

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

ИСАЕВА Елена Ринатовна

**ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫЯВЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И
ПРОГНОЗ ХАРАКТЕРА ИХ НАСЫЩЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ОТЛОЖЕНИЙ
ПУР-ТАЗОВСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ
(ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)**

**Специальность 25.00.09 – Геохимия, геохимические методы поисков
полезных ископаемых**

**Диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук**

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических
наук, профессор
Ворошилов Валерий Гаврилович

Томск-2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
Глава 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ НАЛОЖЕННОГО ЭПИГЕНЕЗА В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ.....	8
1.1. Представления о процессах флюидомиграции. Их влияние на образование и преобразование нефтегазоносных отложений.....	8
1.2. Геохимические методы исследования нефтегазоносных отложений.....	16
Глава 2. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	20
Глава 3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА.....	27
3.1. Геология района.....	27
3.2. Литолого-стратиграфическая характеристика отложений.....	31
3.3. Фациальные обстановки осадконакопления.....	32
3.4. Нефтегазоносность отложений Пур-Тазовской НО.....	54
Глава 4. НАЛОЖЕННО-ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ.....	55
4.1. Седиментационные и стадияльно-эпигенетические процессы нефтегазоносных отложений.....	56
4.2. Процессы наложенного эпигенеза и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов.....	61
Глава 5. ПОВЕДЕНИЕ ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В ПРОЦЕССАХ НАЛОЖЕННОГО ЭПИГЕНЕЗА.....	76
5.1. Закономерности распределения химических элементов в разуплотненных, уплотненных и неизмененных породах.....	76
5.2. Геохимическая зональность в зонах стабилизации ВНК.....	83
Глава 6. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ОТЛОЖЕНИЙ.....	95
6.1. Выделение высокопористых пород в разрезе скважин нефтегазоносных отложений на основе геохимического распределения урана.....	95
6.2. Прогноз характера насыщения коллекторов на основе закономерностей распределения химических элементов.....	101
6.3. Оценка перспектив нефтегазоносности изучаемых отложений.....	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	129
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	131
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	132

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. В настоящее время для выделения интервалов перспективных нефтегазоносных отложений в основном используются данные геофизических исследований. На их основе делается вывод о мощности пласта, его продуктивности и насыщенности флюидами. К сожалению, геофизических данных часто недостаточно для решения этих вопросов с необходимой степенью достоверности. Связано это с тем, что на нефтегазовых месторождениях широко проявлены процессы миграции не только углеводородных, но и неуглеводородных флюидов, приводящие к неоднозначной интерпретации петрофизических характеристик продуктивных отложений, отсутствию прямой связи между проницаемостью и пористостью, эффективными толщинами и дебитами скважин. Те же проблемы характерны и для традиционных геохимических методов поисков месторождений нефти и газа, ориентирующихся на исследование процессов миграции углеводородов.

Для более объективного суждения о генезисе продуктивных отложений, в частности, о механизме аккумуляции углеводородов и об условиях формирования пустотного пространства необходимо исследовать особенности как процессов седиментации, так и эпигенетических преобразований, в значительной степени влияющих на усложнение параметров структуры месторождения. Процессы формирования нефтегазовых месторождений сопровождаются масштабным перераспределением не только углеводородов, но и широкого круга других соединений и химических элементов, прежде всего, металлов. В отличие от углеводородов, они менее подвижны и формируют локальные аномалии, непосредственно маркирующие участки проявления геологических процессов, сопровождающих формирование залежей нефти и газа. Следовательно, в дополнение к традиционным геофизическим и геохимическим методам возможно создание новых подходов к поискам и оценке нефтегазовых месторождений, основанных на детальном исследовании геохимии этих металлов в процессах наложенного эпигенеза.

Разработке такой методики и посвящена настоящая работа.

Объектом исследования являются юрско-меловые отложения, вскрытые 9 глубокими скважинами, пробуренными на территории Пур-Тазовской нефтегазоносной области (северо-восток Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна).

Цель работы – установить закономерности перераспределения химических элементов в результате процессов наложенного эпигенеза, на основе литогеохимических данных разработать методику оценки коллекторских свойств пород и характера насыщенности коллекторов на примере отложений Пур-Тазовской нефтегазоносной области.

Задачи исследования:

1. Исследовать процессы наложенного эпигенеза юрско-меловых нефтегазоносных отложений, выявить их влияние на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

2. Выявить поведение химических элементов (U, K, Ca, Ti, Cr, Fe, Mn, Rb, Sr, Ba, Zr) в процессах наложенного эпигенеза.

3. Разработать литогеохимические критерии оценки нефтегазоносности на основе выявленных взаимосвязей между особенностями распределения химических элементов в коллекторах, их коллекторскими свойствами и характером насыщения.

4. Оценить перспективы нефтегазоносности изучаемой площади с использованием разработанных критериев.

Фактический материал и методы исследования. Диссертационная работа основана на результатах лабораторных исследований, выполненных автором, а также на обработке данных (петрофизического, рентгеноструктурного анализов, данных по определению органического углерода методом Rock-Eval), предоставленных организацией ЗАО «Ванкорнефть», г. Красноярск. Для решения сформулированных выше задач изучались особенности распределения элементов в нефтегазоносных отложениях, в комплексе с литологическими, минералого-петрографическими и битуминологическими исследованиями.

В результате применения фациального анализа были выделены литотипы пород, положение их в разрезах скважин, определены условия осадконакопления.

Минералого-петрографический анализ, выполненный с помощью оптической микроскопии (259 шлифов, микроскоп Carl Zeiss Axio Imager.A2m), позволил выявить и исследовать наложенно-эпигенетические преобразования пород. Для количественной оценки влияния вторичных процессов на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов осуществлялось сравнение данных рентгеноструктурного анализа (244 пробы) с данными измерения пористости, проницаемости, водонасыщенности, плотности пород.

Основой для выделения интервалов перспективных отложений в данной работе являются особенности геохимического поведения в разрезах скважин урана, содержание которого определялось на исследовательском ядерном реакторе ИРТ-Т ТПУ методом запаздывающих нейтронов (МЗН). Всего проанализировано 2330 проб. При исследовании закономерностей распределения урана в изучаемых отложениях выявлялась связь его содержания с вещественным составом пород, а также параметрами пористости и проницаемости.

Для прогноза характера насыщенности перспективных отложений использовались особенности распределения ряда элементов (K, Ca, Ti, Cr, Fe, Mn, Rb, Sr, Ba, Zr), содержание которых с высокой точностью определялось на экспрессном рентгенфлуоресцентном энергодисперсионном анализаторе INNOV-X50 с внешним контролем измерений методом ICP-

MS. Отсутствие систематической ошибки в измерениях концентраций указанных элементов позволяет заключить, что эти измерения можно проводить на экспрессном анализаторе непосредственно в полевых условиях, что существенно повышает оперативность принятия решений.

Для изучения особенностей распределения химических элементов в минералах использовались рентгенофлуоресцентный микроскоп (HORIBA XGT-7200) (аналитик Бушманов А.И.) и сканирующий электронный микроскоп (TESCAN VEGA 3 SBU с микроанализатором OXFORD X-Max 50) (аналитики Якич Т.Ю. и Рудмин М.А.).

Геохимические и минералого-петрографические исследования проводились на современном оборудовании в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (г. Томск).

Для обработки данных использовались методы корреляционного и дискриминантного анализов, реализованные в программном комплексе «Statistica» фирмы Soft, для геометризации результатов применялись программы Arc Gis, CorelDRAW X7.

Научная новизна. В результате проведенных работ в изучаемых отложениях Пур-Тазовской нефтегазоносной области в пределах стабилизации водонефтяного контакта установлены процессы наложенного эпигенеза, которые проявились в формировании зон 1) слабого изменения пород, 2) выщелачивания, с развитием процессов битуминизации, пиритизации и каолинитазации и 3) цементации, с карбонатизацией, реже окварцеванием. Каолинитизация способствует улучшению пористости и проницаемости пород, а битуминизация, пиритизация, окварцевание и карбонатизация ухудшают качество коллектора.

Установлено, что в отложениях Пур-Тазовской нефтегазоносной области уран является индикаторным элементом зон развития улучшенных коллекторов, характеризующихся аномально низкими его концентрациями. Выявлена связь содержания урана с минералогическим составом пород. При процессах выщелачивания, а также каолинитизации и карбонатизации пород происходит вынос урана. Регенерация кварца слабо влияет на перераспределение урана в отложениях. Процесс битумообразования приводит к относительному его накоплению.

Выявлено существенное перераспределение ряда химических элементов (K, Ca, Ti, Cr, Fe, Mn, Rb, Sr, Ba, Zr), связанное с процессами формирования залежей углеводородов, и установлена геохимическая зональность, проявившаяся в формировании зоны слабого изменения пород, характеризующейся пониженным содержанием всех указанных элементов; битумсодержащей зоны выщелачивания с относительно повышенным содержанием Ti, Cr и Fe; безбитумной зоны выщелачивания с интенсивным снижением концентрации K; карбонатизированной зоной цементации с повышенным содержанием Ca, Sr, Mn. Выявленные

закономерности распределения химических элементов позволяют осуществлять прогноз нефтегазоносности разреза терригенных отложений.

Практическое применение и значимость. Разработана экспрессная методика выявления коллекторов и оценки характера их насыщения по литогеохимическим данным. В пределах изученной территории выделены интервалы продуктивных отложений, рекомендуемые к испытаниям.

Предлагаемый метод выявления высокопористых пород и прогноза характера их насыщения может быть применен в сходных геологических обстановках, в том числе, в полевых условиях, что существенно повышает оперативность принятия решений.

Апробация результатов работы. Основные результаты диссертационной работы докладывались на Международных научных симпозиумах, конференциях и совещаниях: Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоении недр» (Томск, 2013, 2014, 2015 гг.), на VII Всероссийском литологическом совещании «Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории» (Новосибирск, 2013 г.), на Всероссийской научной геологической молодежной школе «Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от В. А. Обручева, М. А. Усова, Н. Н. Урванцева до наших дней» (Томск, 2013 г.), на IV международной конференции «Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека» (Томск, 2013 г.), на Российском совещании с международным участием «Геохимия литогенеза» (Сыктывкар, 2014 г.).

По теме диссертации опубликовано 13 работ, в том числе 4 статьи в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК и 2 статьи в изданиях, рецензируемых в базе данных Scopus.

Отдельные разделы диссертации использовались при выполнении договорной работы № 1-8/14У по теме: «Петрографические исследования образцов керна отложений юры и мела поисково-оценочных скважин».

Личный вклад автора заключается в постановке задач, определении объемов, планировании и организации лабораторных исследований. Автором произведены макро- и микроскопические исследования образцов; математическая обработка данных; разработан комплекс литогеохимических критериев выявления перспективных отложений и оценки характера их насыщения. Научные выводы сформулированы автором в виде защищаемых положений.

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав и заключения. Объем составляет 140 страниц, включая 18 таблиц и 38 рисунков. Список литературы состоит из 99 источника.

ЗАЩИЩАЕМЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Наложенно-эпигенетические процессы в терригенных отложениях Пур-Тазовской нефтегазоносной области проявились в формировании зон 1) слабого изменения пород, 2) выщелачивания, с развитием процессов битуминизации, пиритизации и каолинитизации и 3) цементации, с карбонатизацией, реже окварцеванием. Процесс каолинитизации способствует увеличению порового пространства; битуминизация, окварцевание и карбонатизация приводят к ухудшению качества коллектора.

2. В пределах коллекторов, в целом характеризующихся пониженным содержанием U, K, Ca, Ti, Cr, Fe, Mn, Rb, Sr, Ba, Zr, установлена геохимическая зональность: зона слабого изменения пород характеризуется пониженным содержанием всех указанных элементов; битумсодержащая зона выщелачивания – относительным повышением содержаний Ti, Cr и Fe; безбитумная зона выщелачивания – интенсивным снижением концентрации K; карбонатизированная зона цементации – повышенным содержанием Ca, Sr, Mn.

3. На основе установленных взаимосвязей между химическим составом эпигенетически преобразованных пород, их коллекторскими свойствами и характером насыщения разработаны литогеохимические критерии выявления зон высокопористых пород и прогноза их нефтегазоносности, позволяющие локализовать интервалы продуктивных отложений, рекомендуемые к испытаниям.

