

Санкт-Петербургский государственный университет
Институт наук о Земле

Балавина Евгения Леонидовна
Выпускная квалификационная работа

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПРИВЕРХОЯНСКОГО ПЕРЕДОВОГО ПРОГИБА**

Основная образовательная программа магистратуры
«Нефтегазовое дело»

Научный руководитель:
д.г.-м.н., проф. А.К. Худолей

(подпись руководителя)

« » _____ 2022

Рецензент:
к. г.-м.н. А.В. Прокопьев

Санкт-Петербург
2022

АННОТАЦИЯ

Тема работы «Геологическое строение и нефтегазоносность северной части Приверхоянского передового прогиба». Объект исследования: профиль 140304 северной части Приверхоянского передового прогиба.

Цель: структурная реконструкция региона для заверки потенциальных структурных ловушек. Основным методом исследования работы является построение сбалансированных разрезов.

Объем выпускной квалификационной работы 51 страница, включающие 21 рисунок. В работе 3 главы, было использовано 35 источника.

Перечень ключевых слов: ПРИВЕРХОЯНКИЙ ПЕРЕДОВОЙ ПРОГИБ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, РЕКОНСТРУКЦИЯ РАЗРЕЗА, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ, ОСАДОЧНЫЙ БАССЕЙН, НЕФТЕГЕНЕРАЦИЯ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ, СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА, ВЕРХОЯНСКИЙ КОМПЛЕКС, СБАЛАНСИРОВАННЫЙ РАЗРЕЗ.

The work theme is "Geological structure and oil and gas potential of the northern part of the Pred-Verkhoyansk foredeep." Object of study: profile 140304 of the northern part of the Pred-Verkhoyansk foredeep.

Purpose of the research work: structural reconstruction of the region to validate potential structural traps. The main method of research work is the construction of balanced sections.

The volume of research work is 51 pages, including 21 drawings. In the work of chapter 3, 35 sources were used.

Key words: PRED-VERKHOYANSK FOREDEEP, GEOLOGICAL STRUCTURE, SECTION RECONSTRUCTION, GEOLOGICAL DEVELOPMENT, SEDIMENTARY BASIN, OIL GENERATION, OIL AND GAS POTENTIAL, SIBERIAN PLATFORM, VERKHOYANSKY COMPLEX, BALANCED SECTION.

Содержание

АННОТАЦИЯ	2
ВВЕДЕНИЕ	4
Глава 1. Основные черты геологического строения северной части Приверхоянского передового прогиба	6
1.1 Физико-географический очерк	6
1.2 История геологической изученности	7
1.3 Стратиграфия	13
1.4 Тектоника	21
1.5 История геологического развития	25
1.6 Нефтегазоносность	26
Глава 2. Методика работы	31
Глава 3. Реконструкция разреза и формирование осадочного бассейна северной части Приверхоянского передового прогиба	35
3.1 Исходные данные	35
3.2 Реконструкция разреза и осадочного бассейна	36
3.3 Нефтегазоносность	43
Заключение	47
Список использованной литературы	48

ВВЕДЕНИЕ

Тема работы: «Геологическое строение и нефтегазоносность северной части Приверхоянского передового прогиба».

Актуальность работы заключается в недостаточной изученности геологического строения района и перспектива потенциальных ловушек углеводородного сырья.

Цель работы: структурная реконструкция региона для заверки потенциальных структурных ловушек.

Для достижения цели поставлены задачи:

- 1) сбор и изучение литературных данных по строению и нефтегазоносности региона;
- 2) сбор и изучение литературных данных по методике построения и балансировки разрезов;
- 3) реконструкция стратиграфического разреза по сейсмическим данным;
- 4) построение разрезов с использованием специализированных компьютерных программ;
- 5) выполнение линейной балансировки разреза и разработка схемы структурной эволюции региона с использованием специализированных компьютерных программ.

Изучение геологии краевых (передовых) прогибов имеет давнюю историю. Термин «краевой прогиб» был введен в научную литературу Н.С. Шатским в 1946 г., хотя впервые краевые прогибы были описаны им вместе с А.Д. Архангельским еще в 1933 г. [21]. Первая обобщающая работа по краевым прогибам была опубликована в 1959 г. Ю.М. Пушаровским [3], в которой были приведены их основные признаки:

- характерная форма (сильно вытянутые и узкие синклинальные прогибы, протягивающиеся на сотни и тысячи километров);
- асимметричное строение (крутое крыло, примыкающее к складчатой зоне и пологое – к платформе);
- состав отложений (в значительной мере это терригенные толщи, иногда угленосные или соленосные, меньше распространены мергели, еще реже – известняки, а вулканогенные породы отсутствуют или почти отсутствуют. Толщины отложений максимальны во внутренних частях прогибов с быстрым сокращением к внешним зонам);
- характер тектонических нарушений (более сложные и резкие дислокации распространены в той части краевых прогибов, которые примыкают к складчатой области. На крыльях, примыкающих к платформе, дислокации слабые и редкие, платформенного типа).

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы были рассмотрены геологическая характеристика северной части Приверхоянского передового прогиба, освоены специализированные компьютерные программы для работы по структурной и нефтегазовой геологии, проведены региональные работы: интерпретация региональной сейсмике, проведение структурной реконструкции в «Move», проанализированы полученные результаты.

Глава 1. Основные черты геологического строения северной части

Приверхоянского передового прогиба

1.1 Физико-географический очерк

Приверхоянский передовой прогиб расположен в восточной части Сибирской платформы и административно находится в пределах республики Саха (Якутия), протягивается от устья реки Лена до среднего течения реки Алдан, с восточной части ограничивается Верхоянским складчато-надвиговым поясом.

Приверхоянский передовой прогиб представляет собой отрицательную структуру, в строении которой принимает участие комплекс каменноугольных, пермских, триасовых, юрских и меловых отложений. Вдоль складчатых обрамлений Западного Верхоянья прогиб в субмеридиональном направлении протягивается примерно на 1400 км. Ширина прогиба изменяется от 40–50 км на южных и северных его участках и от 100 до 150 км в центральных частях.

На юге прогиб замыкается в районе среднего течения реки Алдана, на севере же, сужаясь, переходит в Лено-Анабарский прогиб. От Верхоянского складчато-надвигового пояса отделяется серией разломов, включающих надвиги и сдвиги. На западе в средней своей части он сливается с Вилюйской синеклизой с образованием на стыке глубокой впадины [1].

Обычно Приверхоянский передовой прогиб разделяют на три части: северную (Ленскую), центральную и южную (Алданскую), а также приплатформенную (внешнее крыло) и прискладчатую (внутреннее крыло) зоны прогиба [21].

В работе рассматривается северная часть Приверхоянского передового прогиба, которая представлена на государственных геологических картах масштаба 1:1 000 000 на листах R-51, R-52, Q-51 и Q-52 [7,8,9].

Границы северной части Приверхоянского передового прогиба проводятся условно и представляются следующим образом: западная граница проходит вдоль левого склона долины реки Лена; восточная граница - по разломам, ограничивающим Верхоянский складчато-надвиговый пояс; южная граница - условная граница с Вилюйской синеклизой и центральной частью прогиба; северная граница - с Лено-Анабарским прогибом (рис. 1.1).

Климат резко континентальный, зима суровая малоснежная продолжительностью около 8 месяцев. Среднегодовая температура -11°C . Снежный покров лежит с конца сентября по конец мая. Колебания температуры от -58°C в январе до $+35^{\circ}\text{C}$ в июле. Осадков в течение года выпадает до 200–400 мм. Для территории характерна многолетняя мерзлота мощностью до 600 м, под руслами рек Лена, Оленек, Муна имеются талики.

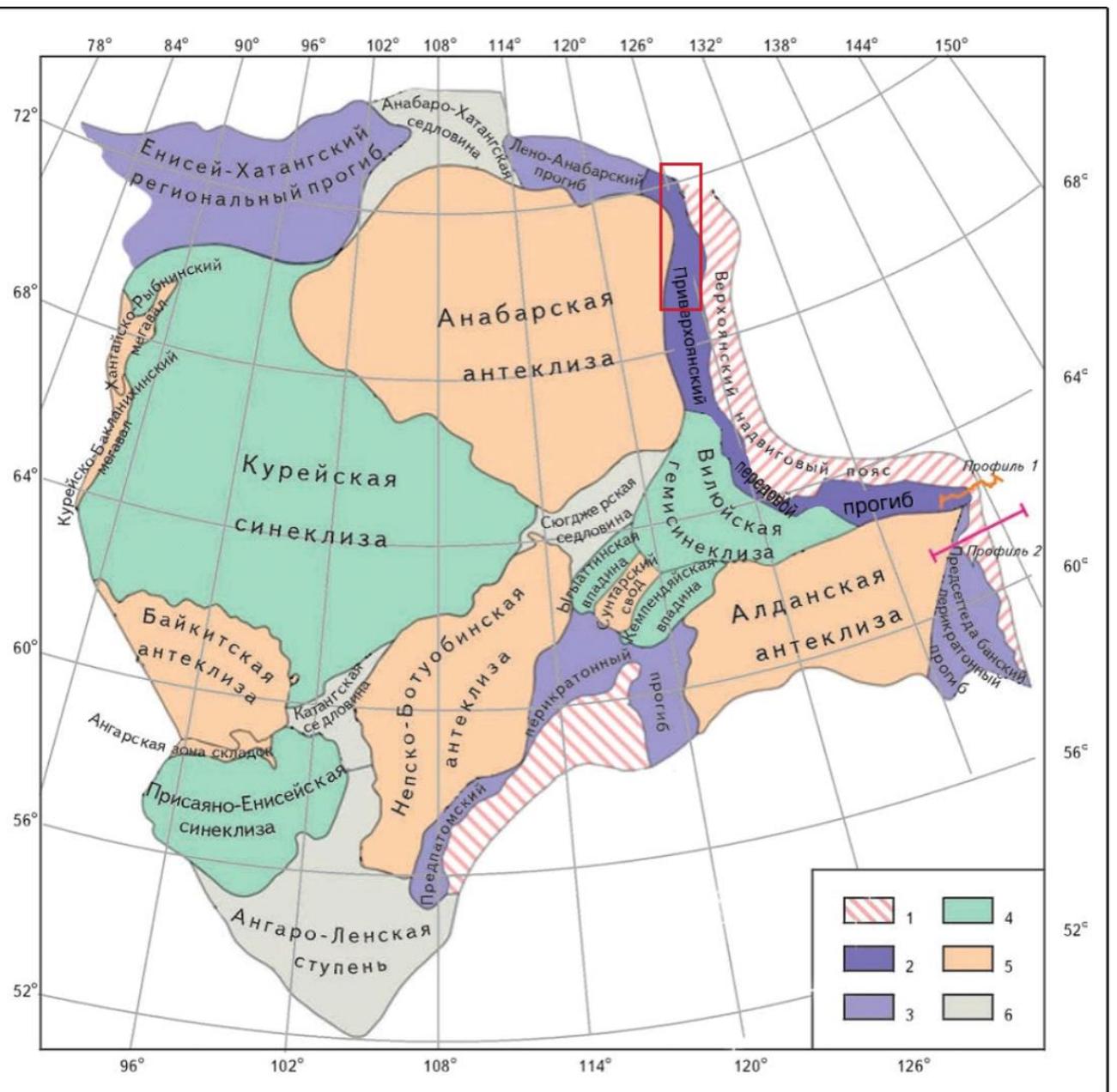


Рис. 1.1 Приверхоянский передовой прогиб на карте тектонического районирования Сибирской платформы [18]. Усл. обозначения: 1 – зона складчато-надвиговых дислокаций; прогибы: 2 – Приверхоянский передовой прогиб, 3 – перикратонные структуры: 4 – отрицательные, 5 – положительные; 6 – сочленяющие структурные формы.

1.2 История геологической изученности

Северная часть Сибирской платформы представляет собой совокупность территорий с большим нефтегазогенерационным потенциалом и неразведанными ресурсами. Одной из них является северная часть Приверхоянского передового прогиба.

Степень геолого-геофизической изученности территории северной части Приверхоянского передового прогиба (площадь составляет около 100 тыс. км²) довольно низкая. Плотность сейсмических профилей составляет 0,03 км/км², в пределах изучаемой

территории пробурено шесть скважин: Дьяпальская, Говоровская, Джарджанская, Алысардахская, Приленская, Бахынайская.

Приверхоянский передовой прогиб начали исследовать в конце 40-х-начале 50-х годов. На всей площади проведена геологическая съемка масштабом 1: 1 000 000, в 1947-1952 гг. на западной части территории, в 1956-1957 гг. на восточной части. В послевоенное время была проведена мелкомасштабная и среднемасштабная геологическая съемка в пределах перспективных на угли и нефть площадей. Начиная с конца 50-х годов систематической съемкой была охвачена вся площадь.

В 1951 году специалистами Якутского геологического управления была составлена программа геологоразведочных работ на нефть и газ. Приверхоянский передовой прогиб рассматривался наиболее перспективной территорией региона, затем следовали Предбайкало-Вилуйский региональный прогиб и Вилуйская синеклиза [5].

В 1956 году в центральной части Приверхоянского передового прогиба открыто Усть-Вилуйское газоконденсатное месторождение, а в 1961 году Собо-Хаинское газовое месторождение. Выполнение бурения параметрических скважин, а также проведение сейсморазведочных работ (МОГТ 2Д, кратность 6-12) в бассейне реки Соболах-Маян было выполнено в 1970-1980-е годы. По результатам данных работ открыть новые месторождения углеводородов не удалось, но были получены новые информативные геолого-геохимические данные, подтверждающие перспективность исследований верхнепалеозойско-мезозойских отложений северной части Приверхоянского передового прогиба [31].

В дальнейшем были проведены более детальные геологосъемочные работы. По результатам этих работ большие коллективы геологов проводили исследования. Значительная часть этих работ были обобщены в книге под редакцией Парфенова Л.М. и Кузьмина М.И. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия).

Изученность гравиметрическими, магниторазведочными и электроразведочными работами

После 1960 года в пределах прогиба были выполнены гравиметрические съемки которые были отработаны в системе пунктов первого и второго классов ИФЗ АН СССР. Для более ранних съемок исходными пунктами брались маятниковые пункты, созданные в 1944-1947 годы Лено-Хатангской экспедицией. Во всех партиях опорная сеть третьего класса создавалась по методике однократных и многократных наблюдений одним или несколькими гравиметрами, а также по методике с повторением. Плановая привязка гравиметрических точек производилась на основе топографических карт масштаба 1: 100 000 (мелкомасштабные

съемки) или путем привязки к пунктам триангуляции с помощью теодолитных и тахеометрических ходов (крупномасштабные съемки). Приверхойнская площадь покрыта съемкой масштаба 1:1 000 000, частично съемка проведена в масштабе 1:500 000 и 1:200 000 и на локальных участках в масштабе 1:100 000 (Рис 1.2). Работы производились Якутским территориальным геологическим управлением (ЯТГУ), трестом «Арктикразведка». Результатом проведенных работ стало понимание, что региональные аномалии отражают поведение поверхности кристаллического фундамента, локальные аномалии обусловлены как структурами осадочного чехла, так и неоднородностями кристаллического основания.

