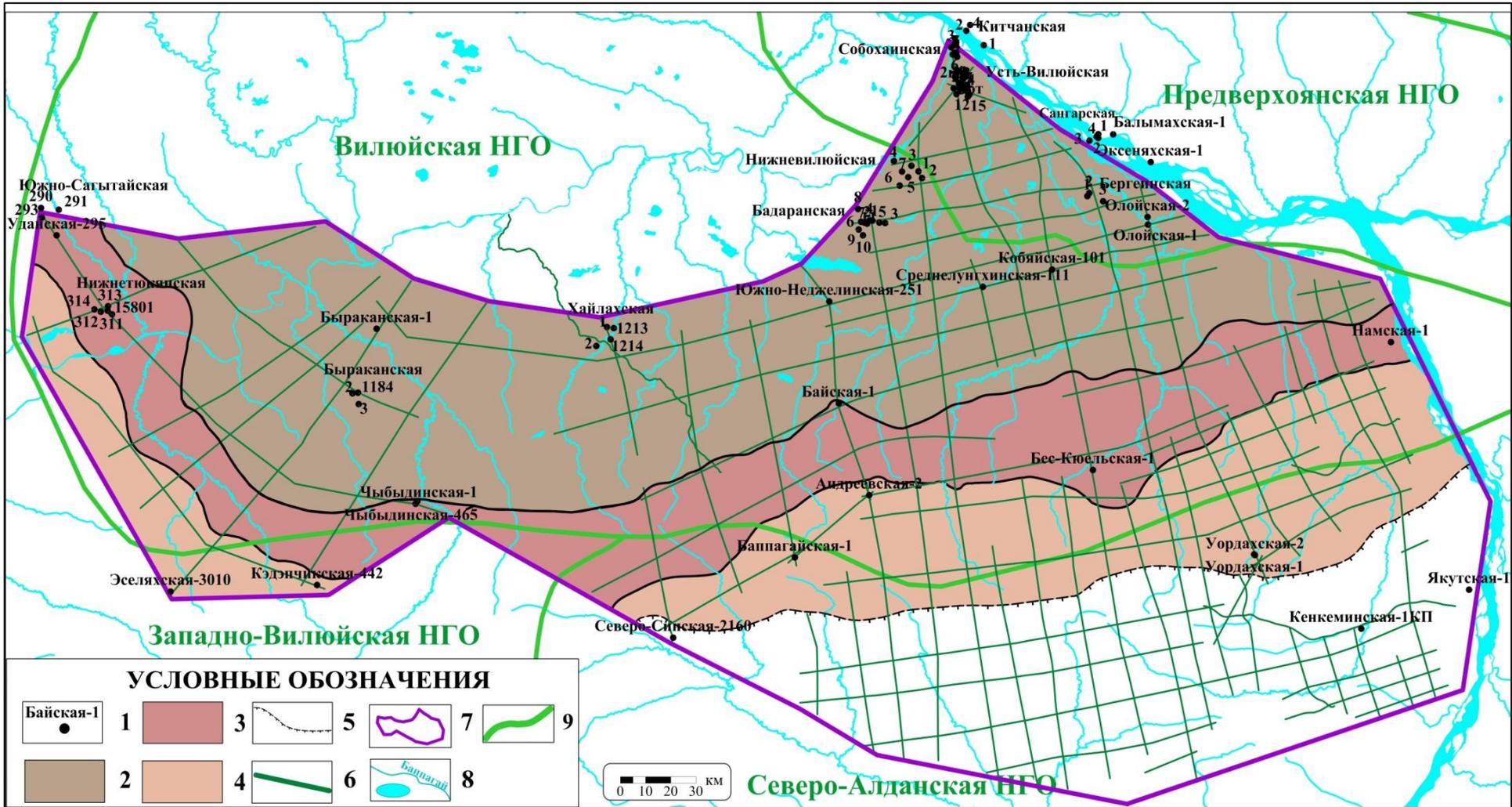


Рисунок 68 – Карта распространения флюидоупоров над пермскими отложениями [по Тахватулин, 2025А с дополнениями]

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; Области перекрытия пермских отложений: 2 – неджелинским флюидоупором; 3 – мономскими и таганджинскими отложениями; 4 –аргиллитами в подошве кызылсырской свиты; 5 – линия выклинивания пермских отложений; 6 – сейсмические профили; 7 – контур района исследования; 8 – гидросеть; 9 – границы НГО

В южной части, перспективная зона выделяется между изогипсами –1600 и –800 м. При абсолютных отметках выше –800, глубина непосредственного залегания, с учетом рельефа дневной поверхности, будет составлять менее 1200 м [Тахватулин, 2025А]. На этой глубине, сохранность газовых залежей маловероятна [Теоретические основы..., 2012]. В скважине Андреевская-2 получен приток воды из пермских отложений, с абсолютной отметкой около –1500 м, что свидетельствует о наличии коллектора.

На востоке перспективные объекты выделяются в центральной части наиболее погруженной зоны. Они представляют собой положительные структуры вытянутого типа, Бергеинский и Олойский валы. Структуры оконтуриваются одной изогипсой –5385 м и могут быть гидродинамически связаны. Амплитуда поднятия Олойского вала составляет около 500 м, Бергеинского – около 150 м. На западном склоне Лунгхинско-Келинского прогиба выделяется ограниченная разломами положительная структура – Кобяйский структурный мыс. Ее восточный контур проводится по изогипсе –5010 м, вблизи разрывных нарушений поверхность кровли пермских отложений залегает на глубине 4550 м (Рисунок 69).

Структуры Бадаранской и Нижневиллюйской площадей оконтурены, так как относятся к восточному окончанию Хапчагайского мегавала. На самом севере выделен перспективный объект, связанный с Нижневиллюйским структурным мысом и охватывающий Бадаранскую, Нижневиллюйскую, Усть-Виллюйскую и Собохаинскую площади. Здесь открыты залежи, но не в пермских отложениях, которые необходимо доисследовать.

В западной части выделяется Нижнетюкянская ловушка и Быраканская структурная зона, ограниченная с запада и востока разломами. Нижнетюкянская ловушка ограничивается изогипсой –1450 м, ее восточным ограничением является разрывное нарушение. Также намечены два объекта в западной части и на юге, в районе Чыбыдинской площади, западного борта синеклизы, вблизи разрывных нарушений. Однако их пересекают единичные сейсмические профили, из-за чего их перспективы неоднозначны.

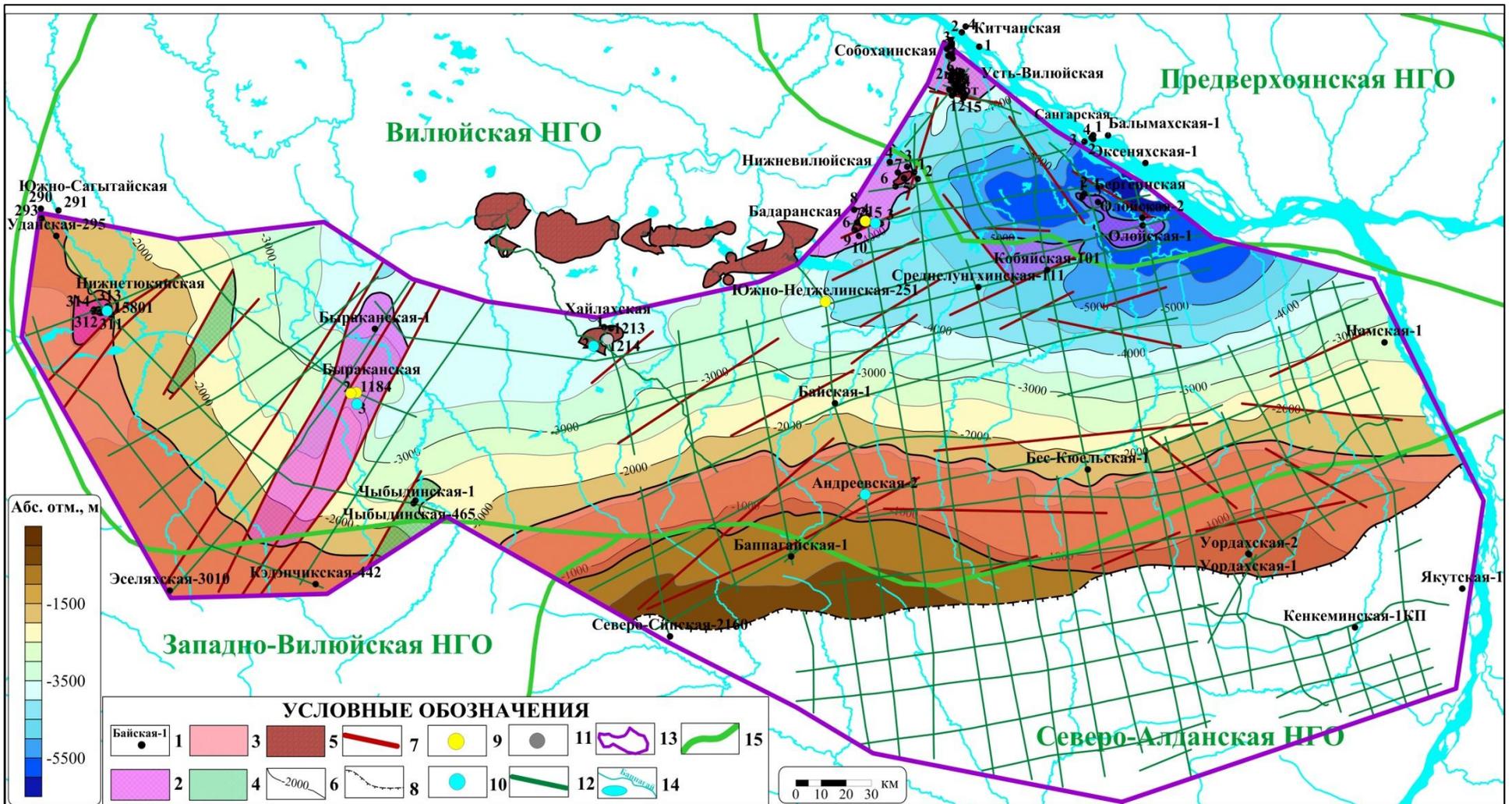


Рисунок 69 – Карта перспективных зон и объектов пермских отложений

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – нефтегазоперспективные объекты; 3 – перспективные зоны нефтегазонакопления; 4 – намеченные нефтегазоперспективные объекты; 5 – месторождения углеводородов; 6 – изогипсы поверхности; 7 – разрывные нарушения; 8 – линия выклинивания; 9 – скважины с притоками газа; 10 – скважины с притоками воды; 11 – скважины без притока; 12 – сейсмические профили; 13 – контур района исследования; 14 – гидросеть; 15 – границы НГО

5. 3. Перспективы нефтегазоносности триасовых отложений

В случае с отложениями триаса выделяются перспективные зоны и объекты и для региональных флюидоупоров, неджелинской и мономской свит, так как нефтегазоносность содержащихся в них линз и пропластков песчаников доказана наличием в них залежей на Хапчагайском мегавале.

Как было установлено в ходе исследования, неджелинская свита распространена на наименьшей площади среди всех исследуемых отложений. Для нее прогнозируются ловушки с литологическими ограниченными пластами и линзами песчаников-коллекторов. Неджелинская свита вскрыта небольшим количеством скважин с кондиционными данными ГИС.

Во всех скважинах, кроме Чыбыдинской-1, выделяются коллекторские пропластки. Эффективные толщин в интервале неджелинской свиты составляют в среднем 5–7 м. По архивным данным пористость меняется от 14 до 24 % [История..., 1986], помимо прочего для залежей в линзах характерно аномально высокое пластовое давление (АВПД). В скважинах Быраканская-1184, Южно-Неджелинская-251 при испытаниях интервала неджелинской свиты получены притоки газа, с небольшими дебитами (Рисунок 70).

В центральной и западной частях южного борта Вилюйской синеклизы поверхность кровли свиты в направлении линии выклинивания воздымается плавно, с градиентом 25–30 м/км. Выделяется перспективная зона вдоль линии выклинивания, которой она оконтуривается с внешней стороны, а с внутренней – изогипсой –2600 м [Тахватулин, 2025Б]. Толщина свиты в этом интервале меняется от 20 м до 0 м. В восточной части граница выклинивания проходит в районе борта Лунгхинско-Келинского мегапрогиба. В этом случае кровля неджелинской свиты воздымается с градиентом 65 м/км. При таком градиенте подъема и с учетом аномально высоких пластовых давлений маловероятно образование неантиклинальных залежей, так под действием давления углеводороды перемещаются вверх по разрезу. Даже при их наличии разработка данных залежей будет осложнена.