Благодарности. Автор выражает особую благодарность к.г.-м.н. Н.Ф. Столбовой и к.т.н. Ю.М. Столбову, исследовательские работы которых положены в основу диссертации. Автор благодарит начальника управления геологии и запасов ЗАО «Ванкорнефть» А.М. Пиявко, сотрудников кафедры ГРПИ: М.И. Липичук, к.г.-м.н. В.П. Иванова, д.г.-м.н. И.В. Кучеренко, к.г.-м.н. Т.В. Тимкина; кафедры геоэкологии и геохимии: д.г.-м.н. С.И. Арбузова и д.г.-м.н. Рихванова за помощь в написании диссертации. Особенно автор признательна к.г.-м.н. Н.М. Недоливко за советы и консультации, а также первому проректору, д.г.-м.н. А.К. Мазурову за моральную поддержку. Автор выражает искреннюю благодарность научному руководителю, профессору кафедры ГРПИ ТПУ, д.г.-м.н. В.Г. Ворошилову за ценные советы и помощь в работе, за предоставленную теоретическую и практическую базу, использованную для проведения исследовательских работ.

Глава 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ НАЛОЖЕННОГО ЭПИГЕНЕЗА В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Сложность строения нефтегазоносных отложений, обусловленная происходящими процессами миграции углеводородных и неуглеводородных флюидов, является одной из серьезных причин, влияющих на эффективность нефтегазопроисловых работ. Анализ методов проведения и интерпретации результатов геофизических исследований показал, что они не всегда могут идентифицировать аномалии, соответствующие залежам и разрушенным их частям. Изучение структурных и вещественных преобразований пород, связанных с флюидомиграцией, даст возможность понять многие особенности стадийности процессов формирования залежей углеводородов, условий их разрушения и сохранности, что имеет существенное значение для прогнозирования. Тем самым изучение вторичных изменений дает ценную информацию для совершенствования как теории формирования залежей, так и по практики их поиска.

В главе представлены современные концепции флюидодинамической модели формирования залежей нефти и газа, история вопроса о вторичных внестадийных (наложенно-эпигенетических) процессах, освещены основные проблемы их изучения. Охарактеризован предложенный метод комплексного литогеохимического исследования нефтегазоносных отложений, основанный на изучении закономерностей распределения химических элементов в результате воздействия наложенно-эпигенетических процессов.

1.1. Представления о процессах флюидомиграции

Их влияние на образование и преобразование нефтегазоносных отложений

Ранее исследователями при изучении нефтегазоносных отложений не рассматривались вторичные (внестадийные) процессы как фактор, влияющий на образование нефти, т.е. на рождение углеводородов, их миграцию и накопление, дифференциацию, деградацию и окисление, а также на преобразование и усложнение пустотно-порового пространства вмещающих пород-коллекторов.

В исследованиях 60-70 годов 20 века новообразованные минералы в осадочных породах считались индикаторами постдиагенетических процессов (за исключением работ Сердюк З.Я., 1969, 1972). Наиболее часто отмечаемым процессом являлась каолинитизация полевых шпатов. Каолинит при этом не рассматривался как минерал, влияющий на формирование пустотного пространства осадочных пород.

Современный этап учения о постседиментационных преобразованиях осадочных пород берет свое начало с 70–80-х годов 20 века. Некоторые исследователи продолжают

придерживаться схемы преобразования осадочных пород, которая включает в себя стадии диагенеза, катагенеза и метагенеза (Страхов, 1960; Коссовская, Шутов, 1971; Логвиненко, Орлова, 1987; Логвиненко, 1984). Сравнительно недавно универсальность данной схемы подверглась сомнению со стороны некоторых литологов (Лебедев, 1976, 1992; Лукьянова, 1995; Япаскурт, 1991, 1995). Классическая схема стадийного преобразования пород оказывается достоверной лишь для стабильно и длительно погружающихся седиментационных бассейнов. Но даже в таких системах выявлены признаки преобразования внутри разрезов осадочных отложений. Следовательно, одни только стадийные изменения не исчерпывают всего разнообразия эпигенетических преобразований осадочных комплексов. Таким образом, появляется необходимость расширить рамки учения об эпигенетических преобразованиях осадочных пород. И самым важным событием современного этапа является введение понятия о наложенном эпигенезе.

Противоречия в толковании понятий «эпигенез», «катагенез», «вторичные изменения» со всеми их разновидностями продолжают существовать и в наше время.

Первым из исследователей, который попытался внести ясность в многолетней терминологической путанице, был Б.А. Лебедев (1992). Он использовал термин эпигенез для обозначения всей постседиментационной (диагенетической, катагенетической, метагенетической, но дометаморфической) истории формирования и изменения осадочной толщи, а также выделил два принципиально разных типа эпигенеза: стадийный и наложенный.

1. **Стадийный эпигенез**, аутигенные эпигенетические или стадийно-эпигенетические процессы (Лебедев, 1992), также региональный фоновый литогенез погружения (Япаскурт, 1995). Эти понятия обозначают процессы, которые происходят на стадии погружения осадочной толщи и усиливают диагенетические, катагенетические и метагенетические изменения бассейна седиментации как самостоятельно развивающейся системы. Эти процессы чаще всего являются региональными, реже зональными и происходят они в закрытой системе. Стадийный эпигенез представлен в породах в виде: уплотнения, уменьшения пористости и проницаемости, а также в отжатию вод и формировании новой водной фазы с изменившимися минерализацией и гидродинамическими параметрами.

2. **Наложено-эпигенетические** или аллотигенные эпигенетические (Лебедев, 1992; Ушатинский, 1970; Япаскурт, 1995) *процессы* – это процессы разнородных явлений, которые включают в себя изменения отложений седиментационного бассейна при тектонической инверсии. В результате образуются разломы, зоны трещиноватости, катаклаза, раскрываются флюидоупорные системы, изменяются водно-флюидные режимы, происходит термическое воздействие тел магматической деятельности, рост крупных антиклинальных структур. Кроме

этого к наложенно-эпигенетическим относят процессы преобразования пород в зонах стабилизации водонефтяного контакта (ВНК) (Пероизио, 1971; Сахибгарев, 1978, 1983, 1989; Лебедев, 1992; Агафонов, 2005 и др.). Важной особенностью наложенного эпигенеза является перемещение флюидного вещества, при котором агрессивные флюиды, химически неравновесные с породами, производят интенсивное воздействие на осадочные отложения, приводя к мощным процессам окисления-восстановления, привноса-выноса, растворения-осаждения вещества.

В настоящее время литологами признается, что для всестороннего описания постседиментационных процессов в осадочных толщах необходимо учитывать оба типа процессов – как стадийного, так и наложенного эпигенеза.

Изучение стадийного эпигенетического преобразования осадочных пород, начиная с ранних этапов исследования, являлось одним из важнейших направлений в литологии. В свою очередь, учение о наложенном эпигенезе все еще находится в стадии становления и многие вопросы здесь являются остро дискуссионными. Например, проблемой является определение границ и содержания наложенно-эпигенетических проявлений. Из-за существующей терминологической путаницы к наложенно-эпигенетическим явлениям относят группу процессов преобразования пород, возникших под действием разных факторов: каолинитизацию, хлоритизацию, карбонатизацию, серицитизацию, проникновение углекислых, углеводородных, нефтяных и сероводородных вод, также сульфатизацию, действие глубинных флюидов, образование урановых инфильтрационных месторождений, месторождений стратиформного типа цветных металлов и др.

Актуальность исследования постседиментационных преобразований нефтегазносных осадочных отложений обусловлена тем, что для более объективного подсчета запасов полезного сырья необходимо правильно оценить объемы перераспределения вещества. При наличии знаний о влиянии наложенно-эпигенетических процессов на осадочные породы появляется возможность более точно выделить зоны аккумуляции углеводородов, а также пород-коллекторов и флюидоупоров.

В последнее время активно изучаются особенности глубинной дегазации Земли и ее влияние на процессы в приповерхностных оболочках планеты. При этом большое внимание уделяется изучению геосолитонов, характеру изменения сейсмических полей, зон вертикальной флюидомиграции, кольцевых структур, трубок взрыва и газовых труб, а также метасоматическим процессам в формировании коллекторов, зон нефтегазообразования, условиям нефтегазоаккумуляции (Лившиц и др., 2008).

В результате исследований выявлено, что в земной коре по ослабленным зонам растяжения – крупным рифтовым и более мелким тектоническим разломам, зонам

трещиноватости, рассланцевания, катаклаза и кливажа происходит дегазация внутренних оболочек Земли. Среди продуктов дегазации определяются сгустки плазмы (Татаринов, Яловик, 2008), слабо растворимые газы H_2 , N_2 , NO , CO , CH_4 , сильно растворимые углеводороды и газы - CO_2 и H_2O (Лифшиц, 2008).

Таким образом, в настоящее время большинство исследователей придерживается разработанной в Московском государственном университете В.Е. Хаиным и Б.А. Соколовым (1989, 1994) *флюидодинамической модели нефтегазообразования*, основывающейся на том, что на осадочный бассейн, помимо процессов, происходящих при его погружении, оказывают воздействие внешние факторы, проявляющиеся на инверсионном этапе, т.е. связанные с развитием тектонической деятельности (Хаин, Соколов, 1994; Грамберг, Супруненко, 1995). Так субвертикальные, субгоризонтальные и сдвиговые латеральные тектонические деформации могут являться возможными путями миграции нефти из низезалегающих высокоуглеродистых толщ земной коры. Значимость флюидодинамических процессов при формировании и локализации залежей углеводородов (Кравченко, 1999; Соколов, Абля, 1999) подтверждается и существованием связи месторождений с зонами глубинных разломов.

Тектонические процессы не только приводят в движение углеводородные флюиды, но также способствуют преобразованию осадочных отложений.

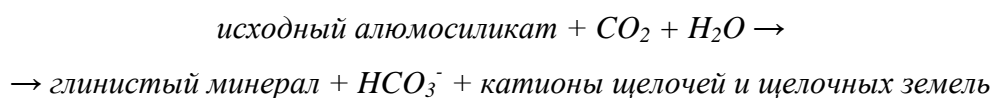
В условиях глубин скважин, где давление в пластах варьирует от 150 до 1500 атм и более, а температуры достигают 110° , основные известные составляющие компоненты флюидов находятся в сверхкритическом состоянии. Сверхкритическое состояние для CH_4 – $t_{крит} 82,4^\circ C$, $P_{крит} - 46,9$ атм; для CO_2 – $t_{крит} 31,3$ C, $P_{крит} - 75,2$ атм; для H_2O – $t_{крит} 374,2^\circ C$, $P - 221$ атм, а водород (H_2) – растворяется в сверхкритической среде. Сверхкритические среды характеризуются исключительно низкой вязкостью и повышенной диффузионной способностью. При внедрении агрессивных флюидных растворов в терригенные отложения, из-за резкого нарушения равновесия внутри системы, в той или иной степени происходит преобразование первичного состава пород. В результате химического нарушения природной системы, описываемые процессы способствуют формированию зон уплотненных и разуплотненных пород или *зон наложенного эпигенеза* (Сердюк, Розин, 1969; Лебедев, 1992), влияя тем самым на размещение залежей нефти и газа. Такие зоны характерны не только для пород, испытавших влияние флюидодинамических процессов, но также и для пород, находящихся на уровне стабилизации водонефтяных контактов (ВНК). В данном случае химические реакции протекают в результате взаимодействия нефти с поровыми растворами коллектора. На контакте нефть подвергается окислению, способствуя повышению кислотности поровых растворов, и тем самым, растворению и выносу петрогенных компонентов с формированием зон выщелачивания и переотложения их в виде зон цементации (Ильясова,

Сахибгареев, 1982; Сахибгареев, 1978, 1983, 1989; Duan et. al., 2008; Shengkai et.al., 2008). Интенсивность вторичного преобразования на ВНК зависит от времени существования залежей, проницаемости вмещающих пород и количества кислых флюидов в водах.

Наиболее распространённые реакции, протекающие в системе «вода-порода-нефть» в результате процессов наложенного эпигенеза представлены ниже.