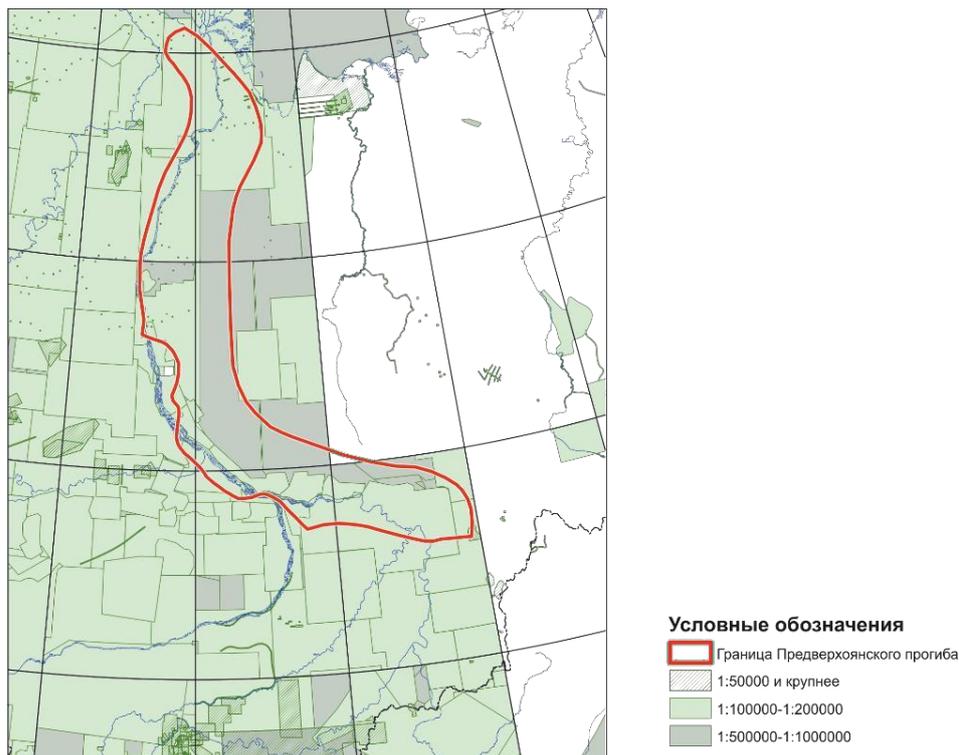


Рис 1.2 Выкопировка из схемы изученности гравиметрическими работами, Жуков К.А., НФ «ВНИГНИ», 2018 г [31].

В пределах Приверхойнского передового прогиба магниторазведочные работы проведены в масштабе 1: 1 000 000, 1: 500 000, на 85% площади территории (Рис 1.3). Кроме того, проведены работы масштаба 1: 50 000, 1: 200 000. В 1948-1960 годы партиями Якутского территориального геологического управления, треста «Арктикразведка», Всесоюзным аэрогеологическим трестом (ВАГТа) проведена аэромагнитная съемка масштаба 1: 200 000. В результате проведенных работ установили, что магнитное поле исследуемого района отличается повсеместной высокой дифференцированностью. Кроме того, закартировано большое количество нарушений, как в фундаменте, так и в осадочном чехле. В результате

анализа магнитных, гравиметрических и сейсмических материалов был сделан вывод, что большинство локальных перспективных на выявление углеводородов структур чехла, выделенных сейсморазведкой, расположено в зоне пересечения разрывных нарушений фундамента и положительных локальных гравитационных аномалий [31].

С 1959 года аэрогеофизические работы, сопровождаемые наземными исследованиями, были проведены Амакинской экспедицией. В пределах зон выявленных аномалий проводились опытные детальные работы по гравиразведке и электроразведке. Амакинской экспедицией ЯТГУ в 1967 и 1971 годы подготовлены Государственные карты аномального магнитного поля СССР масштабом 1:200 000 и 1: 1 000 000 по листам R-50, R-51, и R-52 и объяснительные записки к ним. В этом же году (1959 г.) той же экспедицией проведены аэрогеофизические работы масштаба 1:25 000. Данные работы сопровождались наземными исследованиями. Ставились опытные работы по гравиразведке и электроразведке на выявленных территориях аномалий [31].

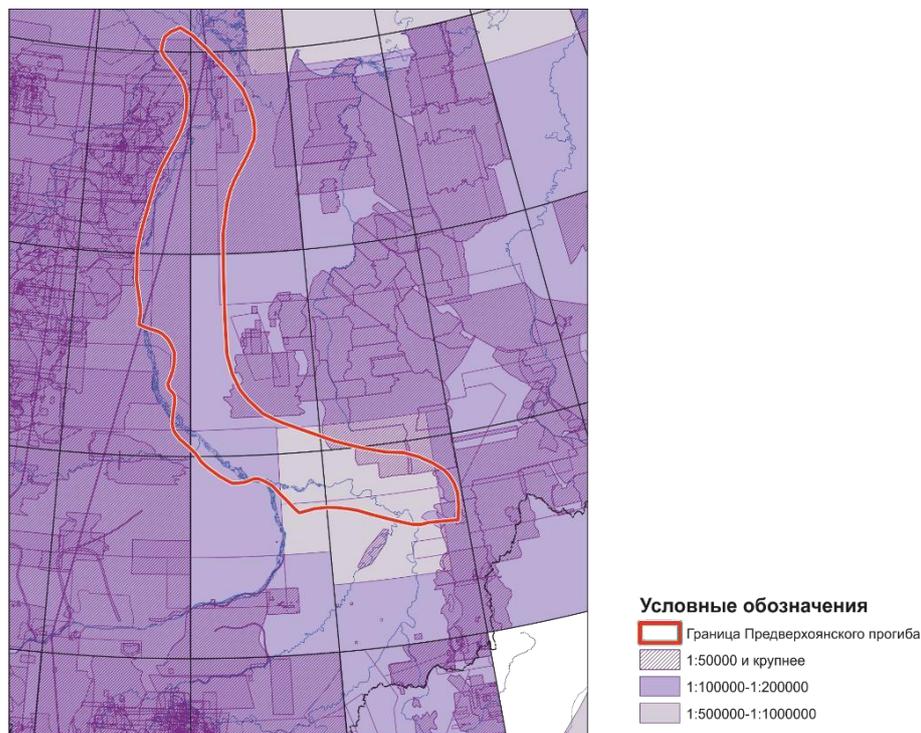


Рис 1.3 Выкопировка из схемы изученности магниторазведочными работами, Жуков К.А., НФ «ВНИГНИ», 2018 г [31].

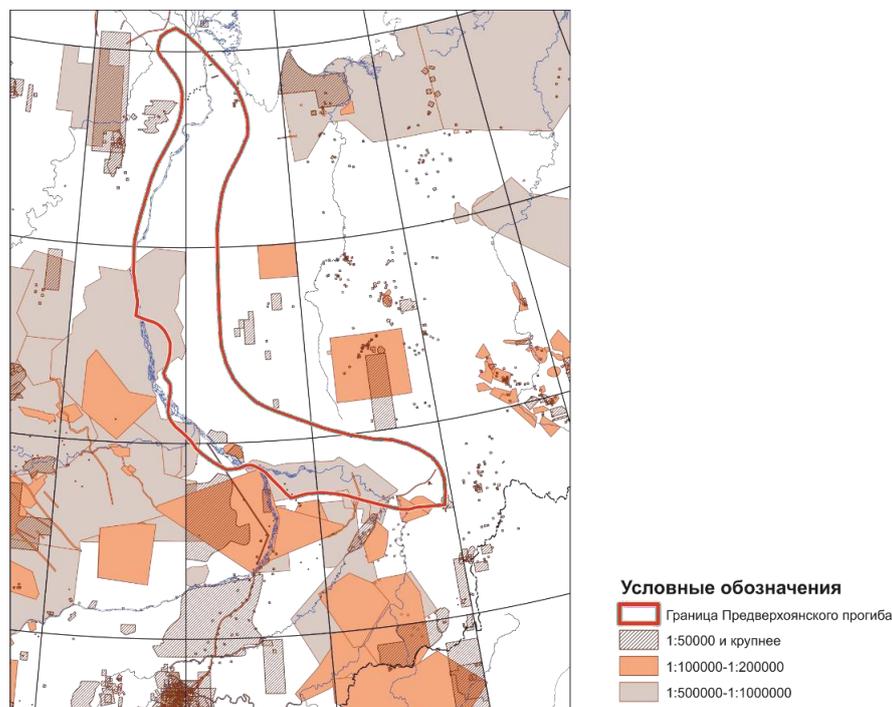


Рис 1.4 Выкопировка из схемы изученности электроразведочными работами, Жуков К.А., НФ «ВНИГНИ», 2018 г [31].

Электроразведочные работы на Приверхоянской площади выполнены в модификациях МТЗ, ЗСБ и ГМТЗ. Работы в пределах прогиба выполнялись лишь на небольшой территории в западной части масштаба 1:1 000 000 и в южной части масштаба 1:500 000 (рис 1.4). Выполненные работы позволили получить общее представление о строении поверхности фундамента и осадочного чехла [31].

Изученность сейсморазведочными и буровыми работами

По результатам работ, выполненных в 1950-х годах, была построена схематическая структурная карта масштаба 1:100 000. В конце 1970-х- начале 1980-х годов началось изучение методом МОГТ. Первые результаты были представлены в виде структурных карт по основным отражающим горизонтам юрских и меловых отложений [22].

В северной части Приверхоянского передового прогиба в 2014-2016 гг. проведены сейсморазведочные работы МОГТ 2Д (рис 1.5). Анализ и геологическая интерпретация данных материалов позволила существенно уточнить геологическую модель изучаемого прогиба: уточнено тектоническое строение рассматриваемого прогиба, уточнены границы зон распространения кембрийских отложений, а также геологическая модель Кютингдинского грабена, изучение которого имеет огромное значение при оценке нефтегазоперспективности северной части Приверхоянского передового прогиба [31].

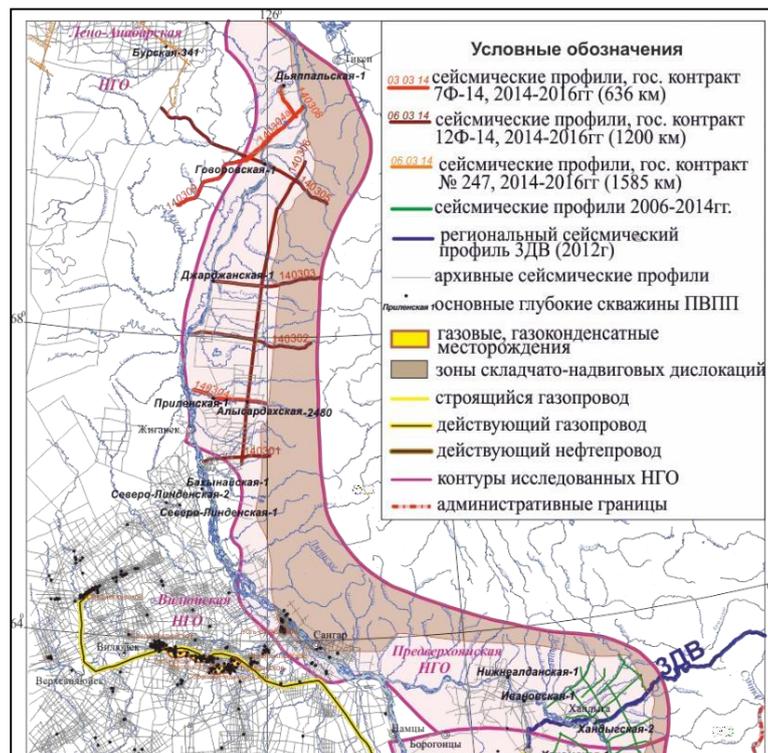


Рис 1.5 Схема изученности Приверхоянского прогиба сейсморазведкой и бурением.
Масштаб: использована карта 1:1000 000 [31].

На сегодняшний день в северной части прогиба плотность сейсмических работ составляет около 0,03 пог.км/км². Объем ранее проведенных сейсморазведочных работ МОВ и МОГТ (1950-1980 гг.) составляет 1850 пог.км, сейсморазведочные работы МОГТ 2Д 2014-2016 гг. - 1600 пог.км.

На территории северной части Приверхоянского передового прогиба в 1962 году ПГО «Ленанефтегазгеология» было выполнено бурение опорной скважины Джарджанская-1, а в 1970-1980-е годы пробурены четыре параметрические скважины: Алысардахская-2480, Приленская-1, Говоровская-1, Дьяпальская-1 (рис 1.5). Плотность бурения северной части Приверхоянского передового прогиба составляет 0,1 м/км². В результате бурения скважин были получены новые данные о строении и составе мезозойских и палеозойских отложений. Промышленных притоков углеводородов в скважинах не получено.

Геолого-геофизическая изученность северной части Приверхоянского передового прогиба остается очень низкой. Для завершения регионального этапа геологоразведочных работ необходимо повысить плотность геолого-геофизической изученности исследуемого района и пробурить ряд скважин [31].



Рис 1.6 Схема расположения сейсмических профилей 2014-2016 гг. на геологической карте масштаба 1:1 000 000

1.3 Стратиграфия

История геологического развития северной части Приверхоянского передового прогиба, сформировавшейся на месте верхнепалеозойского-нижнемезозойского перикратонного

опускания, непосредственно связана с развитием пассивной (верхоянской) окраины Сибирского палеоконтинента, где развиты отложения позднего докембрия и фанерозоя, суммарная мощность которых превышает 10-12 км в наиболее прогнутых участках [3].

В нижней части осадочного чехла (рифей - средний палеозой) преобладают карбонатные отложения. В позднем рифее и в среднем палеозое отмечалась магматическая активность. В позднепалеозойско-юрское время накапливались мощные отложения верхоянского комплекса (переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов). Формировались эти отложения в условиях мелководья на обширном шельфе шириной свыше 500 км [12].

На территории северной части Приверхоянского передового прогиба и смежных регионах вскрыты образования архея и нижнего протерозоя, отложения рифея, венда, кембрия, девона, карбона, перми, триаса, юры, мела, палеогена, неогена и четвертичные отложения. Мощная толща терригенных отложений от каменноугольных (визе) до юрских известна под названием «верхоянский комплекс» [9].