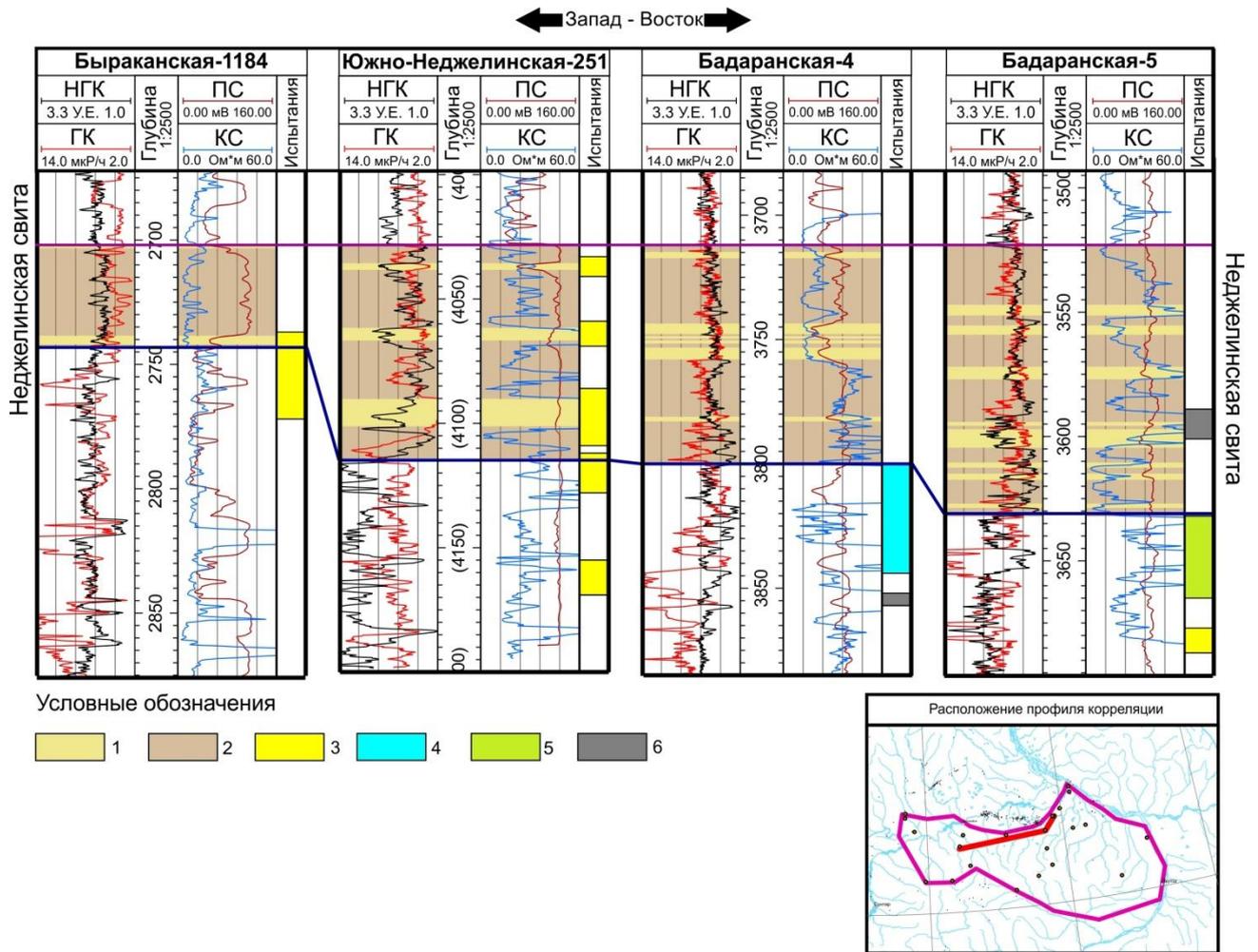


Рисунок 70 - Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации ГИС интервала неджелинской свиты

Условные обозначения см. рисунок. 6б

Выделяется перспективный структурный объект вдоль разломов, в районе Быраканских скважин. В пределах этой протяженной структурной зоны неджелинская свита будет второстепенным объектом для разведки. В северо-восточной части исследуемой территории, выделяются структурные объекты валового типа, по контуру близкие к выделяемым для пермских отложений, в пределах Лунгхинско-Келинского мегапрогиба [Тахватулин, 2025Б]. Бергеинская и Олойская структура замыкаются общей изогипсой –5300 м. С учетом глубины залегания отложения неджелинской свиты могут рассматриваться, как второстепенный уровень при проведении работ на предмет определения наличия залежей в нижележащих пермских или в вышележащих песчаниках таганджинской свиты. Менее перспективным является Кобяйский структурный мыс (Рисунок 71).

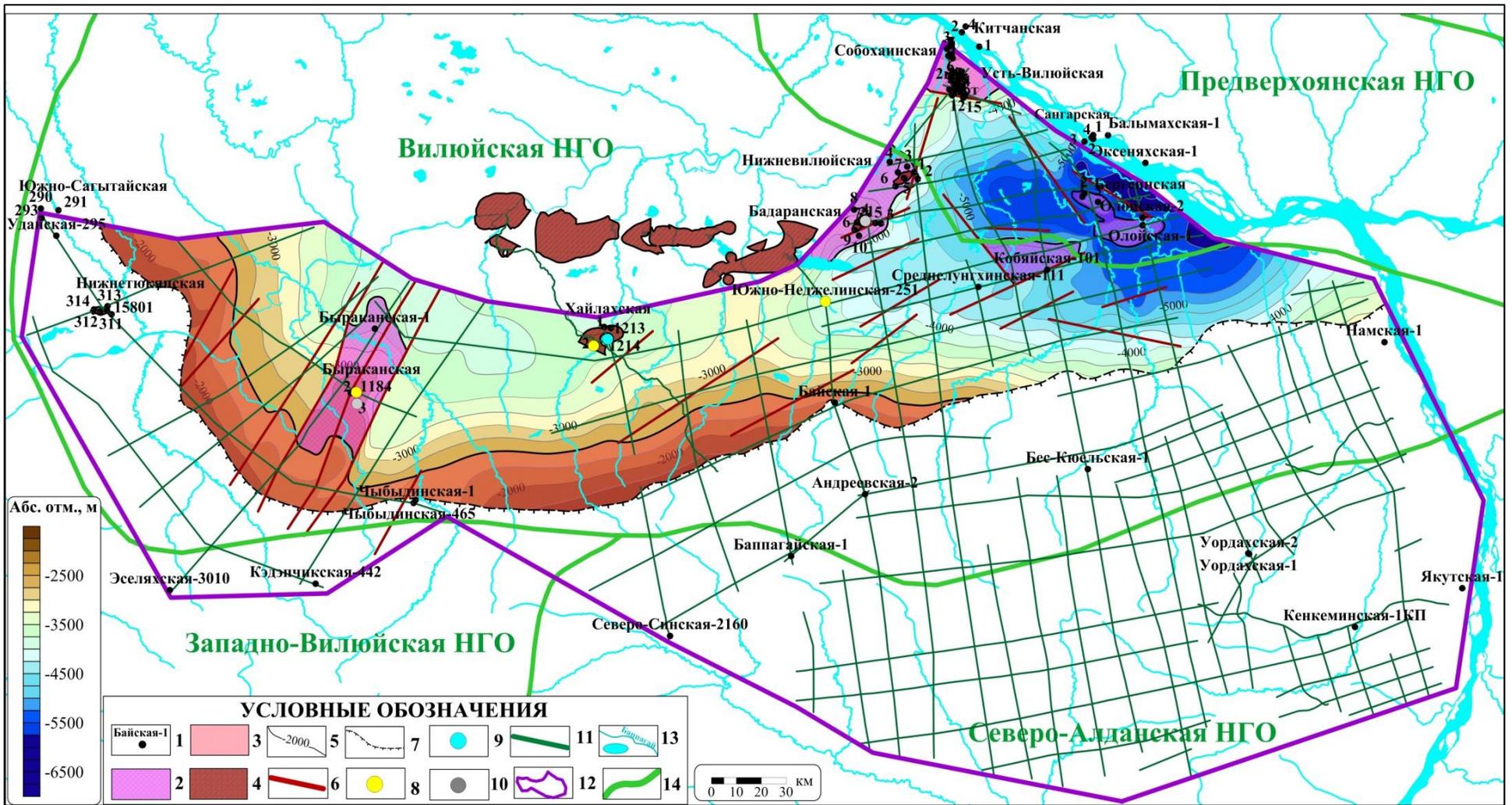


Рисунок 71 – Карта перспективных зон и объектов отложений неджелинской свиты

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – нефтегазоперспективные объекты; 3 – перспективные зоны нефтегазонакопления; 4 – месторождения углеводородов; 5 – изогипсы поверхности; 6 – разрывные нарушения; 7 – линия выклинивания; 8 – скважины с притоками газа; 9 – скважины с притоками воды; 10 – скважины без притока; 11 – сейсмические профили; 12 – контур района исследования; 13 – гидросеть; 14 – границы НГО

Мономская и таганджинская свиты образуют нижнетриасовый нефтегазоносный комплекс. Как определено в рамках исследования, области распространения таганджинской и мономской свит совпадают, как и структурные планы поверхностей этих свит. На основе этого для них выделяются одни и те же нефтегазоперспективные зоны и объекты по структурной карте кровли мономской свиты, что соответствует кровле нефтегазоносного комплекса. Наибольший интерес представляют песчаные породы таганджинской свиты, в которых находится большая часть разведанных запасов Вилуйской НГО. Однако в разрезе мономской свиты, как и в неджелинской свите, имеются продуктивные линзы и пропластки песчаников, которые повышают перспективы всех выделенных зон и объектов, за счет добавления дополнительного уровня для дальнейших исследований [Тахватулин, 2025Б].

В западной части при сокращении толщин из разреза мономской свиты выпадают проницаемые пласты, судя по интерпретации данных ГИС. С одной стороны, это снижает ее перспективы как отдельно взятого объекта, с другой – выше вероятность, что она сможет удерживать углеводороды проницаемых пластов таганджинской свиты и пермских отложений, перекрывающихся породами нижнего триаса (Рисунок 72).

В разрезе таганджинской свиты выделяется большое количество песчаных пластов и пропластков. В частности, в разрезе скважины Быраканская-1, суммарные эффективные толщины превышают 150 м. Стоит отметить, что этой скважиной вскрыты наибольшие толщины таганджинской свиты в пределах всей бортовой зоны синеклизы. Средние значения пористости колеблются от 14 до 18%. Испытания в западной части проводились лишь в двух скважинах. В одной скважине на Нижнетюкянской площади, где был получен приток воды дебитом около 150 м³/сут (Рисунок 72). В южном направлении в таганджинской свите увеличивается количество и толщины глинистых слоев, которые могут служить флюидоупорами для пластов и песчаных линз самой свиты, а также пермских песчаных пластов.

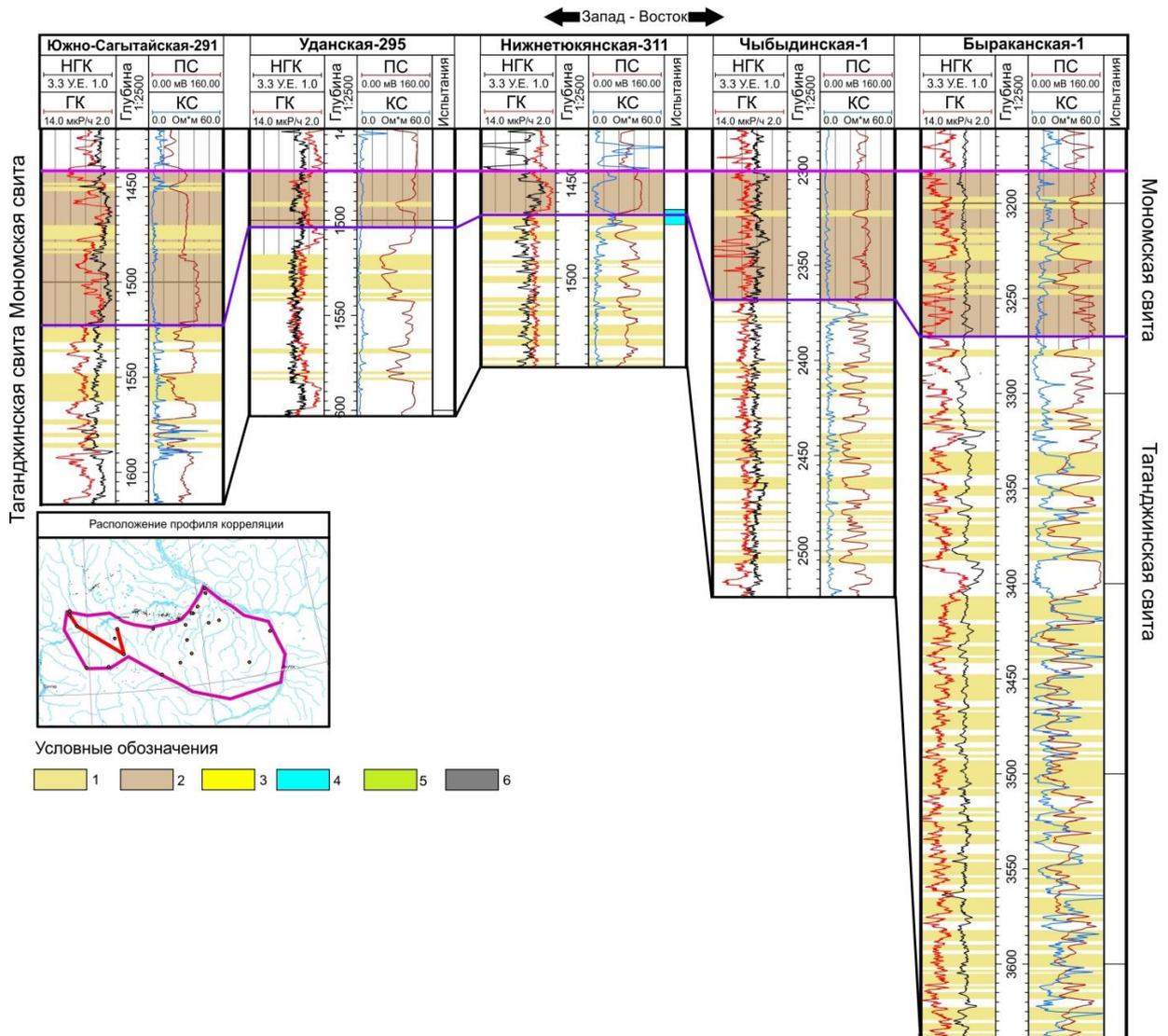


Рисунок 72 – Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации ГИС интервала таганджинской и мономской свит западной части исследуемой территории

Условные обозначения. см. рисунок 6б

Коллекторские пропластки в мономской свите небольшие по толщинам и тяготеют к средней и нижней частям мономской свиты. Это связано с тем, что на этапе накопления нижней части разреза начинался подъем уровня моря, и еще происходило накопление песчаного материала, особенно в краевых частях бассейна, что установлено в ходе седиментологических исследований в прошлом [Изучение разрезов..., 1986Ф; Изучение разрезов глубоких..., 1989Ф; Казаков, 1989]. В северо-восточной части, в скважине Байская-1, выделяется большое количество коллекторских пропластков, в таганджинской свите и нижней части мономской (Рисунок 73), которые, тем не менее, не были испытаны.