Реакции в системе «вода – порода»

В результате внедрения в осадочные отложения агрессивных флюидов происходит нарушение химического равновесия в системе «воды-породы». Углекислый газ при температуре 120°C способен растворяться в слабощелочных пластовых водах терригенных осадочных пород (Frank et. al., 1987; Hervey et. al., 1991). Этот процесс приводит к созданию кислой обстановки с пониженными значениями рН и вызывает ионные реакции, способствующие растворению некоторых компонентов породы и их дальнейшему перераспределению. Сформированные залежи углекислоты интенсивно взаимодействуют с вмещающими породами (Лебедев, 1992). Данный процесс можно описать главной реакцией наложенного эпигенеза в терригенных породах:



Как видно из реакции, происходит интенсивное преобразование алюмосиликатов. Таким образом, продукты наложенного эпигенеза в терригенных нефтегазоносных отложениях, в основном, формируются в результате гидролиза – разложения алюмосиликатной составляющей породы водой при активном участии углекислоты. Водород же при этом отлагается в глинах в форме OH^- .

Химические явления, происходящие в результате главной реакции наложенного эпигенеза в системе «вода-порода», являются наиболее важными для понимания принципов формирования новообразованных минералов, а также пустотного пространства в терригенных породах. Данные процессы, вызывающие изменение химического состава осадочных пород с привносом-выносом вещества, можно отнести к метасоматическим.

Для метасоматически измененных осадочных отложений характерна зональность новообразованных минералов, мономинеральность цементов (Зарайский, 1989; Жариков и др., 1998). Кроме этого, в таких породах в результате «привноса-выноса» вещества происходит уменьшение или увеличение пустотного пространства пород. В результате происходящих процессов новообразованные пустоты могут заполняться вторичными минералами, газами, растворами, рудными компонентами, твердыми продуктами окисления углеводородов, а также могут оставаться незаполненными.

Считается, что вынос компонентов породы происходит в результате воздействия жидких и газообразных агрессивных флюидов, в том числе и кислот (Портнов, Кандинова, 1992). При этом максимальной кислотностью обладают HF, H₂SO₄ и HCl. Однако составляющие их компоненты F, B, Cl, P₂O₅ и S из-за незначительного количества в растворах не способны образовывать большие объемы кислотных флюидов. Кроме этого, данные кислоты быстро диссоциируют, нейтрализуясь и вступая в контакт с вмещающими породами, образуют различные соли металлов.

Значимую роль в растворении компонентов породы имеют органические кислоты – уксусная, муравьиная и другие на основе карбоксильных групп (Карньюшина, 1996). Данные С. Франклина также подтверждают, что полевые шпаты (альбит) при низких pH разлагаются в оксалатацетатных и ацетатных растворах. Возникшая же при этом вторичная пористость в альбите концентрируется вблизи жидких включений, границ двойникования и плоскостей спайности (Franklin et. al., 1994).

Углекислотный метасоматоз Б.А. Лебедев выделяет как основной процесс, приводящий к образованию эффективного пустотного пространства в терригенных осадочных породах (Лебедев, 1992). Количество угольной кислоты H₂CO₃ достаточно велико и превышает объемы других кислот. В нефтегазоносных осадочных отложениях она может поступать не только с глубоких горизонтов, но и формироваться за счет окисления углеводородов. Возможность образования углекислоты в результате гидролитического диспропорционирования легких керосинов при одновременном понижении pH пластовых нефтяных вод подтверждает в своих работах Хельгесон. Вследствие этих процессов наблюдается появление вторичной пористости, а также развитие иллитизации смектитов и альбитизации плагиоклазов (Helgeson et.al., 1993).

Таким образом, можно утверждать, что вторичное пустотное пространство в породах-коллекторах формируется за счет выноса щелочных и щелочноземельных элементов (особенно Na, Ca и K).

Терригенные осадочные породы, подвергшиеся углекислотному метасоматозу, часто характеризуются существенной каолинитизацией. Повсеместное развитие каолинита в коллекторах связано с тем, что он является основным минералом «главной реакции наложенного эпигенеза», а также продуктом кислой обстановки. При этом, по мнению Б.А. Лебедева, в зонах каолинитизации происходит улучшение коллекторских свойств песчаных пород (Лебедев, 1992).

В последнее время теория о природной системе «воды–породы» наиболее подробно изучается С.Л. Шварцевым (Шварцев, 1995, 1997), который выделил вторичную минеральную фазу в качестве продукта постоянного взаимодействия в неравновесно-равновесной самоорганизующейся системе «воды-породы» (Шварцев, 1998).

Вторым важным процессом в системе «воды–породы» является карбонатообразование:



Данная реакция осуществляется при снижении парциального давления в системе. В результате происходит пересыщение раствора углекислотой, его вскипание и потеря CO_2 , т.е. данный процесс приводит к нейтрализации углекислоты и ее захоронению в виде карбонатных минералов (Портнов, Кандинова, 1992).

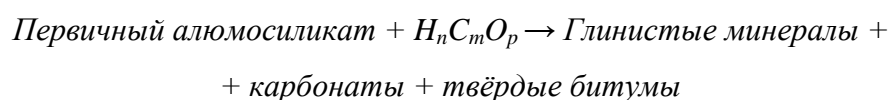
Результатом многократного повторения данной реакции является образования зон вторичной карбонатизации в осадочных породах. При этом изменение количества углекислоты в составе подземных вод может сопровождаться либо образованием пустотного пространства, либо, наоборот, его «залечиванием» (Багринцева, 1983).

Реакции в системе «воды–воды» возникают в результате смешивания вод различного состава, с разными значениями pH и Eh (Перельман, 1968; Данчев, Стрелянов, 1979; Лебедев, 1992).

Реакции в системах «углеводороды–углеводороды», «воды–углеводороды» и «породы–углеводороды» протекают в непосредственной близости скоплений углеводородов.

Так как для углеводородов характерно затормаживание вторичных процессов и предохранение пород от дальнейших преобразований (Чепиков, Ермолова, 1959), то в результате реакций в системе «породы–углеводороды» не происходит значительного изменения коллекторов. Однако при химической перестройке УВ, их разрушении и деградации формируются твердые битумы – типичные продукты взаимодействия пород с УВ (Лебедев, 1992).

Б.А. Лебедев этот процесс описал следующей реакцией:



Основным отличием данной реакции от «главной реакции эпигенеза» является наличие твёрдых продуктов окисления и деградации углеводородов – битумов, которые часто способствуют заполнению пустотного пространства, усложняя при этом строение месторождений и эксплуатацию залежей.

Значимость наложено-эпигенетических процессов в формировании дополнительного пустотного пространства подтверждает и Б.И. Омеляненко, изучивший метасоматические процессы на месторождениях урана. Он выявил, что замещение альбита кварцем и каолинитом приводит к увеличению пористости на 5,4 %, а при замещении калиевого полевого шпата серицитом и кварцем на 15 %. Таким образом, в целом метасоматические процессы приводят к увеличению пустотного пространства в породах гранитного состава (Омеляненко, 1978).

К таким же результатам о влиянии наложено-эпигенетических процессов на фильтрационно-емкостные свойства пришли и другие исследователи. Например, Е. А. Жуковская и Г.Г. Кравченко, изучая Крапивинское нефтегазоносное месторождение Томской области с помощью фациального анализа и петрофизических методов, выявили, что среди отложений выделяются породы как с характерными для таких фациальных условий коллекторскими свойствами, так и высокопроницаемые отложения с нехарактерными свойствами. В результате проведенного литолого-петрографического исследования авторы пришли к выводу, что значительную, может даже решающую, роль в возникновении улучшенных коллекторских свойств песчаников выполняют процессы порового выщелачивания, возникшие в результате наложенного эпигенеза, а условия седиментогенеза, а также процессы стадийного эпигенеза имеют подчиненное значение (Жуковская, Кравченко, 2010).

Данные О.Г. Зарипова показывают, что эпигенетические процессы в породах-коллекторах способствуют ухудшению первоначальных фильтрационно-емкостных свойств, в особенности проницаемости. В результате его исследований было выявлено, что средние значения проницаемости терригенных пород неокома Среднего Приобья в интервале 700–2900 м уменьшается с $0,95 \text{ мкм}^2$ до $0,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, а пористости – с 33 до 8 %. Однако позднее О.Г. Зарипов совместно с И.Н. Ушатинским пришли к выводу, что выявленная закономерность не всегда подтверждается. Так, например, песчаники с вторичным каолинистым цементом были отнесены ими как к благоприятным коллекторам с хорошей проницаемостью (Ушатинский, Зарипов, 1978).

Таким образом, не уменьшая значимости первичных седиментационных условий в образовании пустотного пространства, можно уверенно сказать, что инфильтрация флюидов в результате значительного преобразования терригенных пород также оказывают существенное влияние на коллекторские свойства. Эпигенетические процессы улучшают пористость и проницаемость в процессе растворения пород или ухудшают качество коллектора в результате вторичного минералообразования. Эти данные подтверждают многочисленные исследования нефтегазоносных отложений Западной Сибири (Столбов, Столбова, 1996; Столбова, Шалдыбин, 1998; Шалдыбин 1998а; Шалдыбин 1998б; Столбов, Шалдыбин, 2001; Столбов, Шалдыбин, Бочаров 2002; Сердюк, 1969, Вильковская, Сердюк и др., 2013; Недоливко, Ежова и др. 2004, 2005, 2006; Предтеченская, 2002; Предтеченская, Кроль, Гурари, Перозио и др., 2006).

Помимо влияния на пустотно-поровое пространство агрессивные флюиды (в первую очередь, углекислотные), обладают способностью эффективно растворять не только жидкие, но и твердые органические вещества. Внедряясь в структуру химически устойчивых керогенов и

разрывая их структурный скелет, они увеличивают количество битуминозных веществ, влияют на их состав и способствуют миграции (Лифшиц, 2008).

Мигрирующие битумоиды (эпибитумоиды) подвергаются естественному крекингу и дифференциации их от тяжелых к средним и легким. В условиях сред, содержащих кислород, они подвергаются окислению до CO_2 , а, в ряде случаев, при участии металлических катализаторов мигрирующие битумоиды могут формировать твердые битумы. Эпибитумоиды используют трещиноватость, новообразованную пористость и сланцеватость, участки перекристаллизации пород и т.п., и в целом, тяготеют к тектонически ослабленным зонам.

В результате проведенного анализа наложенно-эпигенетических процессов в нефтегазоносных отложениях можно сделать вывод, что формирование нефтегазоносных месторождений – процесс динамичный и сложный, сопровождающийся преобразованием первичной структуры и текстуры осадочных отложений, образованием вторичных минеральных агрегатов и дополнительного пустотного пространства. Такие зоны формируются, как правило, в пределах тектонических нарушений, современных или древних ВНК и фиксируются по наличию не только структурных и вещественных, но и геохимических аномалий.

Изучение особенностей преобразования пород и анализ закономерностей распределения химических элементов в результате наложенно-эпигенетических процессов могут дополнить информацию об образовании нефтегазовых месторождений.

1.2. Геохимические методы исследования нефтегазоносных отложений

Для поиска и разведки нефтегазоносных отложений используется 6 основных геохимических методов исследования: газогеохимический (атмогеохимический), битуминологический, изотопно-геохимический, биогеохимический, гидрогеохимический и литогеохимический (Неручев, 1998; Hunt, 1979; Carstens, 2008). Методы поисковой геохимии по характеру показателей подразделяются на прямые и косвенные. Прямые методы основываются на исследовании прямых показателей нефтегазоносности – углеводородов; косвенные – на изучении концентраций химических элементов и их соединений, минеральных новообразований, физико-химических параметров, прямо не связанных с залежами, но свидетельствующих о возможности их присутствия.