Рис. 1.7 Корреляционный литологический разрез по профилю Алысардахская 2480 – Приленская 1 [5].

Фундамент

Фундамент в местах выхода на дневную поверхность (бассейн рек Молодо и БуорЭйэжит), а также в Джарджанской опорной скважине представлен метаморфизованными

сланцами и песчаниками раннего протерозоя. Состав фундамента относительно однородный, представлен нижнепротерозойскими образованиями. На большей части внешнего крыла прогиба залегание кристаллического фундамента не превышает 2—4 км. Наибольшая глубина (согласно геолого-геофизическим данным 2014-2016 гг. - до 15 км) отмечается в краевой части прогиба [31].

ДОВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИЙ ОСАДОЧНЫЙ ЧЕХОЛ

По характеру распространения и составу доверхнепалеозойских осадочных образований в пределах описываемого региона можно выделить три зоны.

Северная зона, в пределах которой развиты терригенные и карбонатные, рифейские, вендские и кембрийские отложения, располагается севернее Кютюнгинского грабена. Суммарная мощность этих отложений не превышает 1800 м в своде Оленекского поднятия и резко увеличивается при движении на восток (на Туорасисской выступе мощность видимой части разреза рифея, венда и кембрия 3,7 км).

В средней зоне — в зоне Кютюнгинского грабена — мощность доверхнепалеозойского осадочного чехла, судя по геофизическим данным, постепенно возрастает в восточном направлении. Помимо раннекембрийских — нижнепалеозойских образований, возможно присутствие в разрезе и девонских пестроцветных и гипсоносных отложений, которые установлены на западном крыле Верхоянского мегантиклинория в междуречье Джарджан — Ага-Кукан (атырканская и артыганская свиты).

В южной зоне (южнее Кютюнгинского грабена), в отличие от первых двух зон, по-видимому, на значительной части территории доверхнепалеозойские отложения отсутствуют и терригенные отложения верхнего палеозоя залегают непосредственно на кристаллическом фундаменте. На Мунском сводовом поднятии суммарная мощность рифея - кембрия не превышает 1—1,5 км; в сторону внутренней зоны прогиба она сокращается до полного выклинивания.

Широкое развитие пермских отложений в складчатой зоне и полоса их выходов вдоль восточного склона Сибирской платформы от бассейна р. Молодо на север свидетельствует о вероятном наличии пермских отложений на всей прилегающей территории прогиба.

В самой северной части рассматриваемой территории, на северо-восточном склоне Оленекского поднятия мощность пермских отложений составляет 340 м, а на западных крыльях Чекуровской и Булкурской антиклиналей — 400-450 м, несколько южнее, по р. Чубукулах, мощность пермских отложений уже достигает 1200 м, а на правом берегу р. Лены, ниже о. Тит-Ары - 1700 м.

Рифей

Отложения являются нижним структурным ярусом осадочного чехла и с размывом залегают на фундаменте. В позднем рифее-раннем венде отложения рифея на значительной площади были размыты. В пределах Приверхоянского передового прогиба рифейские отложения изучены фрагментарно, известны в пределах Хараулахского поднятия в приустьевой части реки Лена. На территории в рифее выделяются такие свиты, как уктинская, эсэлахская, нэлэгерская и сиэтачанская [5].

В верхней части **Уктинская** свита представлена песчаниками и алевролитами с прослоями доломитов, основание свиты не вскрыто, мощность составляет более 150 м. **Эсэлахская** свита представлена доломитами, в средней части известняками, часто строматолитовыми и битуминозными, мощность составляет около 400 м. **Нэлэгерская** свита несогласно перекрывает породы эсэлахской свиты и представлена доломитами и известняками тонкообломочными и интракластовыми, часто окремненными, мощностью около 150 м (без учета прорывающих ее силлов). **Сиэтачанская** свита сложена чередованием известняков, доломитов и пестроцветных мергелей и аргиллитов, общая мощность составляет до 320 м [27].

Согласно данным изотопной стратиграфии и Pb-Pb датирования карбонатов, уктинская и эсэлахская свиты относятся к верхнему рифею, тогда как нэлэгерская и сиэтачанская свиты могут относиться уже к венду [13].

Венд

В пределах северной части Приверхоянского передового прогиба выделяются породы **хатыспытской** свиты которые относятся к вендским отложениям. Свита представлена двумя подсвитами: терригенная нижняя (до 25 метров) и карбонатная верхняя (до 50 метров). В составе хатыспытской свиты, ранее выделенной в обнажениях Оленекского поднятия, известны темноцветные глинистые известняки, обогащенные органическим веществом.

В пределах Хараулахского поднятия выделяется **хараютехская** свита, мощность которой составляет около 450 м. Низы хараютехской свиты сложены песчаниками и алевролитами, а в основании предполагается перерыв и размыв. Большая часть свиты представляет собой различные доломиты и известняки. Каких-либо значимых органических остатков в отложениях не найдено [31].

Туркутская свита сложена преимущественно доломитами. Отложения свиты формировались в мелководном морском бассейне при нормальной и повышенной солености, о чем свидетельствуют горизонты кавернозных пород и брекчий выщелачивания. В отложениях свиты обнаружены мелкораковинные остатки *Cambrotubus* sp., *Anabarites* sp [13].

Кембрийская система

В виду того, что в пределах северной части Приверхоянского передового прогиба данные о распространении отложений требует дополнительного проведения сейсморазведки и бурения, о строении кембрийских отложений на изучаемой территории можно судить лишь по смежным разрезам южного склона Анабарской антеклизы, Оленекского и Мунского сводов и северных отрогов Верхоянских гор – хребта Туора-Сис (Булкурской и Чекуровской антиклиналей).

Структурный план кембрийского палеобассейна изучаемой территории не является унаследованным современным тектоническим структурам, он практически совершенно отличен – с наличием единого, открывающегося на восток, гигантского Куонамского бассейна.

Наиболее значимая в районе рассматриваемой площади является **куонамская свита**, охарактеризованная породами с повышенным содержанием органического вещества. Свита имеет широкое распространение на всей территории восточной части Сибирской платформы. Сложена черными битуминозными известняками, сланцами и кремнистыми породами. Стратиграфический интервал свиты распространяется от низов ботомского яруса нижнего кембрия до верхов амгинского яруса среднего кембрия. Они содержат огромное количество разнообразных остатков кембрийской биоты (трилобиты, брахиоподы, мелкораковинная фауна и др.) и являются уникальным объектом как для палеонтологических исследований, так и для изучения геохимии органического и минерального вещества [14].

Кембрийские отложения залегают без перерыва на вендских. Они имеют карбонатный состав с (известняки, доломиты, мергели) с прослоями алевролитов и аргиллитов. Среди карбонатов встречаются органогенные (водорослевые постройки), органогенно-обломочные и глинисто-битуминозные разности. Средние мощности кембрийских отложений достигают более 1 км [25].

В северной части Приверхоянского передового прогиба, в разрезе скважины Дьяппальская-1 установлены кембрийские породы. Преобладающими в составе кембрия являются глинистые (в разной степени) известняки. Прослоями присутствуют мергели и, в нижней части кембрийского разреза находятся прослойки песчаников и алевролитов. Кембрийские отложения в скважине Дьяппальская-1 имеют мощность 890 м [31].

ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИЙ ОСАДОЧНЫЙ ЧЕХОЛ

Верхоянский складчато-надвиговой пояс сформировался на месте погруженной пассивной окраины Сибирского палеоконтинента. Происхождение верхоянского комплекса связано с выносом крупными реками обломочного материала с центральной части континента

в бассейн на его периферии, далее шла переработка этого материала на шельфе, перемещение по подводным каньонам и далее отложением в глубоководных конусах выноса на материковом подножии. В результате такого процесса был сформирован сложный проградационный комплекс осадков, которые включали в себя дельтовые и шельфовые отложения, турбидиты и контуриты [20].

Каменноугольная и пермская системы

Верхнепалеозойские отложения (каменноугольные и пермские) в пределах предгорных прогибов северо-востока Сибирской платформы накапливались в прибортовой зоне крупного палеобассейна; при этом пермские отложения согласно перекрывают каменноугольные или с несогласием залегают на отложениях кембрия и более древних. Расчленение верхнепалеозойских отложений основано на выделенных комплексах микрофауны, палинологических данных и флоре. В Приверхоянском передовом прогибе накапливались преимущественно пермские толщи. Отложения пермской системы большой мощности выходят на дневную поверхность в зоне сочленения Приверхоянского передового прогиба и Верхоянской складчатой области. Однако, на территории прогиба они изучены очень слабо и, судя по данным бурения параметрических скважин, распространены фрагментарно. Например, в разрезе скважины Приленская-1 пермские отложения не выделяются. Здесь триасовые отложения залегают с большим размывом на породах кристаллического фундамента. В разрезах западного склона Верхоянского хребта в пермских отложениях наряду с морскими и прибрежно-морскими толщами широко распространены прибрежно-континентальные угленосные отложения, в которых отмечается как морская фауна, так и флора.

В тех случаях, когда пермские толщи были установлены, они были представлены переслаивающимися светло-серыми, полимиктовыми песчаниками и серыми слюдистыми алевролитами. В подчиненном количестве находятся прослои черных, иногда углистых аргиллитов. Толщины пермских отложений достигают 200 м [31].

МЕЗОЗОЙСКИЙ ОСАДОЧНЫЙ ЧЕХОЛ

Триасовая система

Триасовые отложения с размывом залегают на пермских отложениях. В северной части Приверхоянского передового прогиба нижнетриасовые отложения сложены преимущественно переслаивающимися аргиллитами и алевролитами, мощность достигает 500 м.

Оленекский ярус, являющийся наиболее регионально прослеживаемым в пределах Чекуровской антиклинали представлен циклическим чередованием средних песчаников и

мелко-зернистых, с крупной и мелкой косою одно- и разнонаправленной слоистостью центральной части дельты. Вверх по разрезу идет смена на крупнозернистые алевролиты с косою выполаживающейся слоистостью периферической части дельты. Наблюдается четыре крупных цикла. Общая мощность дельтовых отложений составляет 250 м. На соседней территории в Куларской зоне в среднем течении р. Яны в нижней части оленекского яруса залегает маркирующий пласт известняков глинистых, темно-серых, битуминозных, с фауной, обогащенных органическим веществом сапропелевого ряда мощностью 20 м. Накопление оленекского яруса происходило в глубоководных условиях [31].

Бегиджанская серия (средний и низы верхнего триаса) сложена песчаниками с прослоями алевролитов и грубообломочных пород. Представлена на соседней Усть-Виллюйской площади.

Юрская система

На территории Приверхоянья нижнеюрские отложения представлены толщей неравномерного переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщины отложений с севера до центральной части прогиба изменяются от 350 до 700 м.

Среднеюрские отложения в северной части прогиба имеют двухчленное строение – нижняя часть алевролито-глинистая и алевролито-песчаная верхняя. Толщины не превышают 300 м. В районе междуречья Джарджан – Ундюлюнг мощность отложений возрастает до 800 м. В направлении к центральной части прогиба она вновь сокращается до 300 м.

В северной части прогиба верхнеюрские отложения представлены алевролито-глинистой толщей с редкими прослоями песчаников. Толщины достигают 300 м. При этом до широты бассейна реки Джарджан разрез представлен морскими фациями [31].

Меловая система

Меловые отложения в настоящее время не рассматриваются в качестве перспективных. Образования нижнемелового возраста представлены мощной толщей (до 1100 м) переслаивающихся песчаников, алевролитов, аргиллитов с пластами и прослоями углей. Верхнемеловой комплекс отложений, достигающий 400-500 м толщины, слагают терригенные (преимущественно песчаные) породы [31].

КАЙНОЗОЙСКИЙ ОСАДОЧНЫЙ ЧЕХОЛ

Кайнозойские отложения на территории прогиба практически бесперспективны в отношении нефтегазоносности. Большая их часть находится в рыхлом, не литифицированном состоянии [31].

В работе рассмотрены разрезы по скважинам Алысардахская 2480 , Приленская 1 (рис. 1.7).

1.4 Тектоника

В тектоническом отношении рассматриваемая территория представляет собой сложно построенный прогиб, наложенный на северо-восточную окраину Сибирской платформы. От центральной части Приверхоянского передового прогиба северная ветвь отделена Жиганско-Юндюлюнгским поперечным поднятием, образованным сопряженными Мунским сводовым поднятием и Юндюлюнгским выступом основания прогиба. Северная граница с Лено-Анабарским прогибом проводится по Атырканскому порогу, западная - условно чаще всего проводится по линии современного распространения юрских отложений. Структурно же она фиксируется по появлению большого количества параллельных разрывных нарушений, по которым происходит постепенное ступенчатое погружение восточных блоков.

Граница с Верхоянским складчато-надвиговым поясом выражена более отчетливо. В современном структурном плане сочленение прогиба и складчато-надвигового пояса — это сложно построенная зона разломов [19]. Сочленение прогиба и антиклинория происходит по крупным зонам надвигов, по которым верхнепалеозойские образования западного сектора Верхоянского складчато-надвигового пояса контактируют с мезозойскими отложениями передового прогиба. В зоне сочленения иногда (междуречье Соболах-Маян — Менгкере) прослеживается крутая флексура, срезанная надвинутыми верхнепалеозойскими отложениями, которая часто называется «краевой моноклиалью». В пределах этой моноклинали слои испытывают резкое погружение (60—80°) в сторону прогиба и на незначительном расстоянии (первые километры) происходит погружение триасовых и юрских отложений под нижнемеловые. Эта структура, по-видимому, представляет собой западное крыло срезанной надвигом линейной антиклинальной складки субмеридионального (верхоянского) простирания зоны сочленения прогиба с мегантиклинорием. Подобные структуры прослеживаются непосредственно севернее, в междуречье Ньолон—Джарджан [7].

КРИСТАЛЛИЧЕСКИЙ ФУНДАМЕНТ

Широкое развитие в теле кристаллического фундамента разломов различного времени заложения, по которым в разные периоды геологической истории происходили дифференцированные движения отдельных блоков, предопределило современную структуру региона. Блоки фундамента ограничены, видимо, поперечными и диагональными (чаще всего северо-западного простирания) разломами, которые иногда фиксируются по магнитным аномалиям, обусловленным внедрившимися по разломам интрузиями [27].

Так, по гравиметрическим данным, от устья р. Менгкере в юго-восточном направлении прослеживается глубокий желоб, выполненный, по-видимому, доюрскими терригенными отложениями. На основании гравиметрических измерений глубина залегания подошвы терригенного комплекса здесь изменяется на протяжении 100 км от 2000 м в северо-западной части до 5200 м в юго-восточной [27].