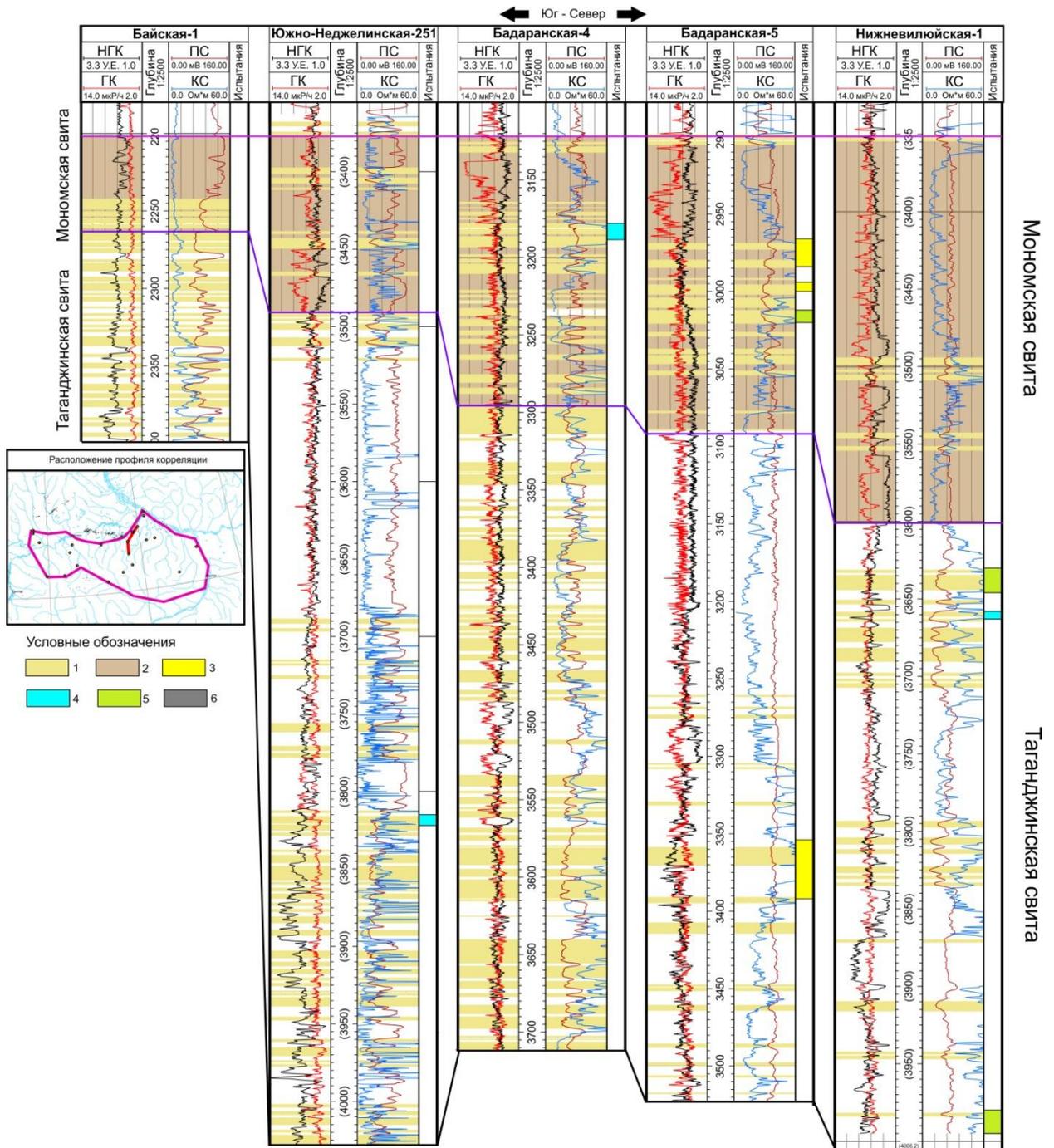


Рисунок 73 – Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации ГИС интервала таганджинской и мономской свит северо-восточной части исследуемой территории

Условные обозначения см. рисунок 65

Далее на север, в скважинах Южно-Неджелинская-251 и Бадаранская-5, в таганджинской свите выделено малое количество коллекторских пропластков, что может быть связано с некондиционными данным электрического каротажа вследствие особенностей минерализации подземных вод в этом интервале разреза. В данных скважинах получены притоки газа, воды с газом и воды.

Мономская свита увеличивается в толщинах, а в ее средней части

увеличивается количество коллектора за счет фациальных переходов в северном направлении. В разрезах восточной части Хапчагайского мегавала выделяется большое количество песчаных пластов мономской свиты.

Таганджинская и мономская свиты распространены значительно шире нежелинской. Использован тот же принцип выделения перспективных зон. Зону, связанную с сокращением толщин, с одной стороны ограничивает линия выклинивания свит, а с другой – изогипса -1800 м. Одна широкая зона выделяется на западе, другая – в центральной части [Тахватулин, 2025Б]. Суммарная толщина нефтегазоносных свит здесь составляет до 250 м, которая более чем наполовину может быть представлена проницаемым песчаными слоями. В восточной части зона менее широкая за счет более резкого подъема кровли нефтегазоносного комплекса. Ограничениями зоны на востоке приняты выделяемые здесь разрывные нарушения.

Выделяются перспективные объекты, связанные с поднятиями. Перспективные положительные структуры ограничивались замкнутыми изогипсами и линиями разломов. В западной части выделяются те же объекты, что и для пермских отложений и нежелинской свиты, ограниченные разрывными нарушениями, в районе Быраканских и Чыбыдинских скважин. В северо-восточной части оконтурены приподнятые участки, разбуренные на Бадаранской, Нижневиллюйской, Собохаинской и Усть-Виллюйской площадях. В центральной части Лунгхинско-Келинской впадины, по изогипсе -4800 м, оконтуриваются два, возможно, гидродинамически связанных объекта, Бергеинский и Олойский валы. Их амплитуда по кровле нижнетриасового комплекса составляет для Олойской части 400 м, Бергеинской – около 200 м. Западнее них выделяется перспективный объект, приуроченный к Кобяйскому структурному мысу. Он ограничивается с востока изогипсой -4560 м, с запада – разрывными нарушениями [Тахватулин, 2025Б] (Рисунок 74). Для выделенных структурных объектов в ходе дальнейших исследований необходимо учитывать влияние литологического фактора, особенно в западной части.

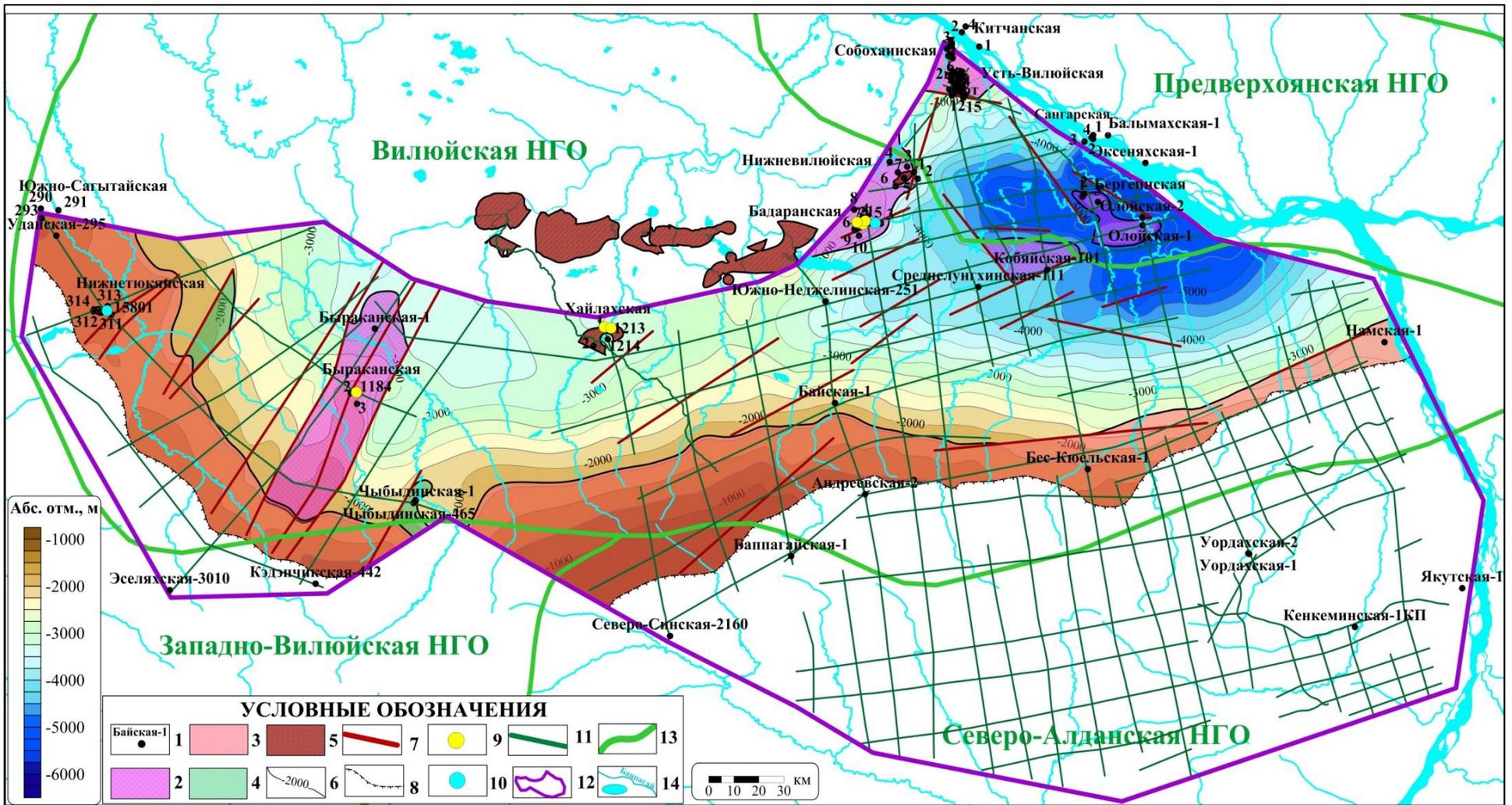


Рисунок 74 – Карта перспективных зон и объектов отложений нижнетриасового нефтегазоносного комплекса

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – нефтегазоперспективные объекты; 3 – перспективные зоны нефтегазонакопления; 4 – намеченные нефтегазоперспективные объекты; 5 – месторождения углеводородов; 6 – изогипсы поверхности; 7 – разрывные нарушения; 8 – линия выклинивания; 9 – скважины с притоками газа; 10 – скважины с притоками воды; 11 – сейсмические профили; 12 – контур района исследования; 13 – гидросеть; 14 – границы НГО

5. 4. Перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс представлен коллекторскими песчаными пластами кызылсырской свиты и флюидоупором регионального масштаба, аргиллитами сунтарской свиты. Данный комплекс распространен на всей территории исследования.

В западной части во всем интервале кызылсырской свиты распространены пласты-коллекторы. Из них получены притоки: газ на Нижнетюкянской площади и вода в скважине Быраканская-1. Пласты-коллекторы выдержаны по площади. Сунтарская свита по составу практически не меняется, сохраняя высокие экранирующие свойства [Тахватулин, 2025В] (Рисунок 75). Такие характеристики комплекса в западной части позволяют предполагать наличие залежей при минимальных структурных предпосылках.