В настоящее время для локализации нефтегазоносных площадей и оценки перспектив нефтегазоносности в основном используют комплекс геохимических методов, включающий:

– комплексное *газогеохимическое* опробование приповерхностного пространства по сейсмопрофилям, а также глубоких скважин с изучением структуры геохимического поля и выделения нефтеперспективных комплексов. Исследования основаны на изучении

распределения основных газовых показателей (метана, этана, тяжелых углеводородов, диоксида углерода, гелия) и газогеохимических коэффициентов; проводятся с помощью газовой жидкой хроматографии;

– *гидрогазогеохимическую* съемку по поверхностным водоисточникам с картированием зон разгрузки глубинных вод и нефтеперспективных участков, а также изучение состава пластовых флюидов в разрезах;

– *изотопно-геохимический* (геохимия органического вещества) (термические масс-спектрометрические (ТМС) методы исследования (Кузьмин и др., 2015), метод «Rock-Eval» (Гончаров, 2009, McCarthy et. al., 2011; Peters et. al., 2002; Diasty et. al., 2015), позволяющие определить углеводородные и неуглеводородные компоненты, содержание органического и минерального углерода и др. С помощью данных методов устанавливают фациальные обстановки диагенеза, генетический тип РОВ, степень его катагенетического преобразования (или зрелости керогенов), а также прямые признаки процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ;

– *битуминологический* метод исследования, основанный на изучении состава, структуры и особенностей миграции битумоидов в разрезах скважин с помощью люминесцентной микроскопии;

– *литогеохимические* исследования предназначены для выявления ореолов рассеяния химических элементов и типоморфных минеральных образований, обусловленных миграцией углеводородов и взаимодействием их продуктов окисления и деградации с минеральным веществом, а также химически активных неуглеводородных газов (CO_2 , CO , H_2S и др.) и флюидов, образовавшихся в результате различных процессов.

Литогеохимический метод для поиска и оценки ресурсного потенциала нефтегазоносных отложений используется относительно редко и обычно в комплексе с газогеохимическим методом (Исаев, Пастухов, 2015). Необходимо отметить, что также встречаются работы, в которых представлены результаты изучения вторичных геохимических процессов с использованием метода статистического анализа данных геофизических исследований (Мельник, 2012, 2014, 2016). Несмотря на то, что минералогическая зональность в зонах ВНК была выделена еще в 70 г.г. XX века (Сахибгареев, 1978), в настоящее время лишь немногочисленные исследователи изучают литогеохимические аномалии, связанные с процессами стабилизации ВНК и нефтегазоносностью. Например, на Вознесенском месторождении (Бижбулякский район Республики Башкортостан) исследователями были выявлены повышенные концентрации урана (до 1,27%) в битуминозных сульфидизированных песчаниках, а также установлена связь сульфидной минерализации (пирита, халькопирита, галенита, молибденита, арсенидов) и нефти. Кроме этого, были обнаружены аномалии

полиметаллов, урана, ртути, кадмия, молибдена, никеля, связанные с нефтегазоносностью в других районах Башкортостана (Исмагилов и др., 2015).

В диссертационной работе для выделения в разрезах скважин перспективных отложений и прогноза характера их насыщения в качестве основного используется *литогеохимический метод. Выбор методики изучения связан с исследованием процессов флюидомиграции (наложенного эпигенеза), его влияния на преобразование пород и размещение залежей углеводородов.* Формирующиеся в результате воздействия наложено-эпигенетических процессов и перераспределения компонентов зоны выщелачивания (или зоны высокопористых пород) характеризуются геохимическими особенностями, отличающими их от неизмененных пород.

В данной работе в качестве технологии изучения наложено-эпигенетических процессов, влияющих на перераспределения вещества и изменение фильтрационно-емкостных свойств пород, используется метод комплексных геохимических и минералого-петрографических исследований.

В некоторых работах (Столбов и др., 2002; Шалдыбин, 1998а) рассмотрены геохимические факторы, с помощью которых можно оценить влияния наложено-эпигенетических процессов на пористость и проницаемость пород-коллекторов. Авторами отмечается, что зоны распространения наложено-эпигенетических процессов в осадочных породах могут быть определены по варьированию содержания урана.

Уран в зонах развития углекислотного метасоматоза, образуя соединения с CO_3^{2-} , переходит в подвижное состояние. В результате процессов углекислотного выщелачивания происходит вынос петрогенных компонентов, наряду с которыми уменьшается и количество урана. При этом формируется ярко выраженная отрицательная геохимическая аномалия. Таким образом, уран можно использовать в качестве геохимического индикатора наложенного эпигенеза. Изучая особенности поведения урана можно прогнозировать зоны разуплотненных коллекторов.

Для более объективной оценки продуктивности нефтегазоносных отложений необходимо выделить не только разуплотненные породы (по отрицательным аномалиям урана), но и дать прогноз характера их насыщения. Известно, что взаимоотношение новообразованных эпигенетических минералов в породах с разным насыщением различно (Недоливко, 2010), следовательно, такие породы могут отличаться и количеством тех или иных элементов. В диссертационной работе для прогноза характера насыщения отложений предложена методика, основанная на особенностях распределения химических элементов (K, Ca, Ti, Cr, Fe, Mn, Rb, Sr, Ba и Zr).

В результате геохимических исследований нефтегазоносных отложений Западной Сибири выявлено, что химические элементы обладают высокой информативностью. Обусловлено это тем, что они имеют тесную связь с процессами литогенеза и эпигенеза, принимают активное участие в процессах органического синтеза, а также в той или иной степени обладают миграционной способностью и чувствительностью к изменению рН и Eh флюидной системы.

Следовательно, изучая закономерности поведения химических элементов в различных условиях среды, а также при разных процессах образования и преобразования нефтегазоносных отложений, можно выявить зоны аккумуляции углеводородов, выделить перспективные интервалы нефтегазоносных отложений, рекомендуемые к проведению испытаний.

Глава 2. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Опыт детального изучения нефтегазоносных отложений по керну и шламу скважин показал, что для решения сформулированных выше проблем оптимальным является комплексирование традиционных литологических, петрографических и минералогических методов исследования с методами прикладной геохимии, базирующимися на изучении закономерностей распределения химических элементов, обусловленных миграций углеводородных и неуглеводородных флюидов, их воздействием на вмещающие породы.

2.1. Макроскопическое изучение керна

Анализ керна скважины начинается с изучения стратиграфии разреза, определения литотипов пород, положения их в разрезе. Поинтервальное описание керна направлено на выявление характерных особенностей отложений, на определение признаков литогенеза, начиная со стадии седиментогенеза и заканчивая постседиментационными преобразованиями пород. При описании пород указывается их цвет, текстурные особенности, структура, вещественный состав (Шутов, 1967), органогенные компоненты, детритные включения, стяжения, конкреции. Детально просматривается захороненное органическое вещество, определяется битуминозное вещество, используются реакции с соляной кислотой и молибденово-кислым аммонием.

На этой стадии работ большое внимание уделяется текстурам пород. Они рассматриваются по признакам однородности, плотности, ориентировке компонентов. Детально анализируется слоистость (по однородности, по морфологическим и генетическим признакам), выявляются специфические текстуры (оползания, взмучивания, брекчирования, катаклаза) и текстуры поверхностей напластования. При анализе текстур обращается внимание на характер переслаивания (тонкое – 1–2 мм, мелкое – 5–20 мм, среднее – 20–70 мм, крупное – 70–200 мм и грубое >200 мм). Пристальное внимание уделяется текстурным признакам пород: пористости, кавернозности, трещиноватости, стилолитизации и рассланцеванию. Описывается отдельность: плитчатая – до 1 см, мелко-пластовая – 1–5 см, среднепластовая – 5–10 см, крупнопластовая 10–50 см и грубо-пластовая – >50 см. Особое внимание уделяется описанию прожилков, трещин, секущих напластования и субвертикальных по отношению к ним, а также всех признаков постседиментационного преобразования пород.

Макроскопическое описание пород является основой построения литологической колонки. Оно сопровождается отбором керна для геохимических исследований. При этом через 1 метр берется геохимическая проба весом ~5–10 г, а также отбираются образцы в интервалах

преобразованных пород для минералого-петрографического и дополнительных исследований весом около 20 г.

В лабораторных условиях все отобранные образцы изучаются под биноклем. При этом уточняется название пород, детальнее характеризуются их текстурно-структурные и вещественные признаки. Составляется таблица, в которую выносятся все наблюдаемые признаки седиментогенеза – наложенного эпигенеза. Такая информация служит основой для литогенетического анализа отложений, представлений о ландшафтных обстановках седиментогенеза и последующих условиях преобразования пород.

2.2. Минералого-петрографические исследования

Цель этих работ – выявление наложенно-эпигенетических преобразований пород, а также определение их влияния на фильтрационно-емкостные свойства. Изучение минералого-петрографических особенностей пород осуществлялось в петрографических шлифах (259 шлифов) с помощью поляризационного микроскопа (Carl Zeiss Axio Imager.A2m).

Предварительно шлифы подвергались насыщению в вакууме окрашенными в голубой цвет смолистыми веществами, заполняющими, а затем проявляющими пустотное пространство. Описывались стандартные характеристики: структура и текстура породы, её состава, степень сортировки и окатанности обломков, состав аксессуаров, детально характеризовалось количество и типы контактов обломков, структура и состав цемента. Кроме того, давалась характеристика пустотного пространства, если оно есть (форма пор, их количество, расположение в породе, материал и характер заполнения пор, тип пористости), а также наложенной минерализации. При минералого-петрографическом исследовании учитывались действующие классификации пород (Шванов, Фролов и др., 1998; Шутов, 1975). Также особое внимание при описании шлифов уделялось выявлению дислокационных преобразований пород и описанию захороненного органического вещества и битумоидов. Особенности эпигенетического преобразования пород и формирования пустотного пространства иллюстрируются фотографиями шлифов.

Линейным методом осуществлялась количественная оценка минерального состава. Суть его заключалась в замере случайных срезов с минимальным количеством зерен не менее 200 штук. Подсчитывалось количество кварцевых, полевошпатовых и других обломков, цементной части породы, а также пустотного пространства. При этом учитывалось степень преобразованности основных компонентов и цемента. Кроме того, при количественном анализе использовались данные рентгеноструктурного анализа (244 пробы).

Для оценки влияния эпигенетических преобразований на фильтрационно-емкостные свойства пород использовался метод корреляционного анализа. С помощью программы «Statistica» определялась связь минерального состава пород с коэффициентами открытой пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности.

2.3. Ядерно-геохимические исследования

Ядерно-геохимические исследования (Binney et. al., 1978) заключались в изучении закономерностей поведения урана в нефтегазоносных отложениях с использованием количественного ядерно-физического метода (Столбов, 1994). Содержание урана определялось на ядерном реакторе ИРТ-Т ТПУ методом запаздывающих нейтронов (МЗН). Всего проанализировано 2330 проб. Количество геохимических проб по скважинам равно: Ванкорская-11 – 276, Восточно-Лодочная-1 – 156, Хикиглинская-1 – 570, Западно-Лодочная-1 – 525, Северо-Туколандская-1 – 229, Ичемминская-1 – 116, Ячиндискская-1 – 112, Северо-Ванкорская-1 – 346, Туколандо-Вадинская-320 – 628.

Отбор геохимических проб керна для выявления участков преобразованных пород производился через 0,5–1,5 метра.

Для геохимического изучения разреза скважины в интервалах, проходимых без отбора керна, производится анализ проб шлама, отобранных, в основном, через 5-10 метров. При анализе материалов шламowego опробования по скважине используется литологическая колонка, составленная с использованием данных ГИС, привлекаются данные скважинного газового каротажа.

При оформлении результатов исследований скважин значительная часть литогеохимической информации дается в графической форме в виде литолого-геохимических разрезов. В диссертационной работе основные результаты комплексного исследования представлены в виде таблиц.

Ниже представлен алгоритм расчета границы между фоновыми и аномальными значениями для каждой разновидности пород.

Протекающие в изучаемых отложениях флюидодинамические процессы в результате перераспределения и концентрирования урана, приводят к локальным отклонениям его концентраций от фона, называемым *аномалиями*. Если значимость этих отклонений очевидна, аномалии называются явными или интенсивными. Формально граница между фоновыми и аномальными значениями определяется обычно по правилу «трех сигм» – аномальными считаются значения, которые отличаются от среднефоновых более чем на три стандартных отклонения (Инструкция по геохимическим методам..., 1983).

Для нормального закона распределения:

$$\bar{X} - 3S > X_{\text{аном.}} > \bar{X} + 3S \quad (1),$$

где $X_{\text{аном.}}$ – минимально-аномальное значение, \bar{X} – среднее арифметическое значение фона, S – стандартное отклонение фона.

Для логнормального закона распределения:

$$\tilde{X} / \varepsilon^3 > X_{\text{аном.}} > \tilde{X} * \varepsilon^3 \quad (2),$$

где \tilde{X} – среднее геометрическое значение фона, ε – стандартный множитель;

Правая часть неравенств определяет уровень положительных аномалий (зоны накопления), левая – отрицательных (зоны выноса).