На большей части приплатформенного крыла прогиба залегание кристаллического фундамента не превышает, по-видимому, 2—4 км. Наибольшая глубина (до 10 км и более) предполагается в Собопольской впадине.

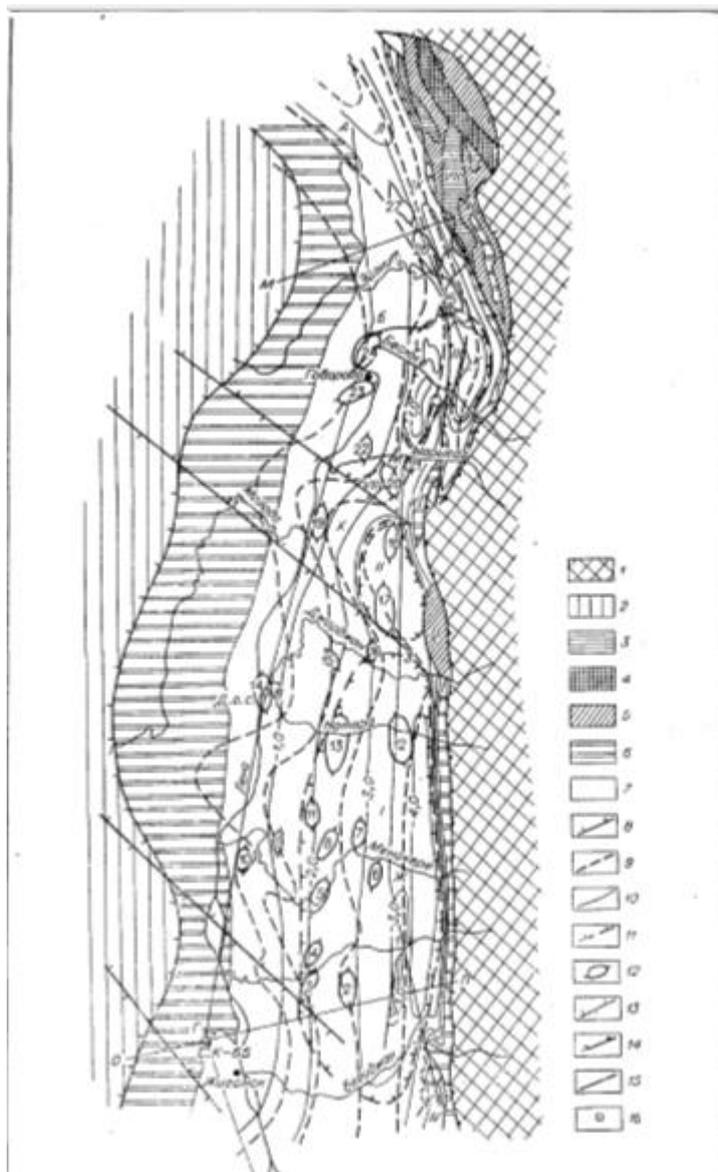


Рис. 1.8 Структурно-тектоническая схема северной части Приверхойнского передового прогиба [27].

ВЕРХНИЙ СТРУКТУРНЫЙ КОМПЛЕКС

С востока Сололийское сводовое поднятие, существовавшее здесь в нижнем и среднем палеозое, ограничивалось конседиментационным разломом. В пределах поднятия в течение этого периода накапливались осадки меньшей мощности по сравнению с прилегающими территориями (рис. 1.9, 1.10) [8].

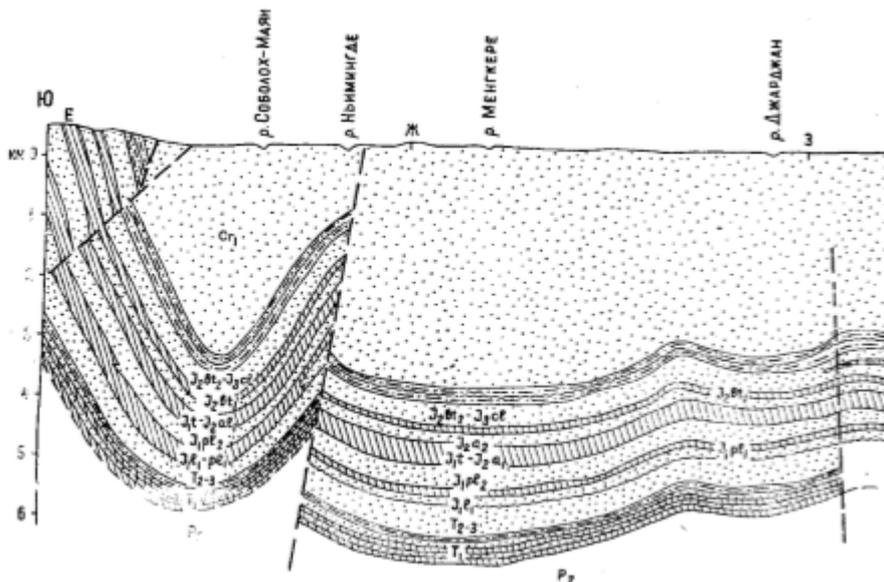


Рис. 1.9 Схематический профиль по прилегающей к складчато-надвиговому поясу северной части Приверхоянского передового прогиба [27].

Усл. обозначения: 1 — преимущественно песчаниковые толщи; 2 — алеврито-глинистые толщи; 3 — песчано-алевритовые толщи; 4 — верхнедокембрийские — нижнепалеозойские отложения.

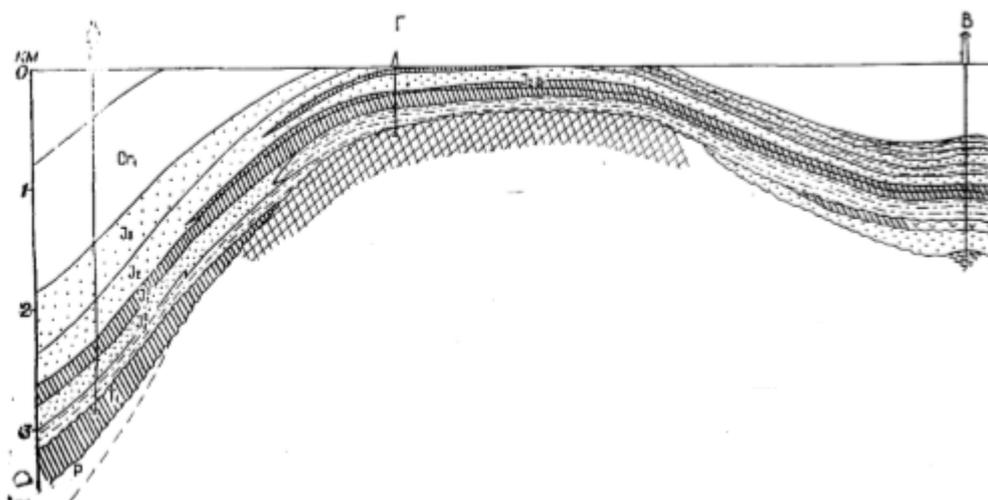


Рис. 1.10 Схематический профиль по приплатформенному крылу северной части Приверхоянского передового прогиба [27]

В поперечном сечении Приверхоянский передовой прогиб имеет ступенчатое строение. По данным гравиметрической съемки, в бассейнах рек УлаханТирехтях, Натара, Огонер-Юряге на расстоянии примерно в 50 км с запада на восток происходит снижение значений силы тяжести на 60—70 мгл, обусловленное в первую очередь увеличением мощностей осадочного чехла. Анализ мощностей меловых и юрских отложений, вскрывающихся по рекам Соболах-Маян и Менгкере, показывает, что мощности юрских и меловых отложений в осевой части прогиба и в «краевой моноклинали» достаточно близки; в первую очередь, это характерно для юрских отложений (мощности средней и верхней юры на восточном крыле Соболах-Маянской антиклинальной структуры 1020 м, мощность этих же отложений в «краевой моноклинали» по р. Соболах-Маян 1050—1150 м). Нарастивание мощностей терригенных отложений в пределах осевой зоны прогиба происходит за счет верхнепалеозойских, триасовых и меловых отложений [27].

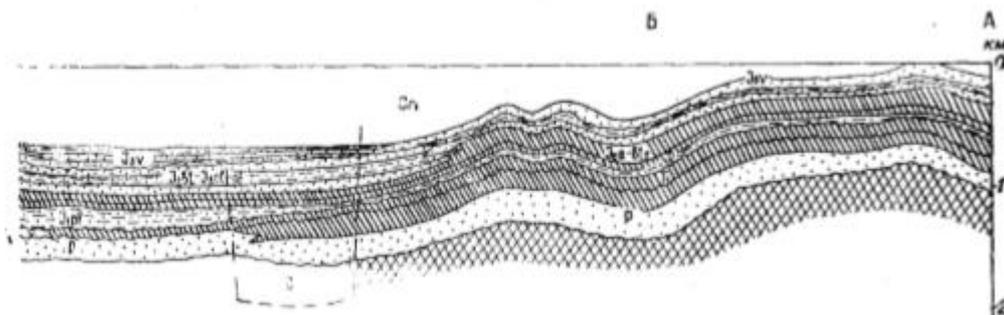


Рис.1.11 Поперечное сечение северной части Приверхоянского передового прогиба [27]

В северной части региональный флексурный перегиб, расположенный в осевой части прогиба и связанный с глубинным разломом проявляется в ряде мест на поверхности по рекам Эбитэм, Бэрис, Тикээн, Симчирээн и др., где в однообразной толще нижнемеловых угленосных пород наблюдаются многочисленные разрывные нарушения. Распределение мощностей и фаций верхнепалеозойских и мезозойских отложений вероятно контролируется конседиментационными разломами, наличие которых подтверждается и геофизическими материалами. В этом районе на долготе 125° происходит изменение характера магнитного поля — западнее аномалии имеют в основном платформенное, северо-западное простирание, а восточнее этой долготы направленность их почти субмеридиональная [27].

Асимметричность строения прогиба обуславливает выделение внешнего и внутреннего крыльев. Внешнее, приплатформенное крыло, занимающее по площади большую часть прогиба, имеет значительно меньшие, по сравнению с внутренним, мощности верхнего палеозоя и мезозоя и пологое моноклинальное падение пород к осевой части прогиба.

Внешнее крыло прогиба осложнено складками и разрывными нарушениями, пространственное расположение которых часто находится в связи со структурным планом доверхнепалеозойского основания прогиба. Структуры внешнего крыла чаще изометричной (брахиантиклинальной) формы, иногда с гребневидным поперечным профилем. Размеры складок до 40—50 км по длинной оси, при амплитудах от первых десятков до 300 м. Ориентировка складок параллельна оси прогиба; ближе к осевой части прогиба складки иногда расположены под углом к общему простиранию прогиба. Углы падения на крыльях от 2-4° до 10°, реже 16°.

Узкое внутреннее крыло ограничено с запада и востока разрывными нарушениями. В его пределах резко возрастает мощность верхнепалеозойских — мезозойских отложений (мощность мезозойских отложений превышает 6 км). Осложнено оно, в основном, линейными складками верхоянского простирания с крутыми углами (до 80°) наклона крыльев, с амплитудой до 1000 и более метров.

В северной части Приверхоянского передового прогиба выделяются Собопольская, Джарджанская и Булунская впадины, разделенные относительно приподнятыми поперечными поднятиями, которые образованы выступами мезозойского основания прогиба и сопряженными с ними положительными структурами на восточной окраине Сибирской платформы. В пределах этих поперечных поднятий мощности мезозоя, по сравнению с прилегающими впадинами, сокращены, главным образом за счет нижнемеловых отложений.

1.5 История геологического развития

Приверхоянский прогиб обрамляет Сибирскую платформу с востока и северо-востока. Он возник как передовой прогиб Верхоянского складчато-надвигового пояса в позднеюрскую эпоху и развивался до конца мелового периода [23]. В процессе его развития в прогибание вовлечена и краевая часть Сибирской платформы.

В рифейское и раннепалеозойское время восточная окраина Сибирской платформы представляла собой мелководную шельфовую часть древней пассивной окраины. В это время накапливалась куонамская свита, которая рассматривается как одна из основных нефтегазоносных свит, богатая органикой и распространенная по всей северной окраине Сибирской платформы.

Произошедший в позднем девоне – раннем карбоне рифтогенез привел к существенному изменению структуры этой окраины, что нашло отражение в составе и мощности осадков [24].

Терригенные породы верхоянского комплекса образуют гигантскую осадочную линзу мощностью 15-20 километров каменноугольных, пермских, триасовых, юрских отложений.

В карбоне-перми основной областью аккумуляции был морской бассейн, начинал накапливаться верхоянский комплекс, отложения которого были представлены речными дельтами и подводными конусами выноса (турбидные потоки).

Вблизи современного сочленения Верхоянского складчато-надвигового пояса с Приверхоянским передовым прогибом в состав данных отложений входили отложения речных выносов в море и примыкавших к ним шельфовых равнин с шельфовыми западинами (на севере и юго-западе) и отложения турбидитных потоков в морском бассейне котловинного типа (на северо-востоке). Данный характер отложений выдерживался до среднеюрской эпохи. Максимум трансгрессии приходился на первую половину позднекаменноугольной эпохи. При этом, начиная с визейского века, основной областью аккумуляции был морской бассейн, на севере сообщавшийся с приарктическим бассейном. Глубина бассейна могла достигать 1,5 км [11]. Самые глубоководные отложения были насыщены органическим веществом с большой долей сапропелевой составляющей, примесью гумусовых компонентов и пиритом.

Дельтовые отложения представляются потенциально хорошими коллекторами.

Система дельт – подводных конусов выноса существовала в течении всего времени накопления осадков верхоянского комплекса. Судя по огромному объему привнесенного обломочного материала, его транспортировка осуществлялась за счет существовавших в то время палеорек, сопоставимых по величине с современной рекой Лена [24]. Последующий орогенез, формирование складчато-надвигового пояса, и эрозионные процессы к началу мезозойской складчатости способствовали сокращению площади распространения данных отложений.

Одновременно формировался Приверхоянский прогиб, который заполнялся терригенным материалом. Складчатость создавала ловушки, которые могут повлиять на перспективность этого района.

1.6 Нефтегазоносность

Возможности открытия залежей УВ в пределах Приверхоянского передового прогиба интенсивно изучались в ходе работ 1950–1980-х гг. [1, 17, 18, 19, 31]. На завершающем этапе этих исследований в северной и центральной частях меридиональной ветви прогиба пробурено четыре параметрических скважины. Отрицательные результаты бурения связаны в первую очередь с низкой степенью изученности и невысоким качеством имевшегося сейсмического материала. Для изучения глубинного строения и установления перспектив нефтегазоносности северной части Приверхоянского передового прогиба требовалось

выяснить характер сочленения передового прогиба с обрамляющими его тектоническими элементами, уточнить их границы и создать модели геодинамического развития.