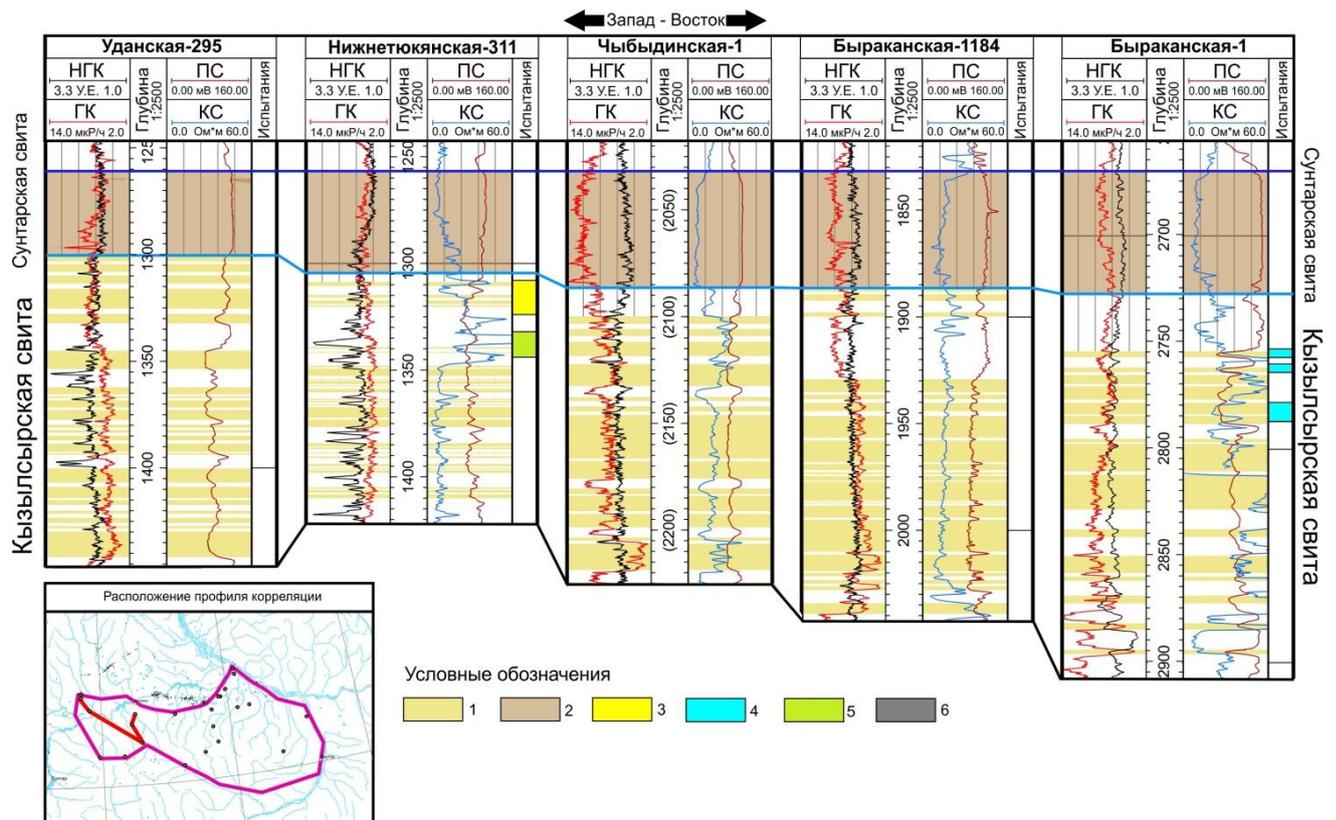


Рисунок 75 – Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации ГИС интервала нижнеюрского нефтегазоносного комплекса в западной части исследуемой территории

Условные обозначения см. рисунок бб

В центральной части исследуемой территории, особенно в южном направлении, коллекторских пластов выделяется меньше. Их количество

уменьшается, вероятно, за счет глинизации разреза кызылсырской свиты из-за фациальных переходов в южном направлении, ближе к источнику сноса. Сунтарская свита особо не меняется в толщинах, и однородности состава (Рисунок 76). На схемах по западной и центральной частям в разрезах скважин, расположенных ближе к южной границе исследуемой территории, отмечаются непроницаемые глинистые пласты в подошве кызылсырской свиты, достаточные для того, чтобы выступать локальными флюидоупорами.

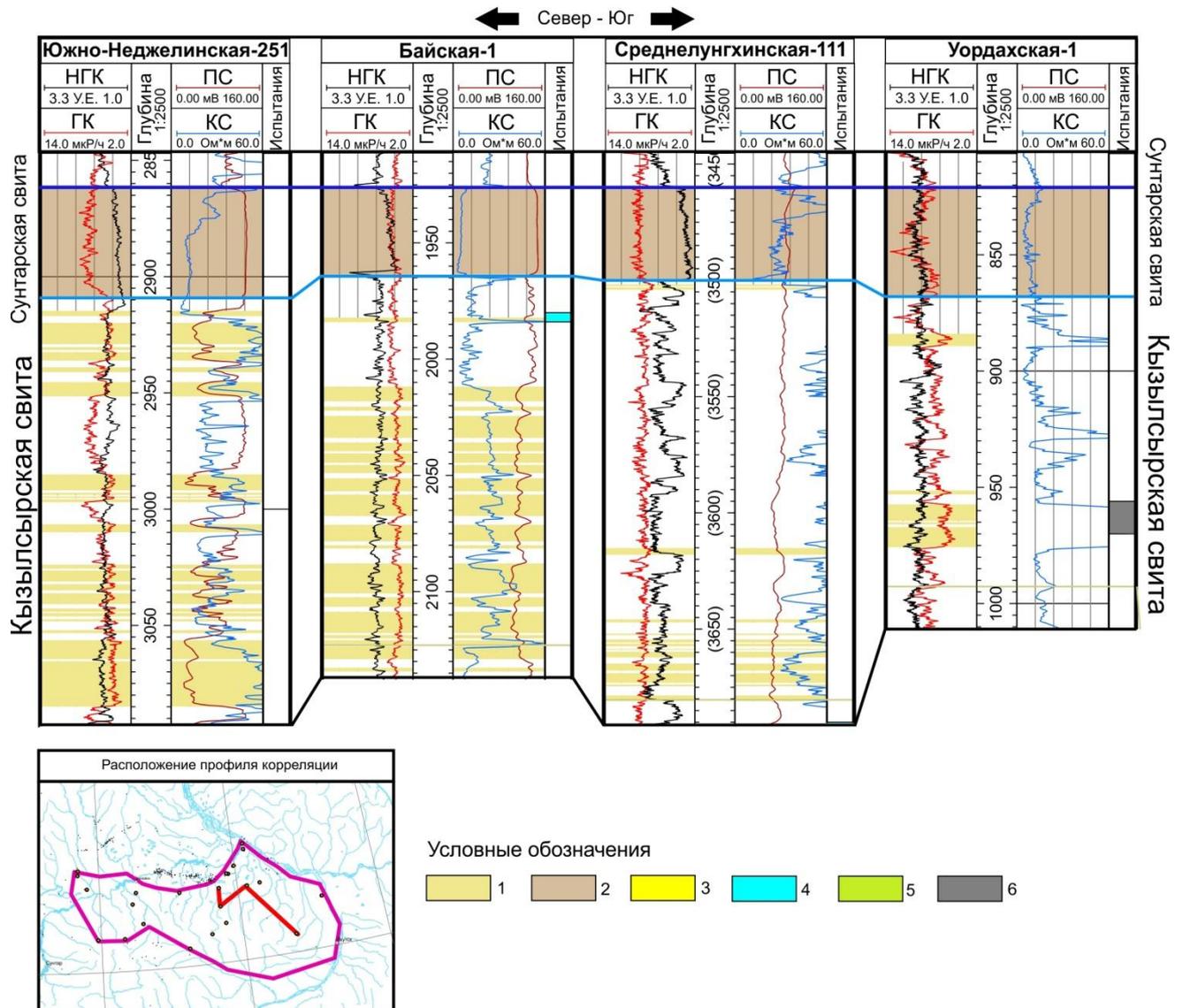


Рисунок 76 – Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации ГИС интервала нижнеюрского нефтегазоносного комплекса в центральной части исследуемой территории

Условные обозначения см. рисунок 66

В северной части кызылсырская свита увеличивается в толщинах и далее переходит в две свиты, являющиеся ее стратиграфическими аналогами –

устьвилейскую и долгайскую (снизу вверх). В пределах Бадаранской и Нижневилейской площадей коллекторские пласты выдержаны, в том числе и по положению в разрезе свиты (Рисунок 77).

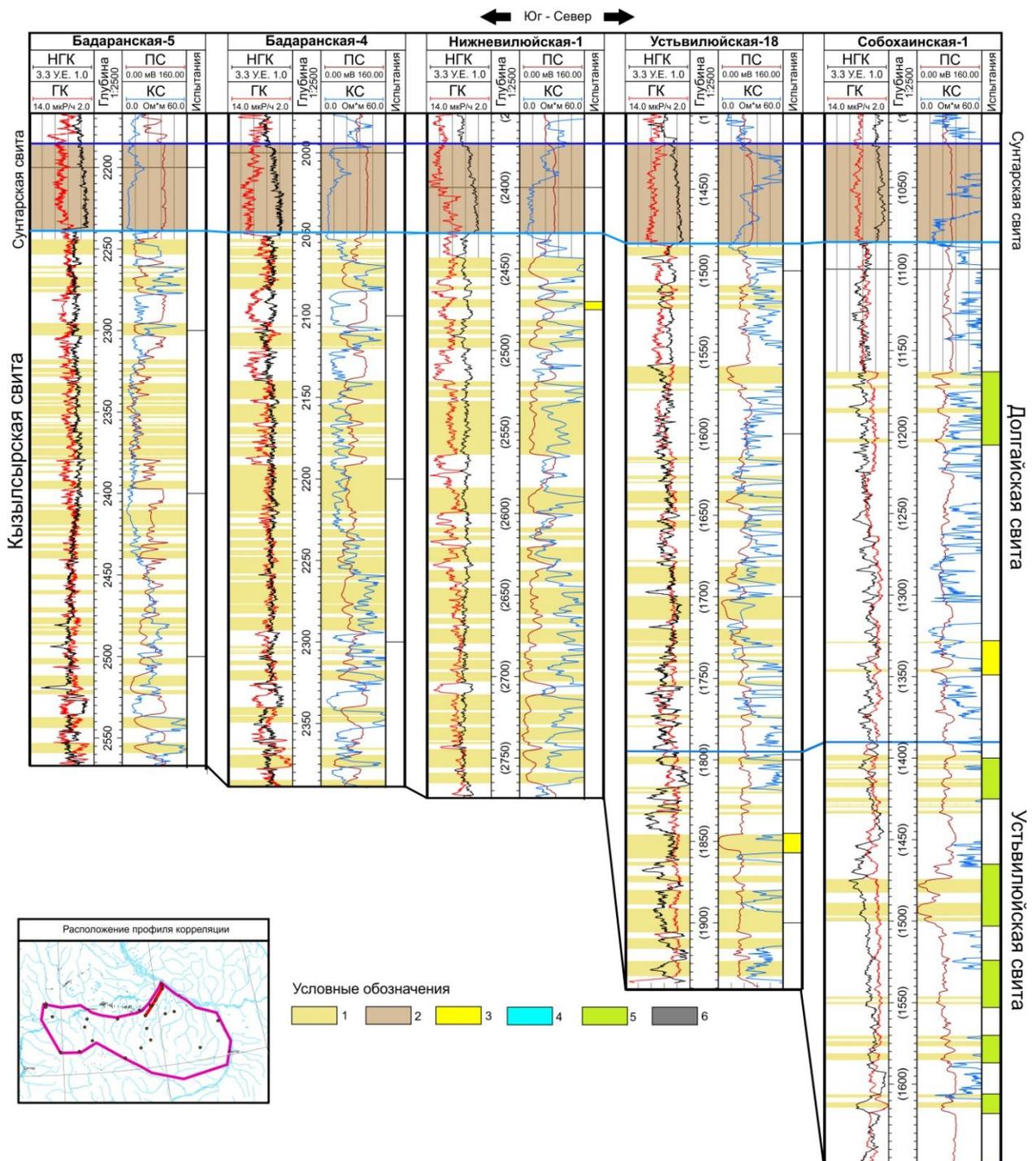


Рисунок 77 – Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации ГИС интервала нижнеюрского нефтегазоносного комплекса в северной части исследуемой территории

Условные обозначения см. рисунок бб

На Устьвилейской и Собохаинской площадях коллекторов среди пород устьвилейской и долгайской свит выделяется меньше. Аргиллиты в подошве

юрских отложений в северном направлении сокращаются в толщинах, за исключением Собохаинских скважин. При испытаниях получены притоки газа и воды с газом.