Для нескольких рядом расположенных аномальных точек уровень аномальности снижается в соответствии с выражениями:

для нормального закона распределения

$$X_{\text{аном.}} > \bar{X} + 3 \frac{S}{\sqrt{m}} \quad (3);$$

для логнормального закона распределения

$$X_{\text{аном.}} > \tilde{X} * \varepsilon^{\frac{3}{\sqrt{m}}} \quad (4),$$

где m – количество рядом расположенных (коррелирующихся) точек. Максимальное значение m равно 9; если $m > 9$, считаем $m = 9$.

Для расчета параметров фона формируется специальная выборка из участков, расположенных за пределами явных аномалий. Расчет производится в программе «Statistica», где вычисляются среднее арифметическое, стандартное отклонение, асимметрия (A), эксцесс (E) и их стандартные отклонения (S_A и S_E). Если выполняются неравенства:

$$\left| \frac{A}{S_A} \right| \leq 3 \text{ и } \left| \frac{E}{S_E} \right| \leq 3 ,$$

то распределение соответствует нормальному закону и для вычислений используются формулы (1) и (3). В противном случае считаем, что закон распределения логнормальный и пользуемся формулами (2) и (4).

В работе было выявлено, что распределение соответствует логнормальному закону и, следовательно, граница между фоновыми и аномальными значениями для каждой разновидности пород рассчитывалась для логнормального закона распределения (формула 2).

С целью выявления взаимосвязи между содержанием урана и коэффициентами открытой пористости и проницаемости, а также минерального состава пород с помощью программы «Statistica» проводился корреляционный анализ.

2.4. Рентгенофлуоресцентный анализ (РФА) – современный спектроскопический метод исследования вещества, используемый для определения элементного состава. Цель данного исследования – выявить особенности распределения в породах ряда химических элементов (К, Са, Ti, Mn, Fe, Cr, Rb, Sr, Zr и Ва) в контексте их взаимосвязи с продуктивностью нефтегазонасыщенных отложений в разрезах скважин. Анализ выполнен на рентгенофлуоресцентном энергодисперсионном анализаторе INNOV-X systems X50 (оператор Исаева Е.Р.). Проводился внешний контроль измерений методом ICP-MS (проблемная научно-исследовательская лаборатории гидрогеохимии НИ ТПУ, оператор Мазурова И.С.). Установлено отсутствие систематической ошибки в результатах измерений концентраций указанных элементов методом РФА.

Для оценки влияния эпигенетических преобразований на перераспределение вещества использовался метод корреляционного анализа. С помощью стандартной программы «Statistica» определялась связь минерального состава пород с содержанием элементов.

Далее с помощью дискриминантного анализа, проводимого в программе «Statistica», выделенные по отрицательным аномалиям урана интервалы коллекторов классифицировались по характеру их насыщенности (эталонные группы пород – водонасыщенные, углеводородонасыщенные и кальцитизированные).

В результате анализа выявлялись линейные дискриминантные функции, позволившие отнести испытываемые пробы к одной из эталонных групп:

$$X = b_1x_1 + b_2x_2 + \dots + b_nx_n + a;$$

$$Y = b_1y_1 + b_2y_2 + \dots + b_ny_n + a,$$

где x_1 и x_n , y_1 и y_n , — значения переменных (содержания химических элементов), соответствующие конкретным пробам; константы b_1 - b_n (канонические переменные 1 (для X) или 2 (для Y)), учитывающие вклад каждого химического элемента в значение функции.

Для изучения особенностей распределения химических элементов в минералах использовались рентгенофлуоресцентная микроскопия (HORIBA XGT-7200) (аналитик Бушманов А.И.) и электронная микроскопия (сканирующий электронный микроскоп TESCAN VEGA 3 SBU с микроанализатором OXFORD X-Max 50) (аналитики Якич Т.Ю. и Рудмин М.А.).

2.5. Радиографические исследования

Радиографические исследования проводились по скважине Туколандо-Вадинская-320. Они дают наиболее объективную информацию о нефтегенерирующем керогене типа-II, об особенностях распределения урана в породе, о взаимоотношениях его с порообразующими компонентами, а главное, о связи урана с захороненным органическим веществом.

Радиографические исследования (f-радиография) проводились по методике, разработанной И.Г. Берзиной (Берзина и др., 1967). В соответствии с методикой, на петрографическом шлифе закрепляется лавсановый детектор. Его назначение – фиксировать треки от осколков деления ядер урана. Деление ядер урана вызывается облучением шлифов потоком нейтронов. Облучение осуществлялось на исследовательском ядерном реакторе ТПУ, с учетом предварительно определенных концентраций урана в породах шлифа для регулирования интенсивности нейтронного потока.

Взаимодействия урана с ЗОВ могут быть различными. В тонкодисперсном ЗОВ они слабо просматриваются; в достаточно крупных, видимых под микроскопом частицах керогена, они хорошо фиксируются по трекам от осколков деления урана на лавсановом детекторе при совмещении его со шлифом. При этом может наблюдаться равномерное распределение урана в керогене, которое свидетельствует вхождении элемента в структуру керогена и следовательно о металлоорганическом его синтезе. Такой кероген регистрируется как кероген типа II.

Могут быть случаи с зональным распределением урана по поверхности частиц ОВ, с уменьшением количества урана с глубиной его проникновения в кероген. Это свидетельствует о сорбционном захвате урана из инфильтрационных растворов. Такой кероген соответствует гумусовому типу III и проявляется чаще в углистых или углефицированных трещиноватых породах.

В шлифах могут регистрироваться частицы ЗОВ, не содержащие уран и относящиеся к безурановому керогену типа I. Как правило, такой кероген слагает самостоятельные прослои, отмеченные во многих разрезах Западной и Восточной Сибири, перекрывающие нефтематеринские породы доманикового типа либо непосредственно прилегающие к ним.

2.6. Люминесцентно-микроскопические исследования. Битуминологический метод – метод, основанный на выявлении ореолов рассеяния углеводородов нефтяного ряда; используется для выявления особенностей органического вещества и его компонентов, которые являются источниками углеводородов, а также для изучения миграции углеводородных флюидов с использованием люминесцентно-микроскопического метода.

Исследования проводились в ультрафиолетовом свете, в шлифах – в проходящем свете под микроскопами Мик-Мед-11 и в пришлифовках при освещении сверху с использованием микроскопа МЛ-2.

При изучении определялся тип захороненного органического вещества (сапропелевый или гумусовый), наличие и состав битумоидов. Очень важной является возможность установления сингенетичности и эпигенетичности битумоидов по отношению к захороненному ОВ, содержащемуся в породе. При изучении пород проводится анализ характера и интенсивности

свечения, особенностей распределения битумоидов, оценивается приблизительное количество битумоидов, фиксируются следы и направление миграции битумоидов.

Геохимические и минералого-петрографические исследования проводились на современном оборудовании в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (г. Томск).

Для обработки данных использовались методы корреляционного и дискриминантного анализов, с использованием программного комплекса «Statistica» фирмы Soft, а также пакеты Arc Gis, CorelDRAW X7.

Глава 3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

3.1. Геология района

Территория исследования расположена в пределах Западно-Сибирской эпигерцинской плиты, на стыке центральной части Нижне-Енисейской возвышенности с Западно-Сибирской низменностью, и относится к Пур-Тазовской нефтегазоносной области (северо-восток Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна).

Фундамент представлен метаморфизованными и дислоцированными палеозойскими отложениями. Основные складчатые структуры фундамента Западно-Сибирской платформы, имеющие преимущественно меридиональное направление, относятся к эпохе герцинского орогенеза.

Тектоническое строение Западно-Сибирской плиты является разнородным. Однако проявление даже крупных ее структурных элементов в современном рельефе не отчетливое, в отличие от тектонических структур Русской платформы. Связано это с тем, что структурные элементы герцинского фундамента нивелируются покровом мезо-кайнозойского осадочного чехла мощностью более 1000 м, а в отдельных синеклизах и впадинах – до 3000–6000 м.

Исследуемая территория находится на стыке Пендомаяхской впадины и Большехетской структурной мегатеррасы, которые осложняют северо-восточный борт Надым-Тазовской синеклизы, являющейся крупнейшей надпорядковой структурой северо-восточной Приенисейской части Западно-Сибирской плиты (ЗСП).

Пендомаяхская мегавпадина примыкает на востоке к Большехетской структурной мегатеррасе через Хальмерпаютинский мегавал субширотного простирания. Большехетская структурная мегатерраса протягивается с юго-востока на северо-северо-восток и осложнена Лодочным и Сузунским валами. Лодочный вал, находящийся на территории лицензионного участка Ванкорской площади, осложнен локальными структурами III порядка: Ванкорской, Тагульской, Лодочной.

Основные области поднятий и прогибаний возникли, вероятно, в триасе и продолжали развиваться в юрскую и меловую эпоху. Наиболее активный рост структур происходил в позднемеловое и палеоген-четвертичное время. Характер и интенсивность новейших тектонических движений в течение этого периода обусловили разнообразие рельефа изучаемой территории и привели к формированию современного структурного плана Западно-Сибирской плиты.

При изучении геологического строения и закономерностей пространственного размещения залежей углеводородов Западно-Сибирской платформы было выявлено, что



Рис. 3.1. Пространственная связь разломов и месторождений углеводородов Западной Сибири (Гаврилов, 1981): 1 – разломы; 2 – зона Среднеобского разлома; 3 – месторождения нефти и газа

месторождения нефти и газа приурочены, в основном, к крупным разломам земной коры (рис. 3.1), к зонам смятия, растяжения и трещиноватости.

Связано это с тем, что в результате тектонической активизации вдоль разломов возникают крупные антиклинальные структуры, улучшаются фильтрационно-емкостные свойства горных пород, т. е. создаются благоприятные условия для формирования углеводородных залежей.

Около 70% месторождений нефти и газа Западно-Сибирской плиты локализируются вблизи разломов (рис. 3.1).

Таким образом, установленная связь размещения углеводородных месторождений с зонами тектонической активизации облегчает их поиск, т.е. разломы являются своеобразным поисковым критерием.

Сейсмические, космогеологические исследования (Житков, Поцелуев и др., 2013) (рис. 3.2) показывают, что на территории Пур-Тазовской нефтегазоносной области проявлены тектонические структуры различного порядка и типов: площадные, кольцевые (дуговые) и линейные.

К линейным относятся структуры субмеридионального, субширотного, северо-восточного простирания, которые соответствуют разрывным нарушениям различного уровня. Они представляют собой складчато-разломные тектонические системы, которые сопровождаются проявлением метасоматических преобразований пород.

Субмеридиональные разломы, являясь наиболее ранними образованиями, определяют положение геотектонических структур. К такому типу нарушений относится главная линеаментная зона, относящаяся по ориентировке и местоположению к Худосейскому рифту. Зона представляет собой серию субпараллельных линеаментов различной протяженности и имеет ширину выхода на дневную поверхность от 25 до 35 км. В пределах главной зоны фиксируется крупное тектоническое нарушение, пересекающее западный фланг Ванкорского месторождения.

Выявленное сателлитное тектоническое нарушение, вероятно, являющееся сингенетичным по отношению к главной зоне, расположено западнее ее, на юге примыкает к ней и к северу отклоняется от нее на расстояние до 20 км.

Северо-восточные и субширотные структуры являются более поздними. Они выражены отдельными швами и не образуют мощных зон. Амплитуда смещений по разломам северо-восточного простирания достигает 14,5 км. Южный фланг Ванкорского месторождения срезан нарушением северо-восточного направления. Субширотные разрывы характеризуются смещениями до 4 км.

Установленные кольцевые и дуговые структуры встречаются от 1 до 83 км по радиусу. Наиболее крупными такими структурами являются Ванкорская с радиусом 83 км и Чировая – 58 км.

Кольцевые и дуговые структуры различных порядков, в т.ч. и Ванкорская, контролируются главной линеаментной структурой субмеридионального простирания и ее сателлитными разломами. Исследователями (Житков, Поцелуев и др., 2013) центральная область Ванкорского месторождения рассматривается как «центр возмущения».