Многие исследователи [6, 21, 27] указывали на возможное присутствие углеводородных залежей в северной части Приверхоянского передового прогиба. Перспективы возможности обнаружения залежей углеводородов в северной части Приверхоянского передового прогиба подтверждают многочисленные проявления нефти, газа и битумов на рассматриваемой и соседних территориях. Кроме того, на соседних территориях открыты месторождения углеводородов на Вилуйской синеклизе, месторождения углеводородов в центральной части Приверхоянского передового прогиба и Оленекское месторождение битумов на северо-востоке Сибирской платформы. Основные перспективы нефтегазоносности Приверхоянского передового прогиба связаны с отложениями палеозоя и нижнего мезозоя.

Осадочные толщи верхнего протерозоя и кембрия Оленекского, Куойкско-Далдынского и других поднятий на северо-восточной окраине Сибирской платформы нарушены многочисленными вертикальными разломами, амплитуды смещения по которым достигают 300-350 м. Изучение битуминозности этих отложений важно для оценки перспектив смежных территорий. Породы верхнего протерозоя и кембрия содержат от $5 \cdot 10^{-4}$ до $1,25 \cdot 10^{-10}$ % легких, средних и реже осмоленных битумов, в отдельных пачках содержание их повышается до 0,25-2,0% [4].

Наибольшее содержание сингенетического органического вещества (8-18%) и битумов (до 2,5%) отмечается в трех толщах, напоминающих доманиковый горизонт Русской платформы: 1) хатыспытская свита венда; 2) ленский и амгинский ярусы (битуминозная куонамская свита) и 3) пограничные слои среднего и верхнего кембрия.

Доломиты туркутской свиты венда содержат в многочисленных порах и кавернах черный блестящий хрупкий асфальтоподобный битум, количество которого иногда достигает 6%, а в среднем колеблется от 0,01 до 1,2%. Здесь присутствуют как сингенетичные, так и эпигенетичные битумы. Коллекторские свойства пород хорошие (открытая пористость иногда достигает 18-24%, средняя 8-9%, проницаемость 880 мд) [4].

Отдельные горизонты кавернозных доломитов, например 3,5-метровый пласт в верхах туркутской свиты, содержат до 2,0% окисленной нефти.

Приверхоянский передовой прогиб в целом может рассматриваться как перспективная территория, наиболее благоприятной зоной которой является приподнятое крыло крупного флексуорообразного перегиба, прослеживающегося вдоль Лены на 200 км, и отделяющего зону Китчанских складок от впадин в центральной части прогиба. Внешнее крыло прогиба тесно связано с платформой, поскольку в прогиб вовлечены окраины отмеченных выше основных

платформенных структур, которые характеризуются различной сохранностью осадочного чехла. В погруженных частях последний имеет большую мощность, а на поднятиях иногда полностью выпадает, и тогда отложения Приверхоянского передового прогиба ложатся на докембрийские кристаллические породы (бассейн р. Сололи) [4].

На склонах Оленекского и Куойкско-Далдынского поднятий широко распространены терригенные толщи пермского возраста. Они обладают хорошими коллекторскими свойствами и во многих местах залегают непосредственно на битуминозных породах верхнего протерозоя и кембрия, перекрываясь юрскими отложениями, среди которых известны непроницаемые горизонты типа тоарских глин.

В ниже- и среднеюрских толщах северной части платформенного крыла прогиба известны многочисленные битумопроявления. Нижнеюрские слои в Бахынайской скважине оказались газонасыщенными. В бассейне рек Молодо и Сюнгюдэ зафиксирована повышенная (до 0,3%) битуминозность резко пахнущих керосином песчаников, битумы в которых являются легкими, что свидетельствует о подтоке подвижных углеводородов с глубины [4].

Восточный склон Оленекского, восточный и юго-восточный склоны Куойкско-Далдынского поднятий похожи на северный склон Оленекского поднятия, где (нижнее течение р. Оленек) при бурении в пермских слоях были обнаружены небольшие скопления нефти и горючих газов. Северная часть приплатформенного крыла Приверхоянского передового прогиба представляется более перспективной, чем южная, где пермские и триасовые слои, известные в более восточных районах, развиты фрагментарно. На внешнем крыле прогиба в отношении нефтеносности вызывают интерес Усункинская, Говоровская, Бесюкинская и Анна-Арыитинская антиклинали. В Канадско-Аляскинском краевом прогибе мезозоид (который благодаря большим объемам бурения хорошо изучен и обладает большим сходством с Предверхоянским) крупный нефтегазоносный район юго-западной Альберты (с месторождениями Пинчер-Крик, Джампинг-Паунд, Саванна-Крик, Утертон-Парк, Тернер-Вэлдей и др.) приурочен именно к складчатому борту. Богатые нефтегазовые месторождения во внутренних зонах краевых прогибов мезокайнозойского возраста известны в Предандских бассейнах Южной Америки [4].

Наиболее благоприятными для образования залежей нефти и газа во внутреннем крыле Приверхоянского передового прогиба являются триасовые и ниже-среднеюрские отложения. Нижнетриасовые слои привлекают внимание известными в Китчанском поднятии выбросами газа. В составе газа присутствуют гомологи метана (до 2,7 %). В южной части внутреннего крыла Ленской ветви прогиба нижнетриасовые слои содержат повышенные количества легких и средних битумов А (до 0,4 %). К северу битуминозность резко убывает. Некоторые

исследователи рассматривают нефте- и битумопроявления в нижнетриасовых отложениях как эпигенетические, связанные с миграцией подвижных углеводородов из нижележащих кембрийских и рифейских толщ [4].

В нижнем триасе залегают толщи грубых песчаников, одна из которых имеет мощность 60 м, а другая около 100 м. Открытая пористость песчаников достигает 8,5%.

В средне-верхнетриасовых отложениях нефтегазопроявления известны южнее описываемой территории - на склонах Китчанского поднятия. Средне-верхнетриасовые отложения в основном представлены грубыми и континентальными образованиями (песчаники и конгломераты). В южной части внутреннего крыла Приверхоянского прогиба характерно постоянное присутствие в них легких и средних битумов в количестве 0,005-0,5%, при средних содержаниях органического углерода на породу от 0,12 до 1,25%.

Описываемые отложения содержат 0,008-0,5% легких и осмоленных битумов А в низах серии и 0,008-0,005% легких битумов в ее верхах. С возрастанием зернистости и улучшением коллекторских свойств пород количество легких битумов в бегиджанских песчаниках увеличивается. Эти битумы в основном вторичные [4].

Коллекторские свойства бегиджанской серии благоприятны. В зоне сочленения Приверхоянского краевого прогиба с антиклинорием (т. е. в условиях наиболее высокого метаморфизма) открытая пористость бегиджанских песчаников колеблется от 5,5 до 11,2%, а проницаемость от 10-12 до 25-40 мд [4].

Нижне-среднеюрские породы представляются наиболее перспективными на нефть и газ. Промышленная газоносность нижней части юрской системы в Приверхоянском передовом прогибе доказана открытием крупных газовых месторождений в районе устья р. Виллой.

Невысокая битуминозность нижне-среднеюрских отложений связана с тем, что изучались образцы пород из внутренней зоны прогиба, органическое вещество которых претерпело метаморфизм. По мере удаления от складчатого сооружения битуминозность этих отложений увеличивается.

Микроскопическое изучение показало, что в алевролитах тонкодисперсные битумы пигментируют породу, а в песчаниках они в основном приурочены к трещинам и кавернам. Пласты грубых песчаников, располагающихся над темными алевролитами, отличаются повышенным содержанием битумов. Мощные песчаниковые пачки часто нацело лишены битумов или содержат их в ничтожных количествах [4].

Горизонты пористых и хорошо проницаемых песчаников отмечаются по всему разрезу юрских отложений, причем наблюдается улучшение гранулярных коллекторов: от внутренней зоны Приверхоянского передового прогиба к внешней.

Повышенные содержания битумов в нижнемеловых песчаниках связаны с наиболее рыхлыми и грубыми разностями. Они приурочены в основном к трещинам и являются эпигенетическими [4].

Структурные особенности внутреннего крыла Приверхоянского передового прогиба благоприятны для скопления подвижных углеводородов. Основание этого крыла, на всем протяжении имеющее сходное строение, нарушено крупными разрывами субмеридионального простирания и имеет ступенчатое строение. Разломы контролируют распространение и мощность толщ, выполняющих прогиб. Изменение мощности сопровождается изменением свойств отложений. В западном направлении (в сторону береговых линий) отмечается укрупнение материала отдельных толщ (верхнее-ааленские, среднебатские слои и др.). В этом же направлении в битумо-образующих толщах увеличивается содержание органического вещества (тоарские, байос-нижнебатские, нижнетриасовые слои) [4].

Строение осложненной надвигом Соболох-Майанской антиклинали показывает, что в пределах внутренней зоны существуют весьма благоприятные условия для формирования тектонически экранированных залежей нефти и газа. Эта крупная складка тянется от междуречья Соболох-Майан - Бегедьэн на север до долины р. Мэнгкэрэ. Сложенное плотными породами юры и мела восточное крыло отчетливо выступает в рельефе в виде небольшого поднятия и круто ($45-50^{\circ}$) надвинуто на более рыхлые верхние свиты нижнего мела, образующие весьма пологое западное крыло складки [4].

Большой интерес представляют и не нарушенные разломами антиклинальные складки внутренней зоны. В области перехода от внешней зоны прогиба к внутренней происходит выклинивание ряда толщ (в частности, обладающих хорошими коллекторскими свойствами песчаников бегиджанской серии) и возможны пологие надвиги, что создает условия для формирования литологически и тектонически экранированных залежей [4].

Глава 2. Методика работы

Основным методом исследования работы является построение сбалансированных разрезов.

Разрезы - очень важные инструменты для передачи информации о геологических структурах, поэтому интерпретация, изображенная на разрезе, должна быть как можно ближе к истине. Процедура балансировки разрезов, т.е. построения сбалансированных разрезов, стала популярной в 1970-ых годах как средство, помогающее анализировать и улучшать разрезы. Балансировка разреза позволяет геологам проконтролировать геометрические характеристики структур, изображенных на разрезе [34,6]. Это требует тщательного анализа форм разломов, длины слоя и площадей разрезов. Одним из ключевых этапов процедуры является реставрация слоев, изображенных на разрезе, в то положение, которое они предположительно имели до деформации.

Изучение балансировки разреза - это быстро развивающаяся тема, поэтому методы постоянно улучшаются. Балансировка разреза иногда представляет собой сложный итеративный процесс, который во многом полагается на интуицию и широкие знания структурной геологии [34,6].

Что же такое сбалансированный разрез? Разрез, допускающий геометрически непротиворечивую реконструкцию деформированных слоев к их первичному залеганию, называется *сбалансированным*.

Для того чтобы проверить, является ли разрез сбалансированным или нет, его нужно развернуть в недеформированное состояние (построить реставрированный разрез). Если разрез сбалансирован, то на реставрированном разрезе все слои должны совместиться вдоль траектории надвигов без геометрических противоречий.

При построении сбалансированных разрезов должны соблюдаться условия, которые по существу, являются основными эмпирическими закономерностями строения надвиговых систем. Общими для всех надвиговых систем являются закономерности, сформулированные С. Дальстремом [33]: 1) отсутствие складчатых и постскладчатых деформаций в автохтоне; 2) связанность надвигов с детачментом; 3) ступенчатая траектория надвигов; 4) выдержанность горизонтального сокращения вдоль надвиговой зоны; 5) ограниченный набор структурных форм, слагающих надвиговую систему.

Различают три модификации метода сбалансированных разрезов

1. Разрезы с сохранением длин слоев (сохранением длин линий) – линейно сбалансированные разрезы;

2. Разрезы с сохранением площади слоев – разрезы, сбалансированные по площади;

3. Разрезы с сохранением объема слоев – разрезы, сбалансированные по объему.

Основное условие первого метода – это сохранение длины и толщины слоев в процессе деформации. Это означает, что заметного уплотнения и пластических деформаций пород не происходит. Второй допускает локальное перераспределение вещества в ядрах складок. При его реализации первоначально осуществляется балансировка по длине слоев, а затем учитываются локальные изменения мощности [35]. Он используется при детальной балансировке либо геометрическом моделировании локальных структур. Третий метод представляет собой комбинацию двух первых и применим в тех случаях, когда деформация в плоскости разреза не является плоской. Опорными являются компетентные слои, по которым и проверяется условие сохранения длины и толщины. В практических задачах обычно используют метод линейно сбалансированных разрезов.

Краткая последовательность построения сбалансированного разреза [6]:

1. Сбор данных. В первую очередь необходимы: а) геологические карты в районе профиля; б) наблюдения по элементам залегания слоев и разломов, кинематике малых структурных форм; в) аккуратная стратиграфия и точные мощности. Это основа, от которой зависят все последующие построения.

2. Выбор линии профиля. Линия профиля обязательно должна быть перпендикулярной простиранию структур, а точнее – параллельна направлению тектонического транспорта. В противном случае возможны серьезные ошибки и сложности балансировки. Это связано с тем, что, несмотря на одинаковое суммарное горизонтальное сокращение вдоль надвиговой системы, смещение по отдельным разломам по простиранию заметно изменяется.

3. Отображение топографической поверхности и геологических данных. Для региональных нефтегазопроисловых целей удобен масштаб 1: 100 000. Более крупный масштаб требует специальных структурных и картировочных данных либо временных сейсмических разрезов. Вертикальный и горизонтальный масштабы должны быть обязательно одинаковыми, в противном случае балансировка становится сложной.

4. Проецирование информации со смежной территории. При построении разреза масштаба 1: 100 000 рекомендуется проецировать данные, расположенные не далее 2 км от линии профиля. В крупных синклиналях, сложенных на поверхности отложениями одного и того же возраста, проекции могут быть и более дальними.

5. Реконструкция палеостратиграфического разреза. При построении сбалансированного разреза необходимо знать, как изменяются мощности литостратиграфических подразделений вдоль выбранного профиля. Для этих целей и строится палеостратиграфический разрез. От реставрированного разреза он отличается тем, что не

учитывает горизонтального сокращения. Палеостратиграфический разрез не может использоваться для измерения глубин сбалансированного разреза. Он используется только для контроля мощности.

6. Оценка глубины до автохтона. Стратиграфическое и глубинное положения кровли автохтона при методе сбалансированных разрезов имеют принципиальное значение. Для целей же балансировки необходимо знать положение кровли автохтона вдоль всего разреза.