Так как отложения данного нефтегазоносного комплекса не выклиниваются, для него выделяются только нефтегазоперспективные объекты, связанные с антиклинальными структурами. В западной части они приурочены к тем же структурам, что и для предыдущих комплексов – вытянутым поднятиям ограниченными разрывными нарушениями. Особый интерес представляет Нижнетюкянская площадь, где в данных отложениях открыта и поставлена на баланс залежь газа. Данную структуру необходимо дополнительно исследовать на предмет влияния мелких разломов в мезозойском интервале. В северо-восточной части выделяются в целом изученные структуры Бадаранской, Нижневиллюйской, Усть-Виллюйской и Собохаинской площадей. Там открыто несколько залежей в песчаных пластах кызылсырской свиты и ее аналогов. Как и Нижнетюкянская структура, они нуждаются в доисследовании и уточнении разломной модели, так как дизъюнктивы, безусловно, влияют на строение местных залежей [Тахватулин, 2025В].

Так же как и для остальных комплексов выделяются валообразные объекты в погруженной части Лунгхинско-Келинского прогиба. Один из объектов относится к Кобяйскому структурному мысу, который ограничивается изогипсой –3800 м. Структурные валы, выделяемые как единый объект, замыкаются по изогипсе –4050 м, амплитуда их поднятия составляет около 250–300 м. В южной и центральной частях перспективные, с точки зрения нефтегазоносности структуры не выделены (Рисунок 78). При более детальных сейсморазведочных работах могут обнаружиться мелкие структурные мысы, ограниченные разрывными нарушениями, как в случае со структурой Кобяйской площади [Тахватулин, 2025В].

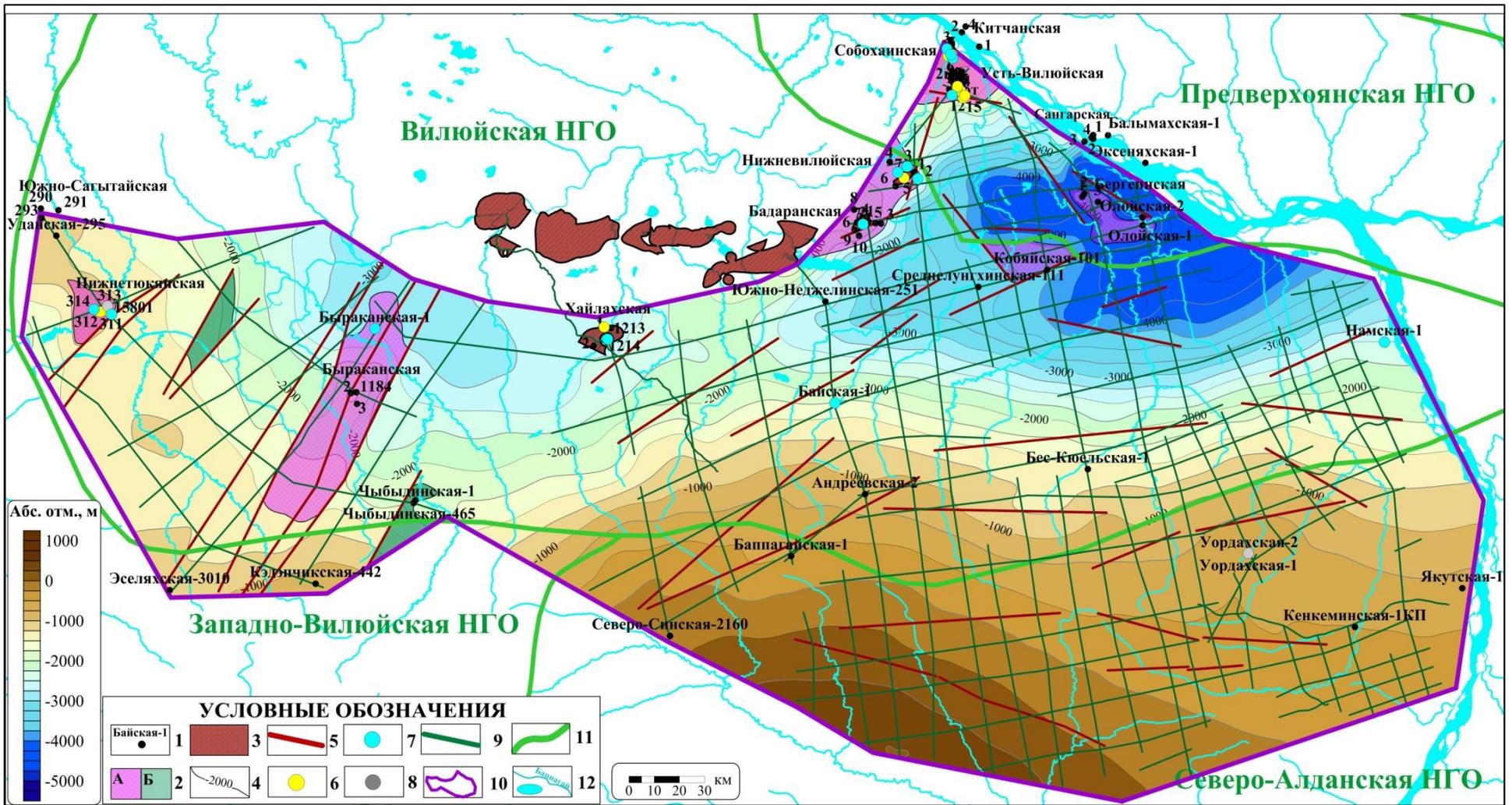


Рисунок 78 – Карта перспективных объектов отложений нижнеюрского нефтегазоносного комплекса [Тахватулин, 2025В с дополнениями]

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2А – нефтегазоперспективные объекты; 2Б – намеченные нефтегазоперспективные объекты; 3 – месторождения углеводородов; 4 – изогипсы поверхности; 5 – разрывные нарушения; 6 – скважины с притоками газа; 7 – скважины с притоками воды; 8 – скважины без притока; 9 – сейсмические профили; 10 – контур района исследования; 11 – границы НПО; 12 – гидросеть

5. 5. Сводные перспективы нефтегазоносности

Общие перспективы нефтегазоносности, сводные по всем трем исследуемым в данной работе комплексам, выделялись путем соотношения выделенных для каждого отдельного уровня нефтегазоперспективных зон и объектов.

В центральной части выделена широкая перспективная зона нефтегазонакопления, в пределах которой могут находиться заполненные углеводородами ловушки неантиклинального типа. В данной зоне вероятно обнаружение залежей в пермских отложениях, а также в свитах нижнего триаса: неджелинской, таганджинской и мономской, которые выклиниваются в пределах данной зоны. Неджелинская свита увеличивает перспективность западной части выделяемой зоны нефтегазонакопления. В западной части на самом юге перспективны только пермские отложения, так как триасовые здесь отсутствуют. Суммарная площадь перспективной зоны нефтегазонакопления для пермского и триасового нефтегазоносных комплексов составляет 35 000 км², суммарные толщины пермских и триасовых пород меняются от 500 до 0 м (Рисунок 78).

Структурные перспективные объекты в западной части накладываются на перспективные зоны, связанные с выклиниванием, что с учетом литологически неоднородного строения изучаемых толщ, повышает перспективность территорий в местах этих пересечений, но одновременно и усложняет разведку данных объектов. Выделена структурная зона, ограниченная разрывными нарушениями северо-восточного простирания, охватывающая Быраканскую площадь бурения, где получены притоки из всех исследуемых отложений. Здесь может иметься структура валового типа, по подобию Логлорского, расположенного севернее исследуемой территории, но с меньшими амплитудами поднятий. Могут встречаться и структуры приразломного типа небольшого масштаба. Для более детального определения перспектив данной структуры необходимо сгущение сети сейсмических профилей.

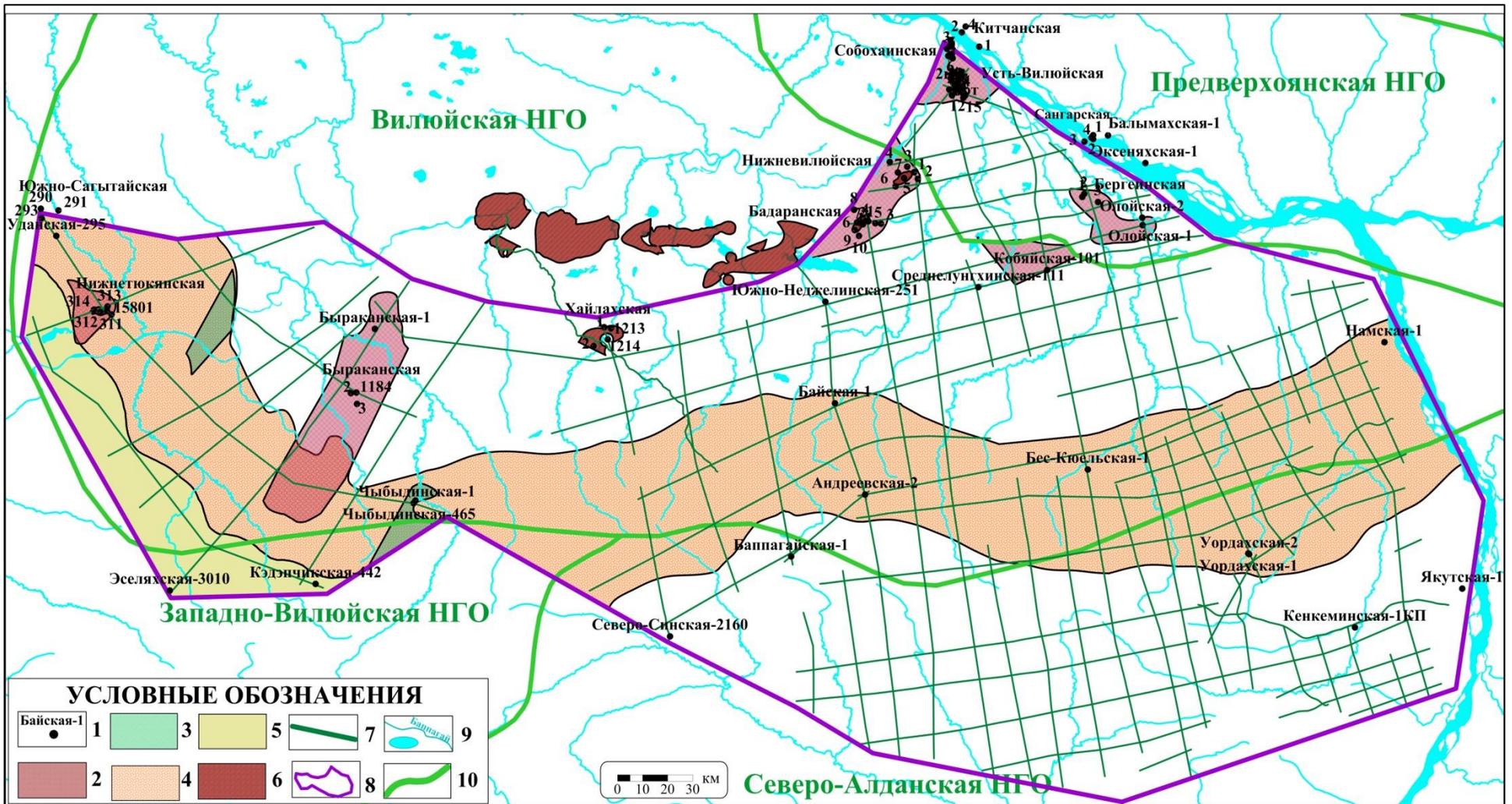


Рисунок 79 – Карта сводных нефтегазоперспективных зон и объектов

Условные обозначения: 1 – глубокие скважины; 2 – нефтегазоперспективные объекты локализованные; 3 – нефтегазоперспективные объекты намеченные; 4 – перспективная зона нефтегазонакопления пермских и триасовых отложений; 5 – перспективная зона нефтегазонакопления пермских отложений; 6 – месторождения углеводородов; 7 – сейсмические профили; 8 – контур района исследования; 9 – гидросеть; 10 – границы НГО

В северо-восточной части выделяется четыре перспективных объекта. Один из них в районе Нижневиллюйской и Бадаранской площадей бурения относится к восточному окончанию Хапчагайского мегавала, там уже имеются открытые залежи в отложениях нижнеюрского нефтегазоносного комплекса. В самой северной части выделен объект, охватывающий Собохаинскую и Усть-Виллюйскую площади, где также открыты залежи в кызылсырской свите нижней юры. Перспективы данной территории в целом подтверждены, однако требуется их доразведка с целью обнаружения залежей в залегающих на больших глубинах нижнетриасовом и пермском комплексах.

Южнее, в центральной части Лунгхинско-Келинского мегапрогиба, выделяются два объекта. Один из них – Кобяйский структурный мыс, ограниченный разрывными нарушениями. Здесь пробурена скважина Кобяйская-101, которая не вскрывает исследуемых отложений. Однако имеются все предпосылки к наличию залежей в триасовых и пермских породах. Восточнее нее расположены две структуры, объединяемые в один нефтегазоперспективный объект. Обе структуры имеют валообразную, вытянутую форму. Вытянуты они в разных направлениях, Олойская структура в восточном, Бергеинская – в северо-западном. Площадь выделяемого перспективного объекта, практически не меняется по разным стратиграфическим уровням. Средняя площадь объекта составляет 350 км².

Для всех выделяемых в этой части исследуемого района нефтегазоперспективных объектов весьма вероятно образование залежей в исследуемых отложениях, друг под другом, за счет согласованности структурных планов нефтегазоносных комплексов. При этом не до конца ясен вклад разрывных нарушений в сохранение или разрушение условий для формирования залежей. Для однозначного определения их влияния необходимо проведение дополнительных исследований.