Другие центры кольцевых структур второго порядка встречаются в районе Хикиглинской структуры, Ячиндинского локального поднятия, также находятся в пределах главной зоны со смещением на запад. Для этих структур характерны более слабые «возмущения», следовательно, они могут обладать более мелкими запасами углеводородов в сравнении с Ванкорской.

В районе исследования авторами публикации также выявлены Юго-Восточная и Северо-Восточная зоны флюидомиграции северо-западного простирания (рис. 3.2). По мнению исследователей, данные зоны являются наиболее ранними по возрасту формирования и, вероятно, связаны с разломно-складчатыми структурами фундамента, образовавшимися до появления Худосейской рифтогенной системы. Формирование зон флюидомиграции, по-видимому, связано с древними разломными системами. Образование таких зон привело к проявлению метасоматических процессов, повлиявших на изменение физических и химических свойств пород.

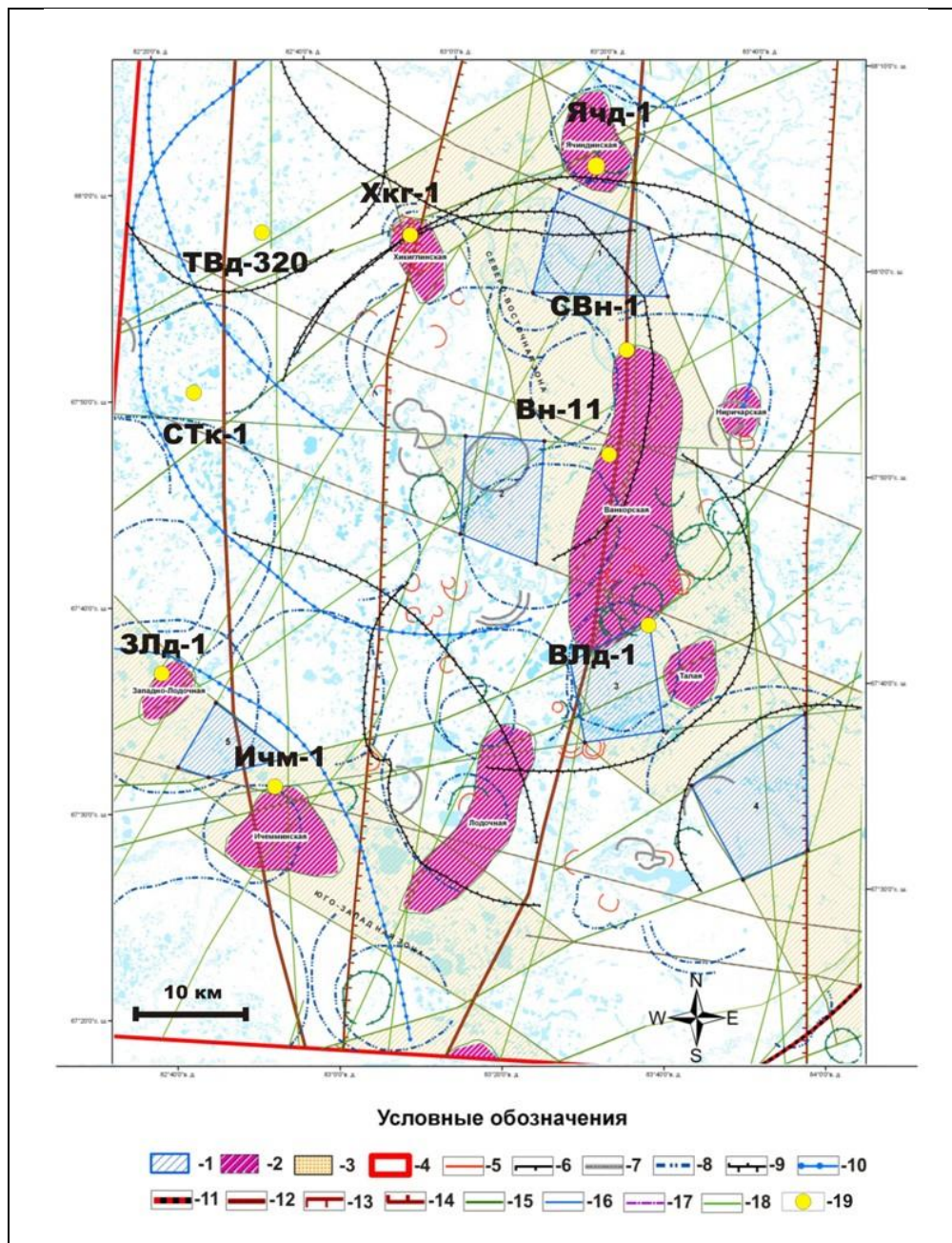


Рис. 3.2. Космоструктурная схема Ванкорской площади (Житков и др., 2013)

Условные обозначения: 1-нефтеперспективные участки; 2-известные нефтеносные структуры; 3-основные космоструктурные зоны «высокой флюидопроницаемости»; 4-границы площади работ.

Кольцевые и дуговые структуры: 5-радиус 1 км; 6-радиус 2 км; 7-радиус 3 км; 8-радиус 4-12 км; 9-радиус-13-25 км; 10-радиус 28-42 км; 11-радиус 58-83 км.

Линейные структуры: 12-Западная ветвь «Главной» космоструктурной зоны; 13,14 – граница «Главной» космоструктурной зоны субмеридионального направления; 15-Линейные космоструктуры, соответствующие разрывным нарушениям северо-восточного простирания; 16-Линейные космоструктуры, соответствующие субширотным разрывным нарушениям; 17-Линейные космоструктуры, соответствующие разрывным нарушениям северо-западного простирания; 18-Линейные космоструктуры, соответствующие разрывным нарушениям субмеридионального направления; 19-скважины глубокого бурения

В районе Ванкорского месторождения Северо-Восточная зона имеет субмеридиональное простирание. Мощность ее колеблется в пределах 15,8–24,6 км. Юго-Западная зона имеет видимую мощность в пределах 9,5–13,7 км.

Для зон флюидомиграции характерно блоковое строение со смещениями, образовавшимися в результате поздних нарушений субширотного и северо-восточного простираний. Амплитуда смещений границ зон колеблется в пределах 1,5–17,5 км по нарушениям северо-восточного направления и 1,5–9,4 км по нарушениям северо-восточного и субширотного простираний.

Образование зон флюидомиграции, Худосейской рифтогенной зоны и кольцевых структур различного порядка могло привести к формированию структурных ловушек и оказать влияние на миграцию углеводородов.

В результате космоструктурных исследований выявлено, что месторождения углеводородов изучаемой территории могут локализоваться: в пределах зон флюидомиграции, кольцевых структур, главной лианеаментной зоны, поздних нарушений субширотного и северо-восточного направления. Ванкорское месторождение приурочено к центральной части крупной кольцевой структуры радиусом более 80 км.

3.2. Литолого-стратиграфическая характеристика отложений

По данным региональных геофизических исследований в геологическом разрезе верхней части земной коры Западно-Сибирской мегасинеклизы выделено три структурно-тектонических этажа (Кринин, 2011):

- кристаллический фундамент, представленный интенсивно дислоцированными и метаморфизованными образованиями архейско-протерозойского возраста;

- ортоплатформенный промежуточный структурный этаж познепротерозойского возраста, залегающий на кристаллическом фундаменте с угловым несогласием, представленный слабодислоцированными отложениями палеозоя, не имеющими повсеместного распространения.

- мезозойско-кайнозойский осадочный чехол (плитный комплекс) представляет собой третий (ортоплатформенный) структурный этаж, залегающий на подстилающих отложениях с резким угловым и стратиграфическим несогласием.

Мезозойско-кайнозойский осадочный чехол на территории исследования подразделяется на два комплекса: пострифтовый, сложенный терригенными и терригенно-эффузивными породами позднепалеозойского-раннемезозойского возраста и плитный комплекс, представленный терригенными отложениями юрско-мелового и кайнозойского возраста.

Мезо-кайнозойский плитный комплекс представлен терригенными отложениями юры, мела, палеогена и четвертичных отложений. Отложения нижней юры обычно без видимых перерывов залегают на отложениях пермо-триасового рифтового комплекса. В пределах Пендомаяхской впадины и окаймляющих ее валах юрские отложения трансгрессивно залегают на отложениях триаса и более древних породах.

Осадконакопление юрско-мелового интервала изученного разреза происходило без видимых стратиграфических перерывов. В процессе седиментации отложений условия осадконакопления изменялись от прибрежно-морских к морским, от морских к прибрежно-морским, прибрежно-континентальным и континентальным, которые вновь сменялись прибрежно-морскими и мелководно-морскими условиями.

Выделяются следующие структурно-формационные комплексы, соответствующие этапам формирования отложений свит:

- нижне-среднеюрский (большехетская серия, зимняя-малышевская свиты);
- келловей-киммериджский (сиговская, точинская свиты);
- волжско-берриасовый (яновстанская свита);
- неокомский (нижнехетская, суходудинская, малохетская свиты);
- апт-альб-сеноманский (яковлевская, долганская свиты);
- верхнемеловой (дорожковская, насоновская, салпадаяхинская, танамская свиты).

Литологический состав свит в структурно-формационных комплексах, их фациальный облик испытывают определенные изменения на изучаемой территории. Ниже представлена более подробная посвитная литолого-фациальная характеристика изучаемых отложений.

3.3. Фациальные обстановки осадконакопления

Исследования проводились по керну глубоких скважин: Хикиглинская-1, Северо-Ванкорская-1, Ванкорская-11, Восточно-Лодочная-1, Западно-Лодочная-1, Ичемминская-1, Ячиндинская-1, Северо-Туколандская-1 и Туколандо-Вадинская-320, пробуренных на территории северо-восточной части Западной Сибири.

Скважинами были вскрыты следующие свиты: танамская – K_2tn , салпадаяхинская – K_2sl , насоновская – K_2ns , дорожковская – K_2dr , долганская – K_2dl ; яковлевская – K_1jak , малохетская – K_1mch , суходудинская – K_1sd , нижнехетская – K_1nch , яновстанская – J_3-K_1jan , сиговская – J_3sg , точинская – J_2-3tch , малышевская – J_2ml , леонтьевская – J_2ln и вымская – J_2vm .

Юрско-меловая толща в пределах изучаемой площади представляет собой отложения морского, лагунного и континентального происхождения. Выделяются песчаные, алевролитовые, глинистые породы и их переходные разновидности, нередко с прослоями углей.

Четвертичные отложения в виде сплошного чехла покрывают всю территорию Западно-Сибирской плиты, с перерывом залегают на размытых породах верхнего мела и представлены песками, глиной, супесями, суглинками с галькой и валунами изверженных и осадочных пород.

Залегающие выше туронской региональной покрывки верхнемеловые и палеогеновые отложения не перспективны для формирования залежей УВ, так как не имеют хороших покрывок.

Верхнемеловый комплекс представлен мелководно-морскими отложениями *дорожковской, насоновской, салпадаяхинской и танамской свит*. Накопление осадков происходило при продолжающейся всю верхнемеловую эпоху трансгрессии моря. Отложения представлены переслаиванием глин, алевролитов, песков и песчаников, редко ракушечником. Свиты подразделяются по процентному содержанию литологических разностей. Характер распределения толщин свит в целом плохо согласуется с общими контурами распределения мощностей отложений до туронского возраста. Это свидетельствует о том, что рельеф поверхности осадконакопления, начиная с туронского времени, существенно отличался от предшествующего, вследствие тектонических перестроек, происшедших на рубеже сеноман-турон.

Танамская свита K₂tn

Отложения свиты вскрыты скважинами Западно-Лодочной-1 (инт. 570–880 м), Хикиглинской-1 (инт. 310–710 м) и Северо-Ванкорской-1 (инт. 110–430 м). Представлены слаболитифицированными песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Песчаники светло-серые и желтовато-серые. Глинистые породы и алевролиты темно-серые, слюдистые, песчанистые.

Салпадаяхинская свита K₂sl

Отложения свиты вскрыты скважинами Западно-Лодочной-1 (инт. 890–940 м), Восточно-Лодочной-1 (инт. 600–630 м), Хикиглинской-1 (инт. 720–760 м) и представлены переслаиванием темно-серых, зеленовато-серых глинистых пород, алевролитов и светло-серых и желтовато-серых песчаников.