Наиболее надежно кровля автохтона определяется по сейсмическим и буровым данным.

7. Оценка глубины залегания тыловых краев чешуй. Для этого выше уровня автохтона проводятся границы литостратиграфических подразделений в соответствии с мощностями палеостратиграфического разреза. Этот прием называют приемом «опорных линий».

8. Выбор линии отсчета, или пин-линии (pin-line). Эта линия должна находиться в недеформированной части краевого прогиба – перед фронтом надвиговой системы. Относительно пин-линии впоследствии измеряется длина слоев.

9. Проецирование поверхностной структуры на глубину. Для проецирования пользуются баск- и кинк-методами. Баск-методом проецируют округлые складки. В русскоязычной литературе подобный метод известен как метод радиусов Вебера.

Кинк-метод применим для складок, состоящих из прямолинейных отрезков. Именно этот метод чаще используется в рамках методики сбалансированных разрезов, поскольку при кинк-проецировании легче измерять длину слоев и рассчитывать форму складок по тригонометрическим зависимостям.

10. «Заполнение дыр». Если между опорными линиями и спроецированными на глубину структурами образовались «дыры», то они заполняются дополнительными чешуями, чешуйчатыми веерами или дуплексами. В зависимости от полноты фактических данных на этом этапе может быть предложено несколько моделей, которые затем можно сбалансировать.

11. Измерение длины слоев. В тех случаях, когда висячие отсечки размыты, приходится устанавливать локальные пин-линии. С. Дальстрем [19] предлагает локальные пин-линии устанавливать в осевых плоскостях синклиналей и антиклиналей и проверять длину слоев между ними независимо от того, сохранились или нет висячие отсечки.

12. Построение реставрированного разреза. Для этого структурный разрез разворачивается в недеформированное состояние. На реставрированном разрезе наносятся траектории надвигов.

13. Проверка восстановленного разреза. Необходимо, чтобы на восстановленном разрезе: а) длина всех слоев или только опорных была одинаковой (отсчет ведется от основной пин-линии); б) локальные пин-линии были перпендикулярны к слоям и длина слоев между

ними была одинаковой; в) висячие и лежащие отсечки совпадали; г) площади литостратиграфических подразделений соответствовали структурному разрезу.

Применение сбалансированных разрезов:

1. Проверка корректности составленного разреза;
2. Оценка величины сокращения поверхности в ходе складко- и разломообразования ;
3. Определение глубины до поверхности срыва (детачмента);
4. Реконструкция структурной эволюции региона;
5. Палеогеографические реконструкции.

Любой разрез, корректно отражающий строение региона, должен быть сбалансированным.

Глава 3. Реконструкция разреза и формирование осадочного бассейна северной части Приверхоянского передового прогиба

3.1 Исходные данные

Для проведения структурной реконструкции автором была проведена интерпретация регионального сейсмического профиля по северной части Приверхоянского передового прогиба (рис 3.1).

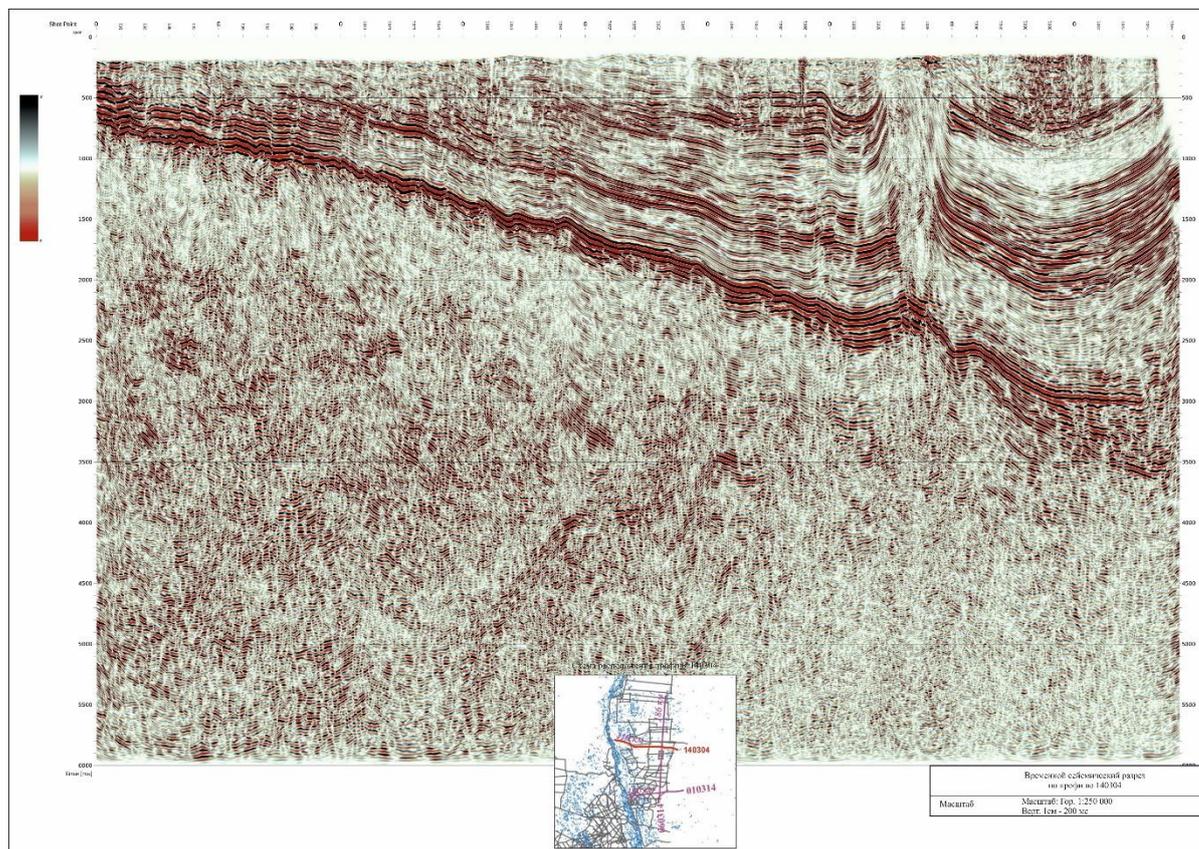


Рис. 3.1 Временной сейсмический разрез по профилю 140304

Для интерпретации регионального сейсмического профиля была тщательно изучена литолого-стратиграфическая характеристика разреза.

Далее в геоинформационном программном обеспечении «Arcgis» была выполнена привязка геологических карт с целью уточнения выходов пород (рис 3.2).

Проведение структурной реконструкции проводилось в программном обеспечении для структурного моделирования «Move».

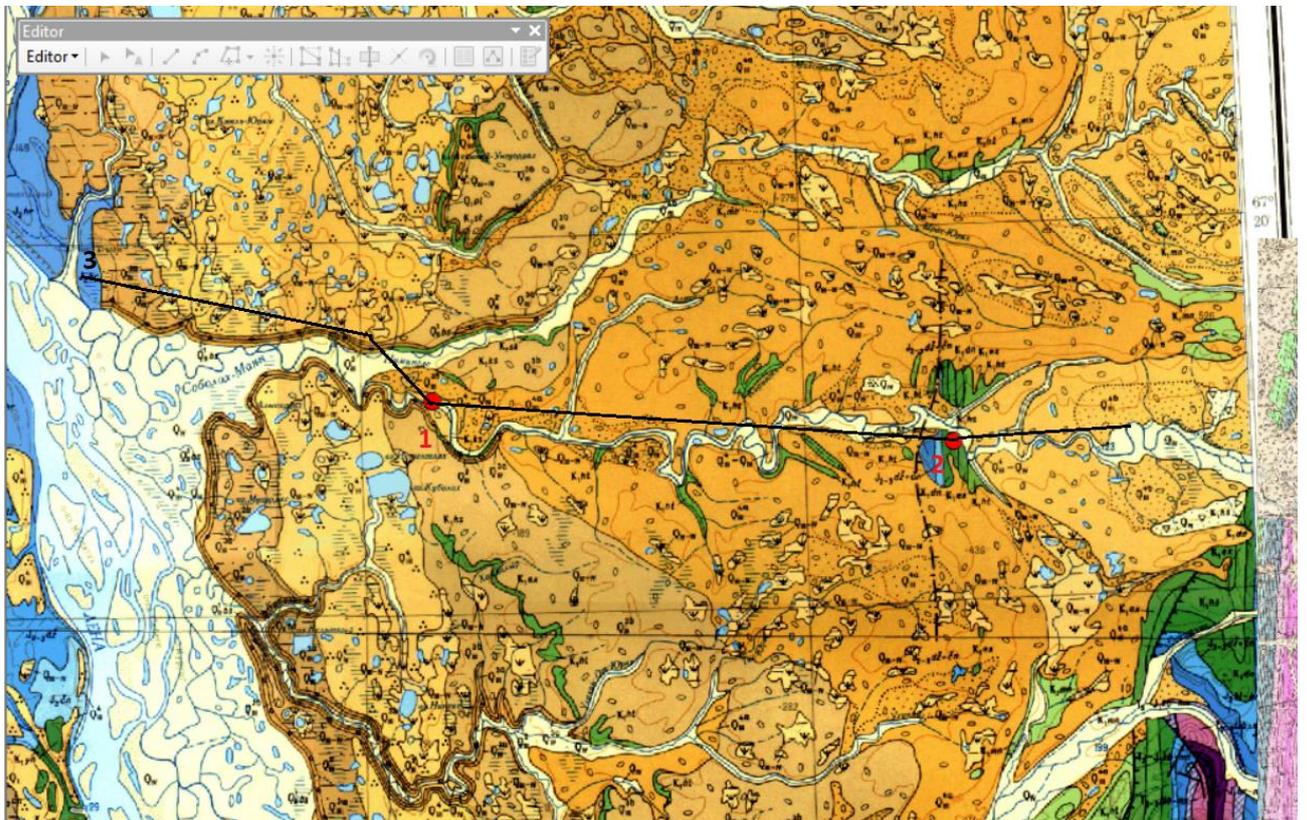


Рис. 3.2 Привязка карт в Arcgis. Усл. обозначения: 1 – Приленская скважина, 2 – Алысардахская скважина, 3 – профиль 140304

3.2 Реконструкция разреза и осадочного бассейна

Как известно, передовые прогибы формируются на краю платформы. Они образуются за счет того, что складчато-надвиговая система напоздаст на край прогиба и продавлиывает его. Формирование передового прогиба связано с складчато-надвиговой системой, она продвигается, разломы продвигаются на платформу и осадконакопление идет одновременно с развитием разломов.

Ситуация с Приверхоянским передовым прогибом немного иная. Она нетипична для передовых прогибов. Приверхоянский передовой прогиб во многом уникален.

Действительно, он формируется как отклик на то, что рядом появилась огромная Верхоянская складчато-надвиговая система. Но расстояние было слишком значительное.

При анализе состава осадков Приверхоянского передового прогиба [32] обнаружилось, что снос шел не с складчато-надвиговой структуры, а с платформы. Проведенное детальное исследование осадков передового прогиба на предмет изотопного и химического состава минералов, из которых сложены песчаники показало, что никаких признаков поступления обломочного материала с Верхоянского хребта нет. Весь материал поступал с стороны платформы.

Поэтому, что хотя прогиб существовал, разломы в него не проникали. Разломы развивались внутри Верхоянской системы и там происходило что-то свое. А прогиб заполнялся осадками с платформы, поэтому когда наблюдаемый на сейсмическом профиле разлом образовывался, как и все фронтальные надвиги верхоянской системы, он внедрялся в уже существующие осадки, которые формировались независимо от верхоянской системы и они уже были накоплены.

Основываясь на этих данных, полагалось, что разлом появился в меловое время, а не развивался одновременно с осадконакоплением, как могло показаться при предварительном анализе имеющегося разреза.

1. Интерпретация.

Для того, чтобы провести реконструкцию разреза была проведена интерпретация по расположению стратиграфических контактов имеющегося временного сейсмического профиля, учитывая данные по скважинам (рис. 3.3). Интерпретация проводилась, опираясь на материалы из работ Ф.А Мигурского. и Е.М Якуповой [19].

На глубине -580 м в Приленской скважине и -520 м в Алысардахской скважине находится граница между отложениями меловой и юрской систем, что соответствует синей линии на рисунке 3.3.

Фиолетовая граница соответствует границе между отложениями юрской и триасовой систем и выделяется в Приленской скважине на глубине -1570 м и в Алысардахской скважине на глубине -1880 м.

Оранжевая линия соответствует границе между отложениями триасовой и пермской систем. В рассмотренных скважинах кровля пермской системы не выделяется.

Соответственно, поверхность акустического фундамента вероятнее всего совпадает с поверхностью кристаллического фундамента, выделана красным цветом. В Приленской скважине выделяется на глубине -1650 м.

В восточной части разреза выделяется антиклинальная структура. На основе имеющихся данных, можно сделать вывод, что анализируемая структура имеет принадвиговое строение. Антиклиналь осложнена взбросом и асимметрична: восточное крыло представляет собой висячий, а западное — лежащий бок надвига. Крылья антиклинали разделены основным разломом.

После интерпретации сейсмического профиля была проведена оцифровка разреза и соответствующих границ для дальнейшей работы в программе «Move».

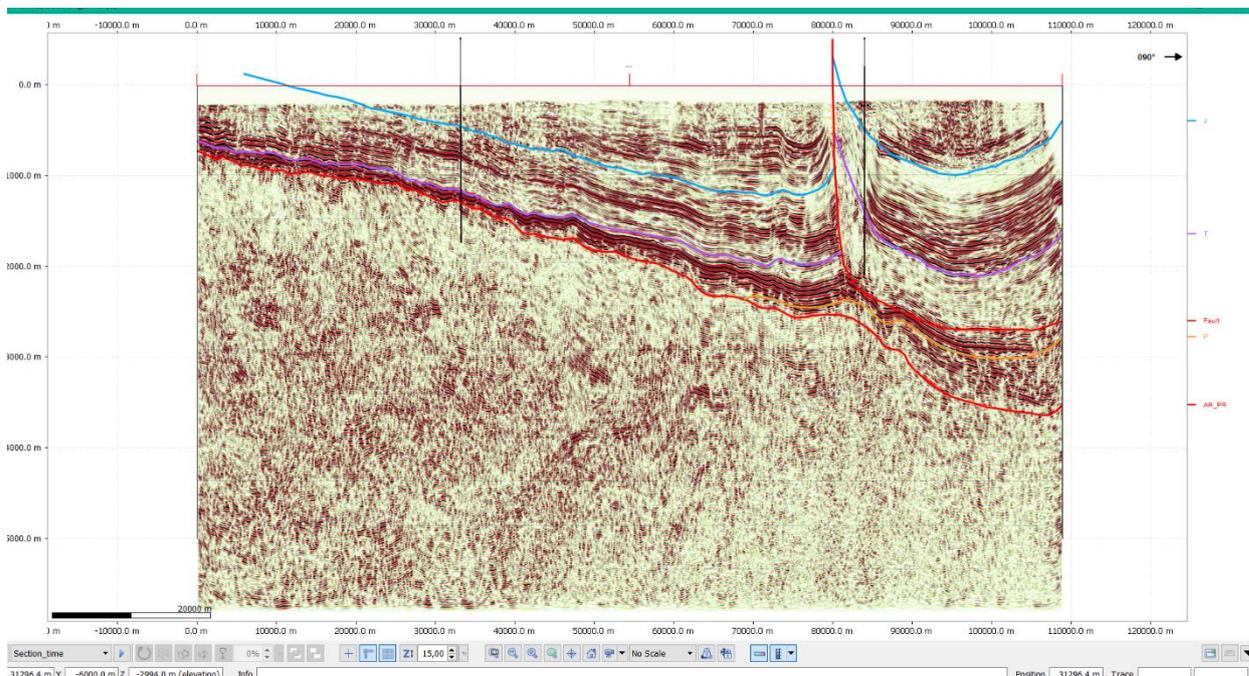


Рис. 3.3 Интерпретация сейсмического разреза

2. Перевод из временного разреза в глубинный.