Уточненные контуры перспективных объектов и зон нефтегазонакопления служат основой для рекомендаций по дальнейшим геологоразведочным работам. В западной части необходимо в первую очередь уплотнить сеть

сейсморазведочных профилей, чтобы уточнить структурный план, положение разрывных нарушений, детализировать выклинивание пермских и триасовых отложений. Динамические характеристики качественных сейсморазведочных данных, также могут поспособствовать обнаружению литологически ограниченных тел. Уплотнение сети профилей в два раза уже значительно повысит точность и детальность выделения структур и объектов для подготовки объектов к поисковому бурению.

Дополнительные сейсморазведочные работы предлагается провести в пределах зоны, связанной с вероятным наличием неструктурных ловушек в центральной части района исследования. В данном случае работы позволят получить детальные данные о строении нефтегазоносных отложений перми и триаса, оценить влияние разрывных нарушений с незначительным вертикальным смещением на нефтегазоносность зон выклинивания.

В северо-восточной части работы следует сосредоточить в пределах площадей, где имеются уже открытые залежи. Проведение сейсморазведки 2D по более плотной сети поспособствует уточнению расположения разломов, которые могут являться экранами для углеводородов или путями их миграции. Также имеет смысл поставить бурение, как минимум, одной разведочной скважины с современным комплексом ГИС и испытаниями интервалов триасовых и пермских пород на данных структурах.

Глубокопогруженные структуры вряд ли могут являться первоочередными объектами для проведения геологоразведочных работ меньшего масштаба, однако, при положительных результатах работ на расположенных вблизи них объектах, могут стать более привлекательными. Помимо этого, в глубокопогруженных областях до конца не ясны перспективы нефтегазоносности средне- и верхнеюрских пород. Возможно, при обнаружении залежей в них дальнейшая работа по исследованию глубокозалегающих изучаемых в данной работе структур будет экономически оправдана. Территория с данными структурами является наиболее привлекательной для приобретения лицензий в регионе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертационная работа посвящена изучению геологического строения и оценке перспектив нефтегазоносности пермских, триасовых и нижнеюрских отложений в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы. В результате проведенных исследований получены следующие результаты:

1. Выполнен сбор и анализ архивных и современных геолого-геофизических данных, в том числе данных по глубоким скважинам, описание керна, результаты испытаний, исходные стратиграфические разбивки, а также материалы сейсморазведочных работ, проведенных в последние годы;

2. Выполнена межскважинная корреляция исследуемых отложений, по результатам подтверждено и уточнено выклинивание пермских и триасовых отложений. Уточнено литологическое строение исследуемых отложений. Проведена интерпретация данных ГИС, на основе которой установлено повсеместное наличие коллекторских пластов в изучаемых интервалах. Осадочный материал переносился с временными и постоянными водными потоками, выпадающими в морской бассейн. В результате были сформированы сложные по форме песчаные тела, являющиеся коллекторами. Источниками осадочного материала служили Алданская антеклиза, юго-восточный склон Анабарской антеклизы и Сунтарский свод.

3. По результатам интерпретации сейсморазведочных материалов последних лет получены актуальные структурные планы и карты толщин допермского комплекса, пермских и мезозойских отложений. Составленная структурная модель позволила уточнить области распространения пермских и триасовых отложений.

4. Основным этапом, повлиявшим на всю последующую историю данной территории, является средне-позднедевонский рифтогенез. По результатам прослеживания ОГ F, связанного с кровлей фундамента, установлено продолжение Западно-Вилюйских структур под пермско-мезозойским чехлом Вилюйской синеклизы. Разрывные нарушения, связанные с данными

структурами, также оказали свое влияние на строение исследуемых отложений. Процессы рифтогенеза сформировали палеорельеф, который напрямую повлиял на особенности осадконакопления пермских отложений. В дальнейшем триасовые и юрские отложения накапливались в стабильных тектонических обстановках, чем вызвана преимущественно субширотная зональность распространения свит триаса и распределения фациальных зон для триасовых и юрских отложений.

Период тектонической активации наступает в поздней юре, когда вдоль восточной окраины Сибирской платформы начинает формироваться Верхоянский складчатый пояс, чем вызвана реактивация разрывных нарушений девонского заложения на западе и формирование положительных структур.

Таким образом, перспективные структурные объекты формировались с конца юры до конца раннего мела. Неструктурные ловушки, связанные с условиями осадконакопления и эрозией были образованы ранее.

5. На основе проведенного совместного анализа результатов межскважинной корреляции, структурных построений и интерпретации материалов ГИС, построена современная геологическая модель пермских, триасовых и нижнеюрских отложений;

6. По построенной геологической модели определены вероятные типы ловушек углеводородов для данной территории. Нефтегазоперспективные объекты связаны с антиклинальными ловушками, осложненными разломами и литологическими неоднородностями. Для пермских и нижнетриасовых отложений на территории выделены перспективные зоны нефтегазонакопления, вблизи областей выклинивания отложений, где прогнозируются литологически и стратиграфически ограниченные ловушки.

7. По результатам исследования рекомендуется уплотнение сети профилей 2D в пределах выделенной перспективной зоны нефтегазонакопления для детализации строения зон выклинивания. На севере, где имеются открытые залежи, рекомендуется также проведение сейсморазведочных работ по более плотной сети с целью доизучения триасовых и пермских отложений, где могут быть открыты новые залежи. Рекомендуется проведение дополнительных

сейсморазведочных работ и в западной части бортовой зоны Виллюйской синеклизы, где совмещаются перспективы открытия залежей, приуроченных как к структурным объектам, так к литологически и стратиграфически ограниченными ловушкам. Постановку поискового бурения предлагается проводить по результатам интерпретации полученных данных.

Перспективы дальнейшей разработки темы связаны с изучением пермских, триасовых и нижнеюрских отложений в пределах всей территории Виллюйской синеклизы и ближайших к ее контуру районов. Вовлечение в комплексное исследование и анализ всей территории, включая Предверхоянский прогиб, позволит раскрыть региональные особенности геологического строения и более обоснованно выполнить оценку перспектив нефтегазоносности пермских, триасовых и юрских нефтегазоносных комплексов в восточной части Сибирской платформы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев, Н. Н. Лито-формационные комплексы Вилюйского позднепалеозойско-мезозойского нефтегазоносного бассейна: дис. канд. геол.-мин. наук / Н. Н. Алексеев. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 1991. – 254 с.
2. Ампилов, Ю. П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа / Ю. П. Ампилов. – М.: Спектр, 2008. – 384 с.
3. Архангельский, А.Д. Краткий очерк геологической структуры и геологической истории СССР / А. Д. Архангельский, Н. С. Шатский, В. В. Меннер, Е. В. Павловский М.; Л.; М.: Изд-во АН СССР, 1937. – 299 с.: ил: карты: 3 л. таб.: 9 л. карт.
4. Башарин, А. К. Лено-Вилюйский нефтегазоносный бассейн: строение и тектоническая эволюция / А. К. Башарин, Г. С. Фрадкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 1. – С. 22-33
5. Берзин, А. Г. Геолого-геофизические аспекты глубинного строения Вилюйской синеклизы / А. Г. Берзин, В. С. Ситников, А. В. Бубнов // Геология и геофизика. – 2000. – №5. – С. 49-54
6. Бондарев, В. И. Основы сейсморазведки: Учеб. пособие для вузов. / В. И. Бондарев. – Екатеринбург: Издательство УГГГА, 2003. – 332 с.
7. Будников, И. В. Модель терригенной седиментации позднепалеозойско-мезозойских бассейнов Сибири / И. В. Будников, В. П. Девятов // Разведка и охрана недр. – 2007. – № 8. – С. 9-15.
8. Бурцев, М. И. Геолого-геофизические методы прогноза, поисков и разведки месторождений нефти и газа: Учеб. пособие. / М. И. Бурцев. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011. – 285 с.: ил.
9. Варенцов, М. И. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Вилюйской синеклизы / М. И. Варенцов, С. М. Дорошко, В. Г. Чичмарев // Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего Востока. – М.: Наука, 1975. – 97 с.
10. Варламов, А.И. Состояние проблемы поисков и перспектив выявления

неструктурных ловушек углеводородов в основных нефтегазоносных провинциях России / А. И. Варламов, В. В. Шиманский, Н. В. Танинская [и др.] // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 9–22.

11. Васильев, С. А. Нефтегазоносность Вилюйской синеклизы и перспективы поисков залежей углеводородов / С. А. Васильев, П. Н. Соболев, Е. С. Таффарель [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 12. – С. 14-26. – DOI 10.30713/2413-5011-2018-12-14-26.

12. Габриэлянц, Г. А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений: Учеб. для техникумов. / Г. А. Габриэлянц – М.: Недра, 2000. – 587 с.: ил.

13. Гайдук, В. В. Вилюйская среднепалеозойская рифтовая система / В. В. Гайдук – Якутск: Изд. ЯФ СО АН СССР, 1988. – 128 с

14. Геологическое строение и нефтегазоносность Якутской АССР / Г. Д. Бабаян, Г. В. Бархатов, А. К. Бобров [и др.]; под ред. В. Г. Васильева. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 478 с.

15. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин; под ред. Б. А. Соколова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во Московского университета – 2004. – 415 с.

16. Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы / Под ред. В.А. Асташкина. – М.: Недра, 1984. – 181 с.

17. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.

18. Головин, С.В. Классификация нефтегазоносных комплексов мезозоя Енисей-Хатангского прогиба / С. В. Головин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т.4, №1. – http://www.ngtp.ru/rub/4/12_2009.pdf

19. Голубева, И. И. О стратиграфическом расчленении газоносных отложений перми центральной части Вилюйской синеклизы / Голубева И. И., Граусман В.В., Мейен С.В., Петрова Е.К. // Стратиграфия нефтегазоносных отложений Якутии. – Якутск, 1980. – С. 36–45.

20. Голубкова, Е. Ю. Органостенные микрофоссилии в стратиграфии Венда юго-востока Сибирской платформы: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.01/ Голубкова Елена Юрьевна; ФГБУН Геологический институт РАН. – Санкт-Петербург, 2021. – 207 с.

21. Горбачев, Ю. И. Геофизические исследования скважин: Учебное пособие. / Ю. И. Горбачев. – М.: Недра, 1990.

22. Гостинцев, К.К. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. / К. К. Гостинцев, В. А. Гроссгейм. – Л., 1969. – 364 с.

23. Граусман, В. В. Средний и верхний карбон Вилюйской синеклизы / В. В. Граусман, К. Е. Колодезников, Н. Г. Пашкевич, Е. К. Петрова // Тектоника и закономерности размещения полезных ископаемых Якутии. – Якутск: ЯГУ, 1984. – С. 71-73.

24. Граусман, В.В. Стратиграфия верхнего докембрия и фанерозоя перспективных на нефть и газ территорий Западной Якутии: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук / В.В. Граусман. – Новосибирск, 1994. – 38 с.

25. Граусман, В.В. Стратиграфия верхнепалеозойских отложений Вилюйской синеклизы / В. В. Граусман, С. В. Мейен // Изв. АН СССР. Сер. Геол. – 1987. – №10. – С. 53-60

26. Граусман, В.В. Стратиграфия пермских отложений Вилюйской синеклизы / В. В. Граусман, В. Д. Матвеев, С. В. Мейен // Изв. АН СССР. Сер. Геол. – 1982. – №11. – С. 57-67

27. Губин, И. А. Уточнение строения Вилюйской гемисинеклизы по результатам переинтерпретации сейсморазведочных работ / И. А. Губин // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 4(44). – С. 40-52. – DOI 10.20403/2078-0575-2020-4-40-52.

28. Губкин, И. М. Учение о нефти / И. М. Губкин. – М.: Наука, 1975. – 385 с.

29. Губкин, И.М. Мировые нефтяные месторождения / И. М. Губкин, С. П. Киселев. – М.-Л.-Новосибирск.: Горно-Геолого-Нефтяное издательство, 1934. – 366 с.

30. Гудков, А. А. Тектоника осадочного чехла Вилюйской синеклизы и

прилегающих районов Предверхоянского прогиба / А. А. Гудков // Тектоника, стратиграфия и литология осадочных формаций Якутии. – Якутск: изд. ЯФ СО АН СССР, 1968. – С. 32-41.

31. Гусейнов, А. А. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа / А. А. Гусейнов, Б. М. Гейман, Н. С. Шик, Г. В. Сурцуков – Москва, 1988. – 213 с.

32. Девятов, В. П. Стратиграфия триасовых отложений Верхоянской фациальной области (Центральная Якутия) / В. П. Девятов, А. М. Трущелев, В. С. Гриненко // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012, № 2 (10). – С. 24-37.

33. Дорман, М.И. Новые данные о геологическом строении и перспективны нефтегазоносности Вилюйской синеклизы / М. И. Дорман, Б. Л. Дорман, В. Д. Матвеев, В. С. Ситников // Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений в Якутской АССР. – Якутск, 1976. – С. 88-102.

34. Ермолкин, В. И Геология нефти и газа: учебник для вузов. – 2-е изд. перераб. и доп. / В. И. Ермолкин, В. Ю. Керимов. – М.: Недра, 2012 – 460 с.