Насоновская свита K₂ns

Отложения свиты вскрыты скважинами Западно-Лодочной-1 (950–1235 м), Восточно-Лодочной-1 (инт. 650–940 м), Хикиглинской-1 (инт. 770–1140 м) и Северо-Ванкорской-1 (инт. 535–980 м). Представлены они переслаиванием слаболитифицированных песчаников, алевролитов и глинистых пород. Песчаники мелко-, среднезернистые, слабосортированные. Глинистые породы темно-серые, вязкие.

Дорожковская свита K_2dr

Отложения вскрыты скважинами Западно-Лодочной-1 (инт. 1250–1355 м), Восточно-Лодочной-1 (инт. 1010–1070 м), Хикиглинской-1 (инт. 1150–1230 м) и представлены неравномерным переслаиванием слаболитифицированных алевролитов, аргиллитов и песчаников.

Песчаники светло-серые с зеленоватым оттенком микро-, мелкозернистые, полевошпат-кварцевые, текстуры их часто слоистые. Слоистость обусловлена глинистыми прослойками. Количество обломочного материала в среднем не превышает 60%. Обломки по форме угловатые, полуугловатые, реже полуокатанные. Контакты их точечные, реже плоскостные. Размеры обломков изменяются в пределах 0,01–0,15 мм. Преобладает фракция 0,05–0,1 мм. Обломки представлены кварцем (60%), полевыми шпатами (плагиоклазы, калишпаты) (30%), вулканитами и кремнями (~10%). Коррозия обломков умеренная. На коррозионных поверхностях иногда отмечается пирит вместе с ОВ. Присутствуют мелкие чешуи мусковита, хлоритизированного биотита, а также единичные зерна циркона. Цемент поровый, контактовый, местами базальный; по составу он гидрослюдистый, каолиновый, хлоритовый и органо-глинистый. В породах присутствуют мелкие (0,05 мм), тонкие, непротяженные линзочки бурого, темно-бурого органо-глинистого материала. Под микроскопом наблюдаются открытые извилистые трещины. Породы пористые. Поры мелкие, соизмеримы с размером обломков. По форме они чаще вытянутые, извилистые, соединенные между собой.

В скважине Восточно-Лодочная-1 в отложениях присутствуют обломки раковин двухстворчатых моллюсков, редко встречаются обломки углефицированного растительного детрита (УРД), в песчаниках отмечаются округло-линзовидные выделения (до 0,3 мм) глинисто-сидеритового состава (глубина 984,0 м).

Алевролиты светло-серые, зеленоватые, тонкопараллельнослоистые, тонкосланцеватые, кварц-полевошпатового состава, часто глинистые. Количество обломочного материала 55–60%. Цемент базальный, глинистый, гидрослюдистый. Иногда встречаются мелкие округлые, извилистые поры. Пористость распределяется неравномерно. Пористые участки линзовидные, неправильной формы, изометричные и вытянутые, размером 5–10 мм.

Аргиллиты серые до темно-серых, глиноподобные, слоистые, иногда пятнистые. Пятна в центральной части состоят из бурого и красновато-бурого органического материала, по краям – из органо-глинистого. Присутствуют единичные алевролитовой размерности (до 0,03–0,04 мм) обломки кварца и полевого шпата, а также небольшое количество карбонатного материала в виде частиц размерностью ~0,01 мм. В скважине Восточно-Лодочной-1 отмечаются маломощные прослои оолитовых известково-железистых пород, в которых 40–50% породы составляют овально-округлые, концентрически-зональные оолиты размером до 0,2 мм.

Формирование алевро-глинистых пород свиты происходило в мелководно-морских условиях, сменяющихся, скорее всего, на лагунные, в период образования алевро-песчаных пород. Диагенез осадка проходил в слабо восстановительной и нейтральной обстановках. В целом происходило слабое накопление ураноносного керогена. Количество Corg^n до 0,1%.

Апт-альб-сеноманский комплекс сложен прибрежно-континентальными и континентальными отложениями, которые на Большехетской структурной террасе представлены *яковлевской и долганской свитами*, а в центральных частях Пендомаяхской впадины – их аналогом, покурской свитой.

Долганская свита K_2dl

Отложения свиты вскрыты следующими скважинами: Западно-Лодочной-1 (инт. 1386,0–1818,0 м), Восточно-Лодочной-1 (инт. 1090–1400 м), Хикиглинской-1 (инт. 1280–1605 м) и Северо-Ванкорской-1 (инт. 1070–1370 м). Породы представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, их переходных разностей. В нижней части свиты преобладают песчаные породы.

Песчаники серые, светло-серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, часто текстуры их линзовидные, слоистые, сланцеватые. Сланцеватость подчеркивается ориентированным расположением чешуй слюды. Слоистость обусловлена прослоями и линзами глинистого и карбонатного материала. Повсеместно встречается углефицированный растительный детрит. Породы пористые и, в тоже время, неравномерно карбонатизированные. К плоскостям напластования приурочена трещиноватость. Количество обломочного материала не превышает 60%. Обломки представлены кварцем ~50%, полевыми шпатами (плагиоклазы, ортоклазы, микроклины) ~40%, породами (микрокварциты, вулканыты) ~10%. По форме они угловатые, полуугловатые. Часть обломков полевых шпатов растворена и замещена кальцитом. Встречаются единичные обломки турмалина, циркона, глауконита, а также УРД. Цемент базально-поровый, коррозионный. По составу глинистый и кальцитовый. В цементе отмечается зеленый хлорит. Встречаются единичные поры.

Алевролиты темно-серые, зеленовато-серые, параллельно-тонкослоистые, слюдистые, местами глиноподобные, тонкоплитчатые, иногда с черными включениями углистого материала, по составу кварц-полевошпатовые. Среди алевро-глинистых пород присутствуют округлые известковистые образования.

Аргиллиты зеленовато-серые с включениями пирита, углефицированных растительных остатков, линзочек углей и следами морских роющих организмов.

Формирование отложений свиты осуществлялось в прибрежно-морских обстановках, и связано с береговыми барами (песчаники), которые выклинивались в сторону моря и лагуны. Об этом свидетельствуют преимущественно песчаные осадки, меняющиеся от мелкозернистых

до среднезернистых, наличие среди них глинистых отложений и появление в них следов морских роющих животных. Диагенез осадков, проходил в окислительных обстановках, вверх по разрезу сменяющихся на слабо восстановительные и нейтральные, что способствовало в данной части разреза слабому накоплению ОВ и формированию пирита.

Яковлевская свита K₁jak

Отложения свиты вскрыты следующими скважинами: Западно-Лодочной-1 (инт. 1820–2260 м), Восточно-Лодочной-1 (инт. 1408–1984 м), Хикиглинской-1 (инт. 1606,0–2126,0 м), Ванкорской-11 (инт. 1550–1870 м), Северо-Ванкорской-1 (инт. 1375–1860 м), Ячиндинской-1 (инт. 1690–1707 м), Ичемминской-1 (инт. 1919–2069 м) и Северо-Туколандской-1 (инт. 2170–2525 м).

Породы в разрезе в основном представлены переслаиванием алевролитов и песчаников, реже встречаются прослой аргиллитов.

Песчаники серые, светло-серые. Текстуры пород преимущественно тонкопараллельнослоистые, косослоистые однонаправленные, горизонтальнослоистые и линзовиднослоистые, реже однородные. Участками породы разуплотнены и слабо сцементированы. Песчаники в основном мелко-, среднезернистые по структуре, по составу кварц-полевошпатовые, аркозовые. Количество обломочного материала в них более 65–75%. Размеры обломков 0,03–0,5 мм. Преобладает фракция 0,1–0,15 мм, достигая 75%. Количество обломков размером менее 0,05 мм не превышает ~10%. Обломки угловатые, полуугловатые. Контакты между зернами точечные, реже плоскостные. Обломки представлены кварцем (~40%), полевыми шпатами (~45%), вулканитами, кремнями, глинистыми породами (5–10%). Отмечаются чешуи мусковита и биотита. Существенное место в породе занимают мелкие (1–5 мм) линзы органо-глинистого материала бурого, темно-бурого и черного цветов. Они придают породе линзовидно-слоистый облик. Цемент контактовый, поровый, местами базальный, по составу гидрослюдистый, каолинитовый, реже хлоритовый и карбонатный.

Широко проявлена карбонатизация песчаников. Встречаются интенсивно карбонатизированные разности, в которых зерна полевых шпатов замещены кальцитом полностью, видимый обломочный состав (количество обломков менее 30%) представлен в основном, кварцем при количестве полевых шпатов, не превышающем 10%. Цемент в карбонатизированных разностях базальный, кальцитово-доломитовый по составу. Отмечается сеть волосовидных трещин, заполненных бурым веществом, и, возможно, обусловившим буроватый оттенок пород.

Местами в породе встречаются следы динамического воздействия. Появляются растрескавшиеся обломки кварца с облачным погасанием, изогнутые, удлиненные кристаллы полевого шпата и редкие чешуи слюды. Заметны явления коррозии. Корродируется кварц и

полевой шпат. В последнем видны мелкие поры выщелачивания. Порода пористая. Обычно отмечается 5-6 и более (до 10) пор на поле зрения микроскопа (2,4 мм²). Поры, как правило, вытянутые, округлые, неправильной формы. Размеры пор колеблются в пределах 0,05–0,3 мм, не превышая размеров обломков. Часть пор заполнена каолинитом, гидрослюдой, кремнеземом. Последний участвует также в образовании регенерационного цемента и заполняет мелкие трещины в кварце и полевых шпатах. Пористость проявлена очень неравномерно. Участки скопления пор чередуются с участками слабо затронутых процессами коррозии. При этом формируется микромозаичное сложение породы.

Алевролиты светло-серые, серые, тонкопараллельнослоистые с нитевидными прослойками углистого вещества и обрывками УРД, местами карбонатизированные. Наибольшая карбонатизация приурочена к кровле нижней подсвиты, где отмечаются известковистые алевролиты. Нередко наблюдаются пятнисто-линзовидные образования сидерита толщиной 0,5–0,3 мм.

Аргиллиты темно-серые до черных, углистые, тонкоплитчатые. Последние наиболее распространены в кровле нижней подсвиты яковлевской свиты. Среди углистых аргиллитов отмечаются тонкие (5–7 мм) прослойки каменного угля. Аргиллиты часто содержат зерна кварца алеврито-псаммитовой размерности.

Для отложений свиты характерны континентальные условия осадконакопления, близкие к пойменным, с развитием песчаных и алевро-глинистых пород. Породы значительно обогащены углефицированным растительным веществом и содержат тонкие прослойки угля, обуславливающие тонкогоризонтальнослоистые и линзовиднослоистые текстуры пород. Континентальное осадконакопление сменялось на переходные (дельтовые) обстановки.

Диагенез осадков, судя по отсутствию ураноносного керогена, проходил в окислительных обстановках, способствующих выносу урана. Лишь на незначительных участках преобладали нейтральные обстановки (значение Сор^u менялось от 0 до 0,02%).

Неокомский комплекс представлен прибрежно-континентальными отложениями *нижнехетской, суходудинской, малохетской свит*. К нижнехетской свите относятся отложения склона и глубокого дна бассейна, к суходудинской – отложения мелководного шельфа, к малохетской свите – отложения прибрежного шельфа и речных дельт.

Малохетская свита K₁mch

Отложения свиты вскрыты следующими скважинами: Западно-Лодочной-1 (инт. 2265–2525 м), Восточно-Лодочной-1 (инт. 1990–2110 м), Хикиглинской-1 (инт. 2130–2345 м), Ванкорской-11 (инт. 1880–2010 м), Северо-Ванкорской-1 (инт. 1867–2070 м) и Северо-Туколандской-1 (инт. 2527–2855 м).

Породы в основном представлены светло-серыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов с углефицированным растительным детритом.

Песчаники светло-серые, серые средне-, мелкозернистые. Текстуры массивные, плотные, реже тонкослоистые, горизонтальнослоистые. Мелкозернистая фракция составляет не больше 10–15%. Количество обломочного материала не превышает 60–70%. Обломки угловатые, полуугловатые, реже остросереберные и окатанные. Контакты между ними точечные, плоскостные, реже конформные. Присутствуют обломки кварца (35–40%) и полевых шпатов (55–60%), а также микрокварциты, основные вулканиты, УРД. Обломки пород в сумме составляют 5–10%. Обломки кварца, полевого шпата и пород местами интенсивно трещиноваты. Цементы поровые, базальные, контактовые, по составу глинисто-гидрослюдистые, реже карбонатные. В породе наблюдается интенсивное растворение кварца и полевого шпата.