Для того чтобы получить более достоверный и правильный анализ временной разрез был переведен в глубинный с помощью операции «Depth Conversion» (рис.3.4).

Модуль «Depth Conversion» выполняет преобразование времени в глубину с помощью функции, которая рассчитывает величину изменения длины и формы линии. В данном модуле существует несколько методов преобразования. Учитывая, что известен литологический состав по скважинам, был выбран метод «Database». Метод опирается на информацию о стратиграфической базе данных для проекта и значения скоростей, которые известны для разных типов пород.

Результат преобразования контролировался данными о глубинах залегания различных горизонтов в Алысардахской и Приленской скважинах.

3. Реконструкция перемещения по разлому

Надвиговая структура является самой молодой. Она рассекает все другие структуры, поэтому, в первую очередь, для восстановления расположения первичного залегания слоев необходимо удалить воздействие разлома.

Для этого был использован модуль «Move-on-Fault» - восстановление перемещения по разлому, включает в себя восстановление к пред-деформационному расположению объектов всяческого крыла вдоль заданного пользователем разлома.

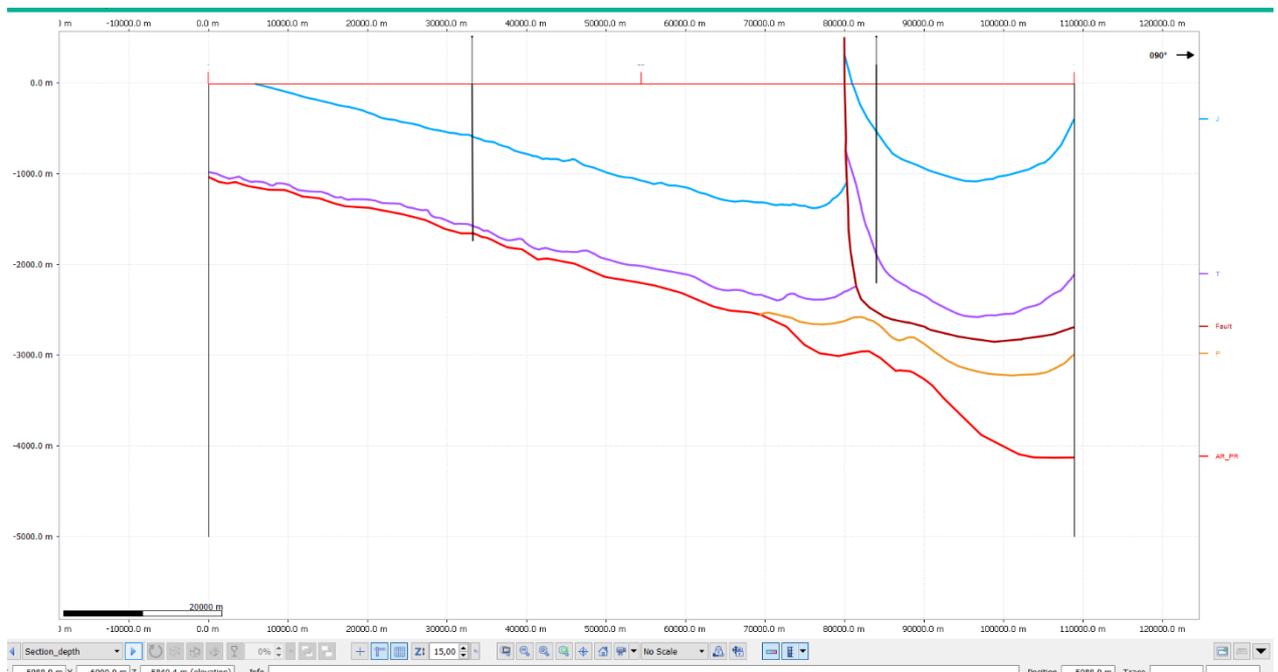


Рис. 3.4 Глубинный разрез

В результате получен разрез, существование которого представляется возможным в меловое время до начала возникновения надвиговой структуры (рис. 3.5). На этом разрезе отчетливо видно постепенное погружение фундамента в восточном направлении от глубин - 1100 м у западного края разлома до -4100 м на востоке. Погружение неравномерное, выделяются незначительные поднятия и прогибы, которые, однако, гораздо лучше видны в осадочном комплексе, прежде всего, по отложениям мела и юры, и при общем погружении на восток перепад глубин залегания границ систем в восточной части профиля достигает 3,5 км.

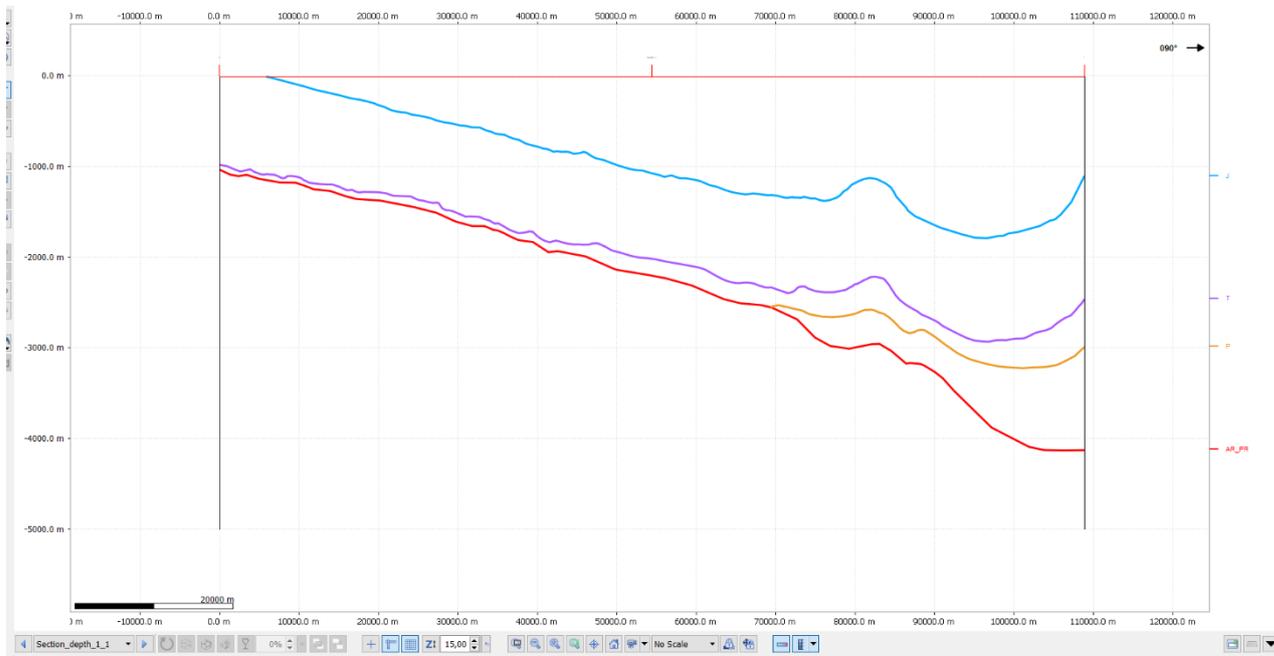


Рис. 3.5 Реконструкция перемещения по разлому

4. Unfolding

Модуль «Unfolding» позволяет восстановить геологические горизонты до стадии деформации. Модуль включает несколько алгоритмов, из которых был использован «Simple Shear Unfolding». Данный алгоритм лучше всего подходит для выравнивания регионального падения, которое не слишком крутое.

Далее постепенный процесс восстановления разреза: первоначально «сняли» самый верхний комплекс (рис. 3.6), тем самым показали как располагались осадочные комплексы и поверхность фундамента до того, как начал накапливаться меловой комплекс.

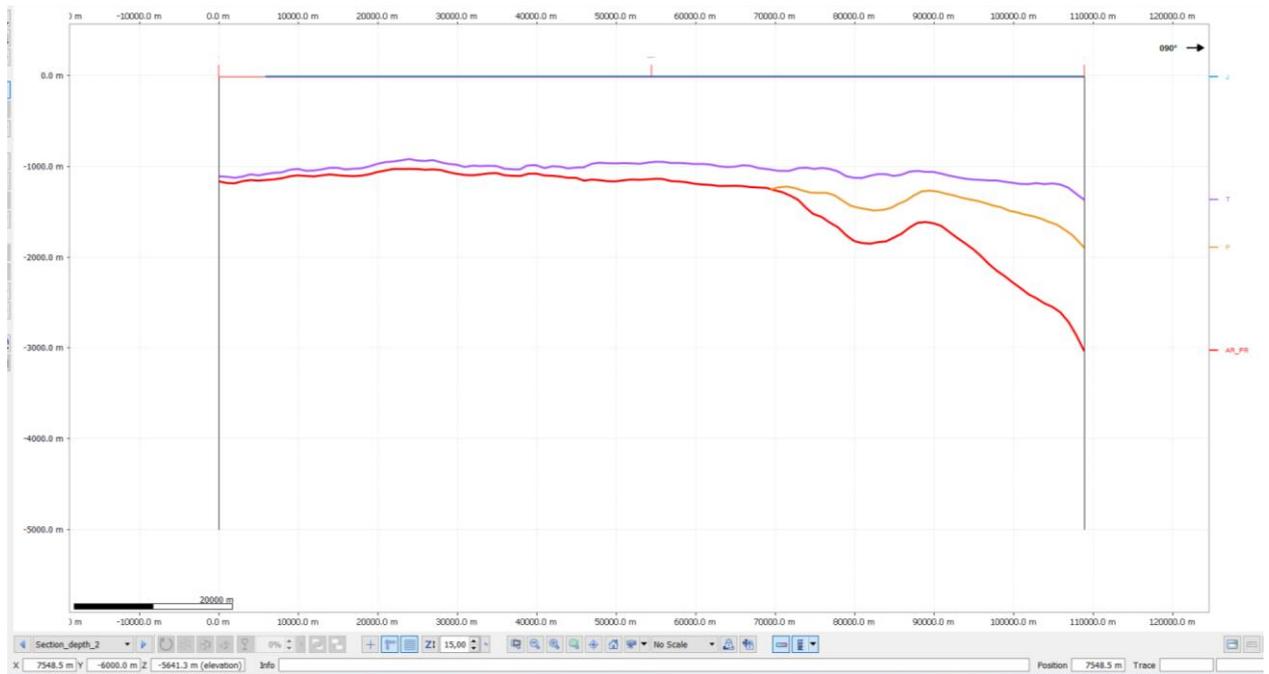


Рис. 3.6 Разрез в предмеловое время

Отчетливо видно, что толщины пермских и триасовых отложений возрастают с запада на восток. Для перми и триаса появляются прогиб и поднятие в восточной части профиля по поверхности фундамента. Это поднятие контролировало расположение одного небольшого прогиба ближе к центру профиля и дальше общее увеличение к востоку от него.

Дальше постепенно «снимая» последующие слои, можно отметить, что на границе триасовых-юрских отложений и пермских-триасовых отложений поднятие еще присутствует (рис 3.7, 3.8)



Рис. 3.7 Разрез в предюрское время



Рис. 3.8 Разрез в предтриасовое время

И наконец, на рисунке 3.9 можно наблюдать, что на момент начала формирования пермских отложений, этого поднятия нет.



Рис. 3.9 Разрез в предпермское время

Согласно выполненной реконструкции разреза северной части Приверхоянского передового прогиба можно сделать вывод, что в предпермское время зародилось поднятие фундамента, которое в дальнейшем контролировало все осадконакопление. Возможно, что во время мезозойской складчатости это поднятие определило пространственное расположение и изменение угла наклона и перегиба поверхности надвига.

Также, результаты реконструкции позволили представить прогноз глубины и времени погружения отложений перспективных на обнаружение углеводородов.

3.3 Нефтегазоносность

На сегодняшний день не обоснована нефтегазовая система северной части Приверхоянского передового прогиба. Ранее основные перспективы генерации углеводородов в северной части Приверхоянского передового прогиба связывались с верхнепалеозойскими - мезозойскими отложениями, в которых преобладает гумусовое органическое вещество. При этом, отложения куонамской свиты (кембрийские отложения) с высоким углеводородным потенциалом нефтепродуктивности остаются малоизученными. В кембрийских отложениях (предположительно нефтематеринские) преобладает сапропелевое органическое вещество, способное генерировать больший объем углеводородов, чем гумусовое.

Нефтеносная система – это динамическая нефтепроизводящая система, функционирующая в геологическом пространстве и времени.

Нефтематеринские толщи – это породы, обогащенные рассеянным органическим веществом, которые накапливались в областях длительного прогибания.

Нефтегазоносные комплексы являются составными частями нефтегазоносных бассейнов. Комплексы состоят из двух главных элементов: пород-коллекторов и плохо проницаемых пород – флюидоупоров.

В процессе преобразования органического вещества при погружении его на глубину выделяют три основные фазы.

Первая фаза – подготовительная стадия нефтеобразования, соответствующая раннему катагенезу, вторая фаза – главная фаза нефтеобразования – нефтегазогенерирующая зона, отвечающая начальному этапу среднего катагенеза, третья фаза – затухающая стадия нефтеобразования – газогенерирующая зона, соответствующая позднему катагенезу.

Классическая нефтяная система состоит из трех элементов: нефтематеринская толща, система коллектор-покрышка, ловушка. Для того чтобы произошла генерация углеводородного сырья нужны высокие температуры прогрева порядка 60-200°C.