35. Золотов, А. Н. Зоны нефтегазонакопления – объекты локального прогноза / А. Н. Золотов, Б. А. Лебедев, В. В. Самсонов // Сов. Геология. –1987.– № 2. – С. 5-16.

36. История нефтегазообразования и нефтегазонакопления на востоке Сибирской платформы/ Соколов Б.А., Сафронов А.Ф., Трофимук А.А. и др. // М.: Наука, 1986. – 167с.

37. Итенберг, С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / С. С. Итенберг. – М.: Недра, 1987. – 375 с.

38. Казаков, А.М. Фациально-генетическая модель и литостратиграфия нижнетриасовых отложений Вилюйской синеклизы и Западного Верхоянья / А. М. Казаков // Верхний палеозой и триас Сибири. – Новосибирск: Наука, 1989. – С. 49–56.

39. Каныгин, А. В. Региональная стратиграфическая схема ордовикских

отложений Сибирской платформы (новая версия) / А. В. Каньгин, А. Г. Ядренкина, А. В. Тимохин и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – №5. – С. 4-57.

40. Князев, В. Г. Стратиграфия и палеогеография ранней юры востока Сибирской платформы / В. Г. Князев, В. П. Девятов, Б. Н. Шурыгин. – Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1991. – 100 с.

41. Конторович, А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности / А. Э. Конторович. – М.: Недра, 1976. – 249 с.

42. Конторович, А.Э. Глубокопогруженные нефтегазовые системы нижнего палеозоя на востоке Сибирской платформы: геологогеофизическая характеристика, оценка ресурсов углеводородов / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, И. А. Губин, Т. М. Парфенова, П. И. Сафронов // Записки Горного института. 2024. – Т. 269. – С. 721-737.

43. Конторович, А.Э. Осадочно-миграционная теория нефтидогенеза: состояние на рубеже XX и XXI в., пути дальнейшего развития / А. Э. Конторович // Геология нефти и газа. – 1998. – № 10. – С. 8–16.

44. Космачева, А. Ю. К вопросу о нефтегазопроизводящих толщах центральной части Логлорского вала на основе одномерного моделирования нефтегазоносных систем (Андылахское месторождение, Республика Саха (Якутия)) / А. Ю. Космачева, М. О. Федорович // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16, № 1. – DOI 10.17353/2070-5379/7_2021.

45. Космачева, А. Ю. Трехмерное бассейновое моделирование нефтегазоносных систем верхнего палеозоя и мезозоя Виллойской гемисинеклизы / А. Ю. Космачева, М. О. Федорович // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 4. – С. 28-32. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-4-28-32.

46. Кутыгин Р. В. Основные черты стратиграфии и палеогеографии нижнедулгалахского регионального подъяруса пермской системы Якутии / Р. В. Кутыгин // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. – 2018. – Т. 25, № 3. – С. 5-21. – DOI 10.31242/2618-9712-2018-25-3-5-21.

47. Лебедев, М. В. Теоретические основы построения фациальных моделей

осадочных нефтегазоносных бассейнов и опыт фациального моделирования терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской НГО (Сибирская платформа): дис. ... д-ра. геол.-мин. наук: 25.00.12/ Лебедев Михаил Валентинович. – Тюмень, 2015. – 281 с.

48. Лено-Виллюйская нефтегазоносная провинция / Гл. ред. Трофимук А. А., Отв. ред. Фрадкин Г. С. – М.: Наука, 1969. – 279 с.

49. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы / Гурова Т.И., Чернова Л.С., Богданова Н.Е. [и др.] – М.: Недра, 1988 – 254 с.

50. Масленников, М. А. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных / М. А. Масленников, С. С. Сухов, П. Н. Соболев [и др.] // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 29-50. – DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-29-50.

51. Матвеев, В.Д., Найданов В.А. Характеристика тектонических форм нижнепалеозойского структурного плана восточной части Виллюйской синеклизы / В. Д. Матвеев, В. А. Найданов // Изв. АН СССР. Сер. Геол. - 1981. - № 12. - С.131-136.

52. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / Под ред. В. С. Суркова. – М.: Недра, 1987. – 204 с.

53. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Москва; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.

54. Мигурский, А. В. Геодинамика юга Сибирской платформы и нефтегазоносность / А. В. Мигурский // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019, №2. – С. 35-50.

55. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. В 8 вып.: вып. 4. Лено-Виллюйский бассейн / Гл. ред. А.Э. Конторович. – Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1994. – 107 с.

56. Окнова, Н. С. Проблема поисков залежей нефти и газа в неантиклинальных ловушках на рубеже веков / Н. С. Окнова, Л. Я. Трушкова, А. М. Жарков, Б. В. Самсонов, М. М. Мазурина // Нефтегазовая геология на рубеже веков. – СПб, 1999. – Т.1. – С. 207-216.

57. Окнова, Н.С. Неантиклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях / Н. С. Окнова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т.7., №1. – http://www.ngtp.ru/rub/10/10_2012.pdf

58. Основные этапы геологического развития и перспективы нефтегазоносности Якутской АССР / Д. К. Горнштейн, А. А. Гудков, А. И. Косолапов [и др.] – Москва: Изд-во АН СССР, 1963. – 240 с.

59. Погодаев, А. В. Перспективы нефтегазоносности и приоритетные направления дальнейших поисковых работ в Вилюйской нефтегазоносной области (Сибирская платформа) / А. В. Погодаев, В. С. Ситников, И. В. Буйдылло // Геология нефти и газа. – 2015. – № 2. – С. 6-16.

60. Погодаев, А.В. Гидрогеологические условия формирования и сохранности газоконденсатных залежей Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы: дис. ... канд. геол.-мин. наук 25.00.12 / Погодаев Александр Валентинович; РГУ нефти и газа им. Губкина. – Москва, 2019. – 158 с.

61. Прищепа, О. М. Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли / О. М. Прищепа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т.3., №2. – http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf

62. Протопопов, Ю. Х. Тектонические комплексы платформенного чехла Вилюйской синеклизы / Ю. Х. Протопопов. – Якутск: Изд. ЯНЦ СО РАН, 1993. – 48 с.

63. Рапацкая, Л. А. Нефтегазоносные комплексы – вещественное выражение геофлюидодинамических систем / Л. А. Рапацкая // Науки о Земле и недропользование. 2022. – Т. 45, № 4. – С.345–366. – <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-4-345-366>

64. Решение 3-го Межведомственного регионального стратиграфического

совещания по мезозою и кайнозою Средней Сибири / Под ред. В. Н. Сакс, А. В. Гольберт, А. С. Дагис, М. С. Месежников, С. Ю. Щацкий – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1981. – 91 с.

65. Решение Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою, четвертичной системе Средней Сибири. Часть 2. Средний и верхний палеозой / Под ред. В.Е. Савицкий (гл. ред.), С.А. Архипов, Ф.Г. Гурари, О.В. Юферев и др. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – 130 с.

66. Розен, О. М. Сибирский кратон: тектоническое районирование, этапы эволюции / О. М. Розен // Геотектоника. – 2003. – № 3. – С. 3-21.

67. Самсонов, В. В. Зоны нефтегазокопления – главные объекты поисков / В. В. Самсонов, Б. А. Лебедев, Б. Г. Пирятинский // Зоны нефтегазокопления – главные объекты поисков. – Л., 1986. – С. 6-17.

68. Сейсмическая стратиграфия. Использование при поисках и разведке нефти и газа. Часть 1/ Р. Е. Шерифф, А. П. Грегори, П. Р. Вейл [и др.], под ред.: Н. Я. Кунина, Г. Н. Гогоненкова. – М.: Мир, 1982. – 375 с.

69. Серра, О. Геофизические исследования скважин. Т. I. Регистрация данных и области применения / О. Серра, Л. Серра. – М. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. – 792 с.

70. Ситников, В. С. О возможном открытии на юге Вилюйской синеклизы нового нефтеносного района (Сибирская платформа) / В. С. Ситников, И. А. Кушмар, О. М. Прищепа, А. В. Погодаев // Геология нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 2–12.

71. Ситников, В. С. Перспективы нефтеносности южной части Вилюйской синеклизы / В. С. Ситников, И. А. Кушмар, О. М. Прищепа, А. В. Погодаев // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 7. – С. 22-28

72. Ситников, В. С. О возможности совместного освоения запасов газа из традиционных коллекторов и плотных пород на месторождениях Хапчагайского нефтегазоносного района / В. С. Ситников, К. А. Павлова, А. В. Погодаев, В. Б. Черненко // Наука и образование. – 2015. – № 4(80). – С. 18-23.

73. Ситников, В. С. Новые представления о крупном нефтеносном

потенциале центральных районов Западной Якутии / В. С. Ситников, Н. Н. Алексеев, К. А. Павлова // Наука и образование. – 2016. – № 4(84). – С. 57–63.

74. Ситников, В. С. Новейший прогноз и актуализация освоения нефтегазовых объектов Вилюйской синеклизы / В. С. Ситников, Н. Н. Алексеев, К. А. Павлова, А. В. Погодаев, М. И. Слепцова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т.12., №1. – http://www.ngtp.ru/rub/6/9_2017.pdf

75. Сластенов Ю. Л. К стратиграфии нижнеюрских отложений центральной части Приверхоянского прогиба / Ю. Л. Сластенов // Новые данные по стратиграфии и фауне юры и мела Сибири. – Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1978. – С.47-55.

76. Сластенов, Ю. Л. К стратиграфии юрских отложений ЛеноВилюйской нефтегазоносной области / Ю. Л. Сластенов, Л. Я. Трушкова, В. В. Граусман // Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений в Якутской АССР. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1976. – С.143-149.

77. Сластенов, Ю. Л. Стратиграфия юрских отложений Западного Приверхоянья / Ю. Л. Сластенов, А. Н. Гома, А. С. Урзов // Сов. геология. – 1986. – № 6. – С.53-62.

78. Смелов, А. П. Террейновый анализ и геодинамическая модель формирования северо-азиатского кратона в раннем докембрии / А. П. Смелов, В. Ф. Тимофеев // Тихоокеанская геология. – 2003. – Т. 22, № 6. – С. 42-54.

79. Соболев, П. Н. О возможности увеличения ресурсов УВ сырья в центральной части Республики Саха (Якутия) / П. Н. Соболев, А. И. Сурнин // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2021. – № 2(46). – С. 99-106. – DOI 10.20403/2078-0575-2021-2-99-106.

80. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Силур Сибирской платформы / Е. Ю. Тесаков, Н. Н. Предтеченский, Т. В. Лопушинская [и др.]. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО». – 2000. – 403 с.

81. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система / А. М. Казаков, А. Г. Константинов, Н. И. Курушин [и др.] – Новосибирск: Изд-во

СО РАН, филиал «ГЕО». – 2002. – 322 с.

82. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б. Н. Шурыгин, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятов [и др.] – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО». – 2000. – 480 с.

83. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Ордовик Сибирской платформы / А. В. Каньгин, А. Г. Ядренкина, А. В. Тимохин [и др.] – Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2007. – 269 с.

84. Структура и эволюция земной коры Якутии / Г. С. Гусев, А. Ф. Петров, Г. С. Фрадкин [и др.]. – М.: Наука, 1985. – 248 с.

85. Тахватулин, М. М. Актуализация перспектив нефтегазоносности пермских отложений зоны сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы / М. М. Тахватулин // Вестник геонаук. – 2025А. – № 3(363). – С. 11-24. – DOI 10.19110/geov.2025.3.2.

86. Тахватулин, М. М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности отложений триаса в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы / М. М. Тахватулин // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2025Б. – Т. 16, № 1. – С. 76-98. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2025.04.

87. Тахватулин, М. М. Перспективы газоносности нижнеюрских отложений южного борта Вилюйской синеклизы (Республика Саха (Якутия)) / М. М. Тахватулин // Территория Нефтегаз. – 2025В. – № 3-4. – С. 22-35.

88. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. – 571 с.

89. Тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы. Масштаб 1:5 000 000 / Под ред. Старосельцева В. С. – Новосибирск, СНИИГГиМС. – 2018.

90. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа / Под ред. Э. А. Бакирова и В.Ю. Керимова: Учебник для вузов. В 2-х кн. – 4-е изд., перераб. и доп. – Кн. 1: Теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 2012. – 412 с.: ил.

91. Тиссо Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте. – М.: Мир, 1981. – 504 с.

92. Федорович, М. О. Одномерное моделирование нефтегазоносных систем (бассейновое моделирование) в разрезе скважины Толонского месторождения Республики Саха (Якутия) / М. О. Федорович, А. Ю. Космачева, Н. В. Поспеева // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 5. – С. 31-35. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-5-31-35.

93. Федорович, М. О. Прогноз нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы на базе интерпретации геолого-геофизических материалов и технологии бассейнового моделирования (Республика Саха (Якутия)) / М. О. Федорович, А. Ю. Космачева // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 1. – С. 81-94. – DOI 10.18599/grs.2023.1.9.