Нефтяное окно – это глубинный интервал, в пределах которого температура достаточно высокая для образования нефти, но не слишком высокая для превращения ее в газ термического происхождения.

Температура нефтяного окна определяется возрастом нефтематеринских пород (чем они моложе, тем выше температура) и временем, в течение которого органическое вещество подвергалось воздействию разных температур.

К условиям нефтяного окна относятся : глубина 1,6-4 км; температура 60-148°C, для газа 150-200°C.

Исследуемый объект находится на краю платформы, где температурный градиент среднестатистический, соответствующий 25-30 °C на километр, поэтому толща находящаяся на глубинах 4 км, должна достигать температур 120-130°C, что попадает в нефтяное окно.

Следовательно, на анализируемом разрезе нефтегенерирующая толща может находиться в восточной части ниже кровли пермским отложениям.

Что касается нефтематеринских толщ, то наличие вендских и кембрийских маловероятно, но визейская глубоководная толща вероятнее всего присутствует в основании верхоянского комплекса.

Покрышками могут быть триасовые глинистые толщи в разрезе. Тип ловушек - структурные.

Наиболее вероятно ловушка связана с древним поднятием, которое с одной стороны контролировало осадконакопление и надвиг, с другой стороны было само вовлечено в надвигообразование.

По всему вышесказанному можно сделать выводы:

1. Наиболее благоприятными для образования залежей нефти и газа в северной части Приверхоянского прогиба являются кембрийская (куонамская) и визейская толщи.
2. По имеющемуся разрезу и выполненной реконструкции можно сделать выводы, что на востоке разреза глубины перспективных отложений около 4 км, что соответствует температурам около 120-130°C. Следовательно чем ниже нефтематеринская толща, тем меньше она перспективна.
3. На западе перспективными могут быть отложения карбона и перми, глубины залегания которых 1,5-2 км, равновероятно углеводородный материал может быть недозревшим.
4. На восточной части разреза можно наблюдать антиклинальные поднятия, появившиеся в предпермское время, которые могли бы быть структурными ловушками, но они нарушены надвигом. Поэтому имеет смысл пробурить скважины в этом районе, где структура отходит в сторону от антиклинальной ловушки (на север или на юг).

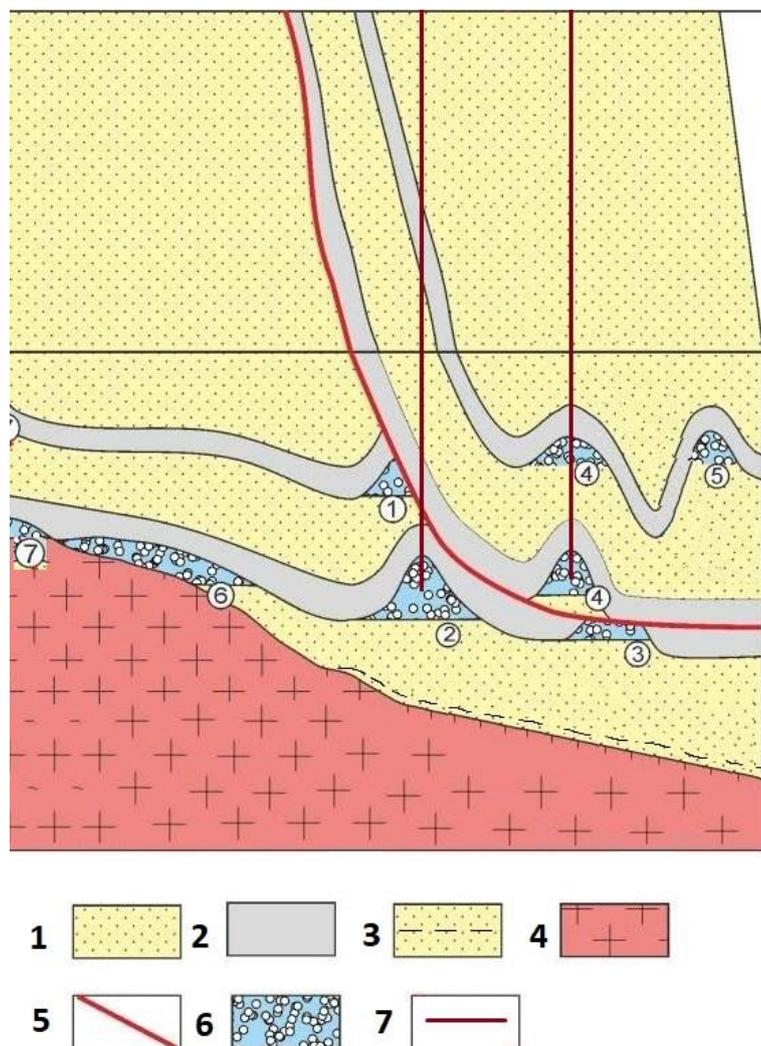


Рис. 3.10 Принципиальная модель нефтегазоносных комплексов северной части Приверхоянского передового прогиба (по Е.М. Якуповой [31], с изменениями)

Условные обозначения: 1 - проницаемые и условно проницаемые породы чехла, 2 - глинистые горизонты-флюидоупоры, 3 - нижнепалеозойские карбонатные толщи, 4 - породы кристаллического фундамента, 5 – линия разлома, 6 - резервуары, возможные залежи УВ (Типы ловушек: 1-поднадвиговые, 2-антиклиналь в автохтоне, 3- антиклиналь частично экранированная, 4-антиклиналь в аллохтоне, 5-принадвиговая, 6-стратиграфическая экранированная, 7-ловушки в эрозионных выступах фундамента), 7 – предлагаемые зоны бурения скважин.

Принципиальная схема взята у Якуповой Е.М [31] применительно к объекту проделанного исследования. На основе имеющихся данных и проделанного анализа объекта, наиболее оптимальные варианты бурения скважин с целью обнаружения углеводородного сырья представлены на рисунке 3.10.

Заключение

В работе подробно рассмотрено геологическое строение северной части Приверхоянского передового прогиба на примере имеющегося разреза. Была тщательно изучена история геологического развития, на основе которой можно делать выводы о появлении перспективных нефтематеринских толщ.

Подробно изучен метод сбалансированных разрезов и выполнена реконструкция разреза северной части Приверхоянского передового прогиба.

На основе проделанной работы можно сделать выводы:

1. Согласно выполненной реконструкции разреза северной части Приверхоянского передового прогиба можно сделать вывод, что в предпермское время зародилось поднятие фундамента, которое в дальнейшем контролировало все осадконакопление.

2. Северная часть Приверхоянского передового прогиба может рассматриваться как перспективная территория

3. Наиболее благоприятными для образования залежей нефти и газа в северной части Приверхоянского прогиба являются кембрийская (куонамская) и визейская толщ.

4. Результаты проведенных исследований отражают возможное строение нефтегазовой системы рассматриваемой территории, включающей нефтегазоматеринские кембрийские толщ, перспективные резервуары.

5. На основе проделанной работы выдвигается предложения пробурить скважины в районе, где структура отходит в сторону от антиклинальной ловушки (на север или на юг).

В заключении необходимо отметить, что качество изученности территории все еще остается достаточно низки, в будущем стоит увеличить объем поисково-разведочных работ в северной части Приверхоянского передового прогиба.

Список использованной литературы

1. Аркадьев В.В., Владимирская Е.В., Кагарманов А.Х., Кравцов А.Г., Михайлова Е.Д., Павлов А.М., Пнев В.П., Спасский Н.Я., Чочиа Н.Г. Историческая геология с основами палеонтологии. – Недра, Москва, 1985 – 423 стр.
2. Архангельский А.Д. Схема тектоники СССР / А.Д. Архангельский, Н.С. Шатский // Бюлл. Моск. общ. испыт. природы, отд. геол. – 1933. – Ч. II. – Вып. 4.
3. Берзин А.Г. Структуры и нефтегазоносность Виллойской синеклизы и прилегающей части Предверхоянского прогиба: автореф. дис. докт. геол.-минерал. наук / А.Г. Берзин. – М.: МГУ, 2002. – 42 с.
4. Бобров А. К., Васильев В. Г., Ворона И. Д., Горшеник Ю. Д., Макаров К. К., Мокшанцев К. Б., Семенов Г. Т., Трофимук А. А. (главный редактор), Тучков И. И., Фрадкин Г. С. (отв. секретарь), Черский Н. В. Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. – Недра, Москва, 1968 – 520 стр.
5. «Выполнить оценку перспектив нефтегазоносности районов перикратонного обрамления восточной части Сибирской платформы»: геологический отчет о результатах по объекту / Мигурский Ф.А.- Москва: ФГБУ «ВНИГНИ», 2016 г.
6. Гайдук В.В., Прокопьев А.В. Методы изучения складчато-надвиговых поясов. – Новосибирск : Наука. Сиб. предприятие РАН, 1999. – 160 с.
7. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Верхояно-Колымская. Лист Q-52 – Верхоянские цепи. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2008.
8. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Анабаро-Виллойская. Лист R-51 – Джарджан. Объяснительная записка. Ответственные редакторы - Сметанникова Л. И., Гриненко В. С., Маланин Ю. А., Прокопьев А. В. и др. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2013, 397 с.
9. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Верхояно-Колымская. Лист R-52 – Тикси. Объяснительная записка. Ответственные редакторы - Герцева М. В., Борисова Т. П., Чибисова Е. Д., Емельянова Е. Н. и др.– СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2016. 312 с.
10. Данилов В.Н. Геологическое строение краевых прогибов. Общие черты и отличия. / Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 Г. Сборник научных трудов. 2010 г. – 269-279 с.

11. Еремеев Н.В. Седименто- и литогенез отложений триасовой системы восточно-куларской и сопредельных складчатых структур северного Верхоянья: канд.геол.-минералог.наук: 25.00.06/ Еремеев Николай Владиславович. –М., 2001.
12. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР: - М.: Недра, 1990.
13. Карлова Г.А. Первые находки скелетной фауны в туркутской свите Оленекского поднятия // Докл. АН СССР, 1987, т. 292, с. 204—205.
14. Коровников И. В., Парфенова Т. М. Трилобиты, биостратиграфия и геохимия куонамской свиты среднего кембрия (северо-восток сибирской платформы, р. Кюленке) // Геология и геофизика, 2021, с. 1531-1545.
15. Коссовская А. Г. Минералогия терригенного мезозойского комплекса Вилуйской впадины и Западного Верхоянья - Москва : Изд-во Акад. наук СССР, 1962. - 206 с.
16. Кочнев Б.Б., Кузнецов А.Б., Ситкина Д.Р., Крамчанинов А.Ю. Sr-изотопная хемотратиграфия и Pb-Pb возраст карбонатных отложений рифея Хараулахского поднятия (северо-восточная окраина Сибирской платформы) // Геология и геофизика, 2021, т. 62, № 3, с. 466-478.
17. Малышев С.В., Худoley А.К., Прокопьев А.В., Ершова В.Б., Казакова Г.Г., Терентьева Л.Б. Источники сноса каменноугольно-нижнемеловых терригенных отложений северо-востока сибирской платформы: результаты sm-nd изотопно-геохимических исследований - Геология и геофизика, 2016, т. 57, № 3, с. 537—552.
18. Мигурский Ф.А., Якупова Е.М. Обоснование региональных исследований нефтегазоносности Предверхоянского перикратонного прогиба // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 18–25.
19. Мигурский Ф.А. Якупова Е.М. Новые данные о геологическом строении антиклинальных структур северной части Предверхоянского перикратонного прогиба // Геология нефти и газа. 2017. №5. С. 31–36.
20. Мигурский Ф.А. Якупова Е.М. Новые данные о геологическом строении Кютингдинского грабена (северо-восток Сибирской платформы) // Разведка и охрана недр. 2018. №6. С. 10–16.
21. Микуленко К.И., Паршин А.В., Хмелевский В.Б. Тектонические критерии прогноза залежей нефти и газа на территории Предверхоянского краевого прогиба // Геология месторождений нефти и газа Сибирской платформы. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1984. – С. 81–88.

22. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ на Соболохской площади (Соболохская партия №23/78-79) / Ван-Та-И, Васильев В.И. - Якутск, 1982.
23. Прокопьев А.В., Дейкуненко А.В. Деформационные структуры складчато-надвиговых поясов / Ред. Парфенов Л.М., Кузьмин М.И. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). М.: МАИК "Наука/Интерпериодика", 2001. С. 156–198.
24. Прокопьев А.В., Парфенов Л.М., Томшин М.Д., Колодезников И.И. Чехол Сибирской платформы и смежных складчато_надвиговых поясов / Ред. Парфенов Л.М., Кузьмин М.И. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). М.: МАИК "Наука/Интерпериодика", 2001. С. 113–155.
25. Пушаровский Ю.М. Краевые прогибы, их тектоническое строение и развитие / Ю.М. Пушаровский // Тр. Геол. ин-та АН СССР. – 1959. – Вып. 28. – 154 с.
26. Рукович А.В. История формирования среднетриасовых отложений восточной части вилюйской синеклизы и прилегающих районов предверхоанского прогиба // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 5. – С. 153-157.
27. Сафронов А.Ф. Геология и перспективы нефтегазоносности северной части Предверхоанского прогиба. – Новосибирск : Наука, 1974. – 112 с.
28. Сафронов А.Ф., Горбачев В.Ф. Строение зоны сочленения Предверхоанского прогиба со складчатой областью // Геология нефти и газа. – Издательство «Недра» 1991.
29. Фролов С.В., Карньюшина Е.Е., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Кудрина Н.С., Крылов О.В., Тарасенко А.А. Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Вилюйского нефтегазоносного бассейна. Георесурсы, 2019 г. – 13-30 с.
30. Шпикерман В.И. Домеловая минерагения Северо-Востока Азии. Магадан: СВКНИИ ДВО РАН, 1998.
31. Якупова Е.М. Прогноз нефтегазоперспективных зон и локальных объектов в северной части предверхоанского прогиба на основе вновь созданной геологической модели изучаемого региона. – Москва, 2018. – 113 стр.
32. Vereshchagin O.S., Khudoley A.K., Ershova V.B., Prokopiev A.V., Schneider G.V. Provenance of Jurassic–Cretaceous siliciclastic rocks from the northern Siberian Craton: an integrated heavy mineral study - Journal of Geosciences, 63 (2018), 199–213.
33. Dahlstrom, C. D. A., 1969, Balanced cross sections. Canadian Journal of Earth Sciences 6: 743–757.
34. Marshak S, Mitra G. Basic methods of structural geology. 1988 – 446 с.

35. Mitra G. Fault-propagation folds: geometry, kinematic evolution and hydrocarbon traps. 1990
– 44 c.