94. Федорович, М. О. Сейсмогеологическая модель мезозойско-кайнозойского осадочного чехла западной части Вилюйской гемисинеклизы (на примере Среднетюнговского месторождения) / М. О. Федорович, С. С. Ивашиненко, А. Ю. Космачева // Геофизические технологии. – 2022. – № 2. – С. 92-106. – DOI 10.18303/2619-1563-2022-2-92

95. Фомин, А. Н. Прогноз зон генерации жидких и газообразных углеводородов в Центральной части Вилюйской синеклизы (на примере сверхглубокой скважины Средневилюйская-27) / А. Н. Фомин, К. В. Долженко, В. Н. Меленевский // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2016. – Т. 2, № 1. – С. 26-30.

96. Фрадкин, Г. С. Тектоническое положение и природа Вилюйской синеклизы / Г. С. Фрадкин, М. В. Болдырев, В. В. Гайдук [и др.] // Геология и геофизика. – 1984. – Т. 25, № 1. – 38-50 с.

97. Фролов, С. В. Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Вилюйского нефтегазоносного бассейна / С. В. Фролов, Е. Е. Карнюшин, Н. И. Коробова [и др.] // Георесурсы – 2019. – 21(2). – С. 13-30.

98. Хромова, И. Ю. Технология построения цифровой сейсмогеологической модели на примере программного комплекса Landmark / И. Ю. Хромова – М.:

2007. – 315 с.

99. Черданцев, Г. А. Перспективные зоны нефтегазонакопления в тарагайской свите верхней перми в юго-западной части Вилюйской синеклизы / Г. А. Черданцев, И. А. Кушмар, В. П. Семенов, Л. К. Яшенкова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15, № 3. – С. 7. – DOI 10.17353/2070-5379/31_2020.

100. Черданцев, Г. А. Перспективы нефтегазоносности верхнепермских отложений юго-западной части Вилюйской синеклизы на основе анализа обстановок осадконакопления и геохимических условий нефтегазоносности / Г. А. Черданцев, А. М. Жарков // Записки Горного института. – 2021. – Т. 251. – С. 698-711. – DOI 10.31897/PMI.2021.5.9.

101. Черданцев, Г. А. Условия осадконакопления тарагайской свиты верхней перми в юго-западной части Вилюйской синеклизы / Г. А. Черданцев, Ю. Ю. Бухаленкова, В. П. Семенов [и др.] // Геология нефти и газа. – 2020А. – № 5. – С. 55-73. – DOI 10.31087/0016-7894-2020-5-55-73.

102. Черданцев, Г. А. Уточнение перспектив нефтегазоносности пермских отложений южной части Вилюйской синеклизы / Г. А. Черданцев, В. П. Семенов // Новые идеи в геологии нефти и газа: Сб. науч. тр., Москва, 23–24 мая 2019 года. – М.: Изд-во "Перо", 2019. – С. 532-536.

103. Шатский, Н. С. Основные черты тектоники Сибирской платформы / Н. С. Шатский // Бюл. МОИП. Отд. геол. – 1932. – Т. 10, № 3/4. – С. 476–509.

104. Шатский, Н.С. Проблемы нефтеносности Сибири / Н.С. Шатский // Нефтяное хозяйство. – 1932А. – № 9. – С. 131-140.

105. Шурыгин, Б. Н. Стратиграфия юры Восточной Сибири (состояние изученности, основные проблемы и способы их решения) / Б. Н. Шурыгин, В. П. Девятов, В. А. Захаров [и др.] // Вестн. Госкомгеологии. – 2001. – № 1. – С. 112-139.

106. Эволюция южной части Сибирского кратона в докембрии / Под ред. Е. В. Складорова – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2006. – 367 с.

Фондовая литература

107. Изучение и корреляция разрезов глубоких скважин ЯАССР: отчет о научно-исследовательской работе / Граусман В. В., Винокуров В. Н., Савина Т. В., Барахтенко О. Г. – Якутск: ГПП «Якутскгеофизика» – 1991Ф.

108. Изучение разрезов глубоких скважин, расчленение и корреляция их с целью обеспечения стратиграфической основой нефтегазопроисковых работ в ЯАССР: отчет о научно-исследовательской работе / Граусман В. В., Жерновский В. П. [и др.] – Якутск: ПГО «Ленанефтегазгеология» – 1986Ф.

109. Изучение разрезов глубоких скважин, расчленение и корреляция их с целью обеспечения стратиграфической основой нефтегазопроисковых работ в ЯАССР: отчет о научно-исследовательской работе / Граусман В. В., Винокуров В. Н. [и др.] – Якутск: ПГО «Ленанефтегазгеология», трест «Якутскгеофизика» – 1989Ф.

110. Корреляция и изучение стратиграфии продуктивных отложений верхнего докембрия и фанерозоя нефтегазоносных районов Якутской АССР: отчет о научно-исследовательской работе / Граусман В. В., Жерновский В. П., Маренина Р. М. [и др.] – Якутск: ПГО «Ленанефтегазгеология» – 1983Ф

СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА

Рисунок 1 – Обзорная карта Сибирской платформы.....	5
Рисунок 2 – Схема расположения лицензионных участков (по материалам СНИИГГиМС, на декабрь 2024).....	23
Рисунок 3 – Схема фактического материала и изученности района исследования.....	24
Рисунок 4 – Стратиграфическая схема пермских отложений исследуемой части Вилюйской синеклизы [по: Голубева и др., 1980; Граусман и др., 1982; Граусман, Мейен, 1987; Фролов и др., 2019; Черданцев, Жарков, 2021]	28
Рисунок 5 – Литофациальная схема отложений верхней перми [по: Алексеев, 1991, Фролов и др., 2019, Черданцев, Жарков, 2021, с дополнениями и изменениями автора].....	29
Рисунок 6 – Стратиграфическая схема триасовых отложений исследуемой территории [по Решение..., 1981; Стратиграфия..., 2002]	31
Рисунок 7 – Литофациальная схема отложений неджелинской свиты [по: Казаков, 1989, Алексеев, 1991, Фролов и др., 2019, с дополнениями автора]	33
Рисунок 8 – Литофациальная схема отложений таганджинской свиты [по: Казаков, 1989, Алексеев, 1991, Фролов и др., 2019, с дополнениями автора].....	33
Рисунок 9 – Литофациальная схема отложений мономской свиты [по: Казаков, 1989, Алексеев, 1991, Фролов и др., 2019, с дополнениями автора]	34
Рисунок 10 – Стратиграфическая схема юрских отложений исследуемой территории [по: Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система..., 2000]	35
Рисунок 11 – Лито-фациальная схема отложений кызылсырской свиты [по Алексеев, 1991; Князев, Девятов, Шурыгин, 1991; Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская..., 2000, с дополнениями автора]	37
Рисунок 12 – Фрагмент тектонической карты Сибирской платформы [ред. Старосельцев В. С., СНИИГГиМС 2018]	41
Рисунок 13 – Сводный литостратиграфический разрез нефтегазоносного интервала осадочного чехла Вилюйской синеклизы	52

Рисунок 14 – Разрез продуктивных горизонтов Соболох-Неджелинского газоконденсатного месторождения [Тектоника..., 2001]	56
Рисунок 15 – Субширотный геолого-геофизический разрез через Хапчагайский мегавал [по: Ситников и др., 2015 с дополнениями]	58
Рисунок 16 – Сейсмический временной разрез по профилю 130202_2а. Пример корреляции и привязки отражающих горизонтов, выделения разрывных нарушений [Тахватулин, 2025А]	68
Рисунок 17 – Фрагмент сейсмического временного разреза по профилю 160812 в районе Нижнетюкянской площади. Пример выделения разрывных нарушений нижнего структурного этажа [Тахватулин, 2025Б, с дополнениями].....	70
Рисунок 18 – Фрагмент сейсмического временного разреза 190105. Пример выделения разрывных нарушений в восточной части района исследования [Тахватулин, 2025В].....	71
Рисунок 19 – Карта изохрон по ОГ F	72
Рисунок 20 – Карта изохрон по ОГ P_bot.....	72
Рисунок 21 – Карта изохрон по ОГ TP.....	73
Рисунок 22 – Карта изохрон по ОГ UT	73
Рисунок 23 – Карта изохрон по ОГ U2	74
Рисунок 24 – Карта изохрон по ОГ U	74
Рисунок 25 – Карта изохрон по ОГ K1	75
Рисунок 26 – Диаграмма зависимости время и глубина для ОГ P_bot.....	76
Рисунок 27 – Диаграмма зависимости время и глубина для ОГ TP	76
Рисунок 28 – Диаграмма зависимости время – глубина для ОГ UT.....	77
Рисунок 29 – Диаграмма зависимости время – глубина для ОГ U2	77
Рисунок 30 – Диаграмма зависимости толщины неджелинской свиты от толщины отложений триаса	78
Рисунок 31 – Диаграмма зависимости толщины тулурской свиты от толщины отложений триаса без неджелинской свиты.....	78
Рисунок 32 – Зависимость толщины таганджинской свиты от толщины отложений триаса без неджелинской свиты	79

Рисунок 33 – Схема расположения профилей межскважинной корреляции.....	91
Рисунок 34 – Схема корреляции по профилю I	92
Рисунок 35 – Схема корреляции по профилю II	93
Рисунок 36 – Схема корреляции по профилю III.....	95
Рисунок 37 – Схема корреляции по профилю IV	96
Рисунок 38 – Схема корреляции по профилю V	98
Рисунок 39 – Схема корреляции по профилю VI	99
Рисунок 40 – Положительные структуры над разрывными нарушениями древнего заложения, на фрагментах сейсмических временных разрезов: А – 160811, Б – 160813	102
Рисунок 41 – Геологический разрез западного сегмента Виллюйской палеорифтовой системы [по: Гайдук, 1988]	104
Рисунок 42 – Сейсмогеологический временной разрез по профилю 160812	105
Рисунок 43 – Структурная схема поверхности фундамента с выделенными структурами	107
Рисунок 44 – Структурная карта по подошве пермских отложений	111
Рисунок 45 – Структурная карта по кровле пермских отложений	112
Рисунок 46 – Карта толщин пермских отложений	113
Рисунок 47 – Структурная карта по кровле триасовых отложений.....	116
Рисунок 48 – Карта толщин триасовых отложений.....	117
Рисунок 49 – Структурная карта по кровле неджелинской свиты.....	118
Рисунок 50 – Карта толщин отложений неджелинской свиты.....	119
Рисунок 51 – Структурная карта по кровле таганджинской свиты	121
Рисунок 52 – Карта толщин отложений таганджинской свиты	122
Рисунок 53 – Структурная карта по кровле мономской свиты	123
Рисунок 54 – Карта толщин отложений мономской свиты	124
Рисунок 55 – Структурная карта по кровле сунтарской свиты (нижнеюрского нефтегазоносного комплекса).....	127
Рисунок 56 – Карта толщин отложений нижнеюрского нефтегазоносного комплекса (сунтарской и кызылсырской свит).....	128

Рисунок 57 – Структурная карта по кровле юрских отложений.....	129
Рисунок 58 – Карта суммарных толщин средне- и верхнеюрских отложений.....	130
Рисунок 59 – Структурная карта по кровле нижнемеловых отложений.....	134
Рисунок 60 – Карта толщин нижнемеловых отложений.....	135
Рисунок 61 – Структурно-тектоническая схема пермско-мезозойских отложений зоны сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы [по: Тахватулин, 2025В, с изменениями]	136
Рисунок 62 – Схема строения прогнозируемых ловушек углеводородов в пределах исследуемой территории	138
Рисунок 63 – Сейсмогеологические разрезы нефтегазоперспективных положительных структур: А – Олойской, Б – Быраканской	140
Рисунок 64 – Выклинивание: А – отложений триаса в западной части, Б – отложений перми в восточной части	143
Рисунок 65 – Схематичный геологический разрез с вероятными залежами углеводородов.....	144
Рисунок 66 – Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации ГИС пермского интервала (западная часть).....	146
Рисунок 67 – Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации ГИС пермского интервала (центральная и восточная части).....	147
Рисунок 68 – Карта распространения флюидоупоров над пермскими отложениями [по Тахватулин, 2025А с дополнениями]	149
Рисунок 69 – Карта перспективных зон и объектов пермских отложений.....	151
Рисунок 70 - Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации ГИС интервала неджелинской свиты.....	153
Рисунок 71 – Карта перспективных зон и объектов отложений неджелинской свиты.....	154
Рисунок 72 – Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации ГИС интервала таганджинской и мономской свит западной части исследуемой территории	156
Рисунок 73 – Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации	

ГИС интервала таганджинской и мономской свит северо-восточной части исследуемой территории	157
Рисунок 74 – Карта перспективных зон и объектов отложений нижнетриасового нефтегазоносного комплекса	159
Рисунок 75 – Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации ГИС интервала нижнеюрского нефтегазоносного комплекса в западной части исследуемой территории	160
Рисунок 76 – Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации ГИС интервала нижнеюрского нефтегазоносного комплекса в центральной части исследуемой территории	161
Рисунок 77 – Схема межскважинной корреляции с результатами интерпретации ГИС интервала нижнеюрского нефтегазоносного комплекса в северной части исследуемой территории	162
Рисунок 78 – Карта перспективных объектов отложений нижнеюрского нефтегазоносного комплекса [Тахватулин, 2025В с дополнениями]	164
Рисунок 79 – Карта сводных нефтегазоперспективных зон и объектов	166