Поры вытянутые, редко овальные, чаще угловатые, причудливой формы. В основном они мелкие 0,03–0,2 мм. В цементе отмечается микропористость. Процесс выщелачивания и последующего отложения карбоната (кальцита) привел к частичному (иногда полному) замещению плагиоклазов. В редких случаях в карбонатном цементе наблюдаются поры размером 0,05–0,1 мм, имеющие, видимо, вторичное происхождение. Чешуи биотита хлоритизируются, и по спайности в них появляются микропоры.

Алевролиты серые мелкозернистые, массивные, плотные.

Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, волнистослоистые, плитчатые. Породы содержат растительный детрит и прослой бурого угля.

Формирование отложений происходило в континентальных и переходных фациальных обстановках и связано с образованием дельтовых отложений. Диагенез осадков в основном происходил в окислительных обстановках.

Суходудинская свита K₁sd

Отложения свиты вскрыты следующими скважинами: Западно-Лодочной-1 (инт. 2530–3060 м), Восточно-Лодочной-1 (инт. 2130–2300 м), Хикиглинской-1 (инт. 2350–3025 м), Ванкорской-11 (инт. 2040–2580 м), Северо-Ванкорской-1 (инт. 2075–2585 м), Ячиндинской-1 (инт. 2480–2748 м), Ичемминской-1 (инт. 2875–3173 м) и Северо-Туколандской-1 (инт. 2748–3434 м).

Породы в основном представлены переслаиванием песчаников и алевролитов, реже аргиллитов с углефицированным растительным детритом.

Песчаники серые, светло-серые, кварц-полевошпатовые. Структуры в основном мелко-, среднезернистые. Текстуры массивные, линейноориентированные. Встречаются текстуры взмучивания осадка. Иногда просматриваются окатыши аргиллитов до 1 см в поперечнике.

Отмечается углефицированный растительный детрит. Количество обломков среднезернистой фракции составляет 10–20%. Размеры обломков колеблются от 0,03 до 0,5 мм. Преобладают обломки размером 0,07–0,3 мм. В общем, количество обломков варьирует от 65% до 80–85%. Обломки угловатые, полуугловатые, реже полуокатанные. Контакты между ними точечные, реже плоскостные, еще реже конформные. Обломки представлены кварцем (40–50%), полевыми шпатами (35–50%), породами (10–15%). Среди пород присутствуют кислые и средние вулканиты, кремнистые аргиллиты, микрокварциты, глинистые породы, иногда встречаются циркон, сфен, турмалин, эпидот, углефицированный растительный детрит, чешуи биотита и мусковита. Нередко наблюдается коррозия обломков кварца и полевого шпата.

Обломки в различной степени трещиноваты. В отдельных обломках кварца проявились явления перекристаллизации (бластез) по микрозонкам дробления. Свидетельством проявления процессов давления на породы является не только трещиноватость отдельных обломков кварца, но также изогнутость табличек полевого шпата, чешуй биотита и мусковита, облачное погасание кварца.

Цементы пород разнообразные. Присутствуют контактовый, цемент выполнения пор, базальный, реже коррозионный, регенерационный и пленочный. По составу цементы обычно гидрослюдистые, карбонатные (кальцитовые), реже глинисто-битуминозные, кремнистые, хлоритовые, лейкоксеновые; часто смешанные.

В целом, породы пористые. Большинство пор имеет вторичное происхождение и образовалось за счет коррозии и выщелачивания пород. Обычно количество пор достигает 10, редко больше, на поле зрения микроскопа (2,4 мм²). Поры мелкие и средние, редко превышающие размеры обломков. По форме поры округлые, вытянутые, неправильной формы, располагаются неравномерно. Часть пор наполовину заполнена хлоритом, каолинитом, кремнеземом, кальцитом, сидеритом. Регенерационные процессы выражаются в отложении кремнезема в мелких порах, трещинах, а также образовании тонких корочек на обломках кварца и полевого шпата.

Алевролиты обычно серые, часто с глинистой составляющей, горизонтально слоистые, линзовиднослоистые. Линзы мелкие, глинистые по составу. Также отмечаются однородные, плотные текстуры.

Аргиллиты представляют собой серые, темно-серые, почти черные, тонкогоризонтальнослоистые, тонколинзовиднослоистые, волнистослоистые породы. В линзовидных разновидностях мелкие линзы сложены тонкозернистым песчаным материалом кварц-полевошпатового состава, в котором присутствуют обломки микрокварцитов, кислых вулканитов, а также УРД. Некоторые органические остатки углефицированные, бурого и

красного цвета. Состав аргиллитов глинисто-гидроslюдистый. Присутствуют хлорит и кремнезем в виде микроскопических стяжений халцедона.

Формирование отложений происходило в переходных дельтовых фациальных обстановках, постепенно изменяющихся на прибрежно-морские. Для дельт характерен песчаный состав осадков с различной гранулометрией и наличием мелких глинистых окатышей. Для прибрежно-морских фаций характерен глинистый состав осадков. Обстановки диагенеза слабовосстановительные и нейтральные. Шло слабое накопление $C_{орг}$.

Нижнехетская свита K_1nch

Отложения свиты вскрыты следующими скважинами: Западно-Лодочной-1 (инт. 3115–3550 м), Восточно-Лодочной-1 (инт. 2770–2950 м), Хикиглинской-1 (инт. 3030–3490 м), Ванкорской-11 (инт. 2590–2970 м), Северо-Ванкорской-1 (инт. 2640–4055 м), Ячиндинской-1 (инт. 2750–3039 м) и Северо-Туколандской-1 (инт. 3451–3739 м).

Породы нижнехетской свиты представлены пачками глинистых, алеврито-глинистых, алеврито-псаммитовых пород мощностью от десяти до пятидести метров. В общем, в разрезе преобладают глинистые и алевритовые разности.

Песчаники светло-серые со слабым зеленоватым оттенком, тонко-мелкозернистые, алевритистые до мелко-среднезернистых. Текстуры однородные массивные, слоистые и линзовидные за счет включения органо-глинистого материала, иногда обогащенного тонкодисперсным пиритом и УРД. Также отмечаются плейчатые, сланцеватые текстуры с ориентированным расположением слюдяного материала. Общее количество обломочного материала составляет 50–60%, реже до 80%. Обломки угловатые, остроугольные, полуугловатые. Контакты их точечные, реже плоскостные. По составу обломков песчаники относятся к аркозовыми граувакковымаркозам. Обломки представлены кварцем (~40%), полевыми шпатами (калишпаты и реже плагиоклазы) (~40%), алевролитами, вулканитами, вулканическим стеклом, углеродистыми сланцами (~20%). Преобладают фракции 0,25–0,1 мм (~30%), 0,1–0,05 мм (~40%).

Присутствуют обрывки чешуй хлоритизированного биотита, единичные чешуйки мусковита. Часть зерен интенсивно хлоритизирована и каолинитизирована. Иногда обломки полевых шпатов разложены до каолинита. Наблюдается интенсивная коррозия зерен, способствующая повышению пористости пород.

Отмечаются единичные зерна турмалина, глауконита, циркона. В скважине Северо-Туколандской-1 глауконита больше, чем в других скважинах. Здесь глауконит образует слойки и линзы. Среди обломков присутствуют водоросли.

Цемент пород поровый, контактовый, базальный. По составу он глинистый, гидроslюдистый, хлоритовый, смешанный. Отмечаются нитевидные трещины.

Встречаются участки пород с повышенной пористостью. Поры мелкие, средние, размером 0,03–0,5 мм, округлые, вытянутые, извилистые. Иногда наблюдается объединенное поровое пространство. Встречаются каверны размером до 1 мм.

Отмечается неравномерная карбонатизация, которая носит преимущественно линзовидный, пятнистый характер.

Алевролиты серые, темно-серые. Текстуры тонкоплитчатые, тонкогоризонтальнослоистые, линзовиднослоистые и волнистослоистые. Линзы сложены тонкозернистым песчаным материалом и УРД.

Аргиллиты темно-серые, серые, алевритистые, часто содержат обломки раковин (скв. Восточно-Лодочная-1), морских лилий (скв. Северо-Туколандская-1) и других организмов. Аргиллиты в основном имеют плитчатые и слоистые текстуры. Также в них встречаются стяжения размером 3–5 мм тонкодисперсного пирита, агрегаты размером ~0,03–0,3 мм тонкого глобулярного пирита.

Для формирования отложений свиты характерны переходные фациальные обстановки, особенно в участках развития песчаных пород. Алевролитоглинистые породы с морской фауной формировались в морских обстановках.

Диagenез осадка, судя по отсутствию урансодержащего керогена, в основном, проходил в окислительных условиях и сопровождался выносом урана. Исключение составляют некоторые интервалы пород, где диagenез проходил в нейтральных и слабо восстановительных геохимических обстановках и сопровождался незначительным накоплением урана (значение Corg^u от 0 до 0,4%).

Верхнеюрский комплекс представлен отложениями оксфорда-титона *яновстанской свиты* и согласно залегает на отложениях средней юры. Осадконакопление происходило в период регрессивно-трансгрессивного цикла в прибрежно-морских, мелководно-морских и морских обстановках.

Яновстанская свита J₃-K_{1j}an

Изучение отложений проводилось по керну скважин Хикиглинской-1 (на глубине 3500–3844 м), Туколандо-Вадинской-320 (3790,0–4130,0 м), Ванкорской-11 (2988–3283 м), Западно-Лодочной-1 (3552,0–3858,0 м), Восточно-Лодочной-1 (3690,0–3800,0 м).

В связи с перспективой нефтегазоносности этой части региона, отложения яновстанской свиты заслуживают пристального внимания, т.к. являются возрастными аналогами нефтематеринской баженовской свиты, широко развитой и достаточно хорошо изученной в центральной части Западной Сибири (Предтеченская, Гурари, Перозии и др., 2006).

Для многих из изученных нефтематеринских пород яновстанской свиты характерны повышенная дисперсность материала (размерность частиц меньше 0,01 мм) и тонкослоистые,

параллельнослоистые текстуры, обусловленные ориентированным расположением удлиненных фрагментов и компонентов пород, типичные для отложений доманикового типа (рис. 3.3).

Слоистость пород подчеркивается и распределением захороненного ОВ в пелитовой массе.

Отложения плотные, имеют черный цвет, под микроскопом слабо реагируют на поляризованный свет. Характерный для них пелитовый материал представлен глинистыми и органо-глинистыми частицами. В нем присутствуют остатки скелетных образований разной степени разложенности, немногочисленные пылеватые частицы растительного детрита и терригенного материала.

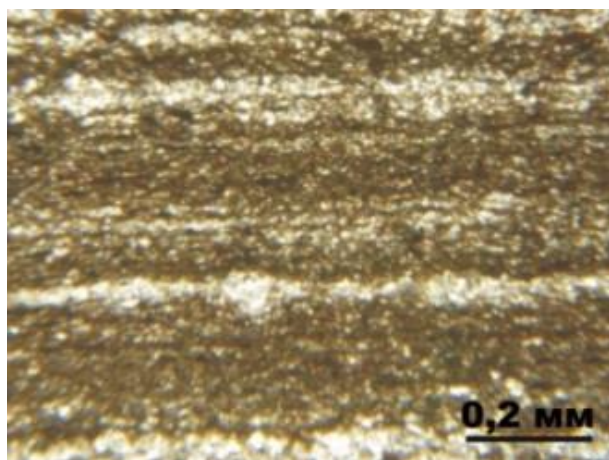


Рис. 3.3 Типичная тонкопараллельная слоистость пород доманикового типа. Светлые прослои обогащены микрообломочным материалом, темные – органо-минеральным и органическим веществом. Николи ||. U – 3,42 г/т. Скв. Хикиглинская-1, яновстанская свита, гл. 3659,0 м

Пелитовый материал яновстанской свиты является продуктом сложных процессов перекристаллизации органо-минеральных соединений, а также продуктом разложения и полимеризации органических веществ и сульфидизации. Все это делает породы яновстанской свиты достаточно хорошим флюидоупором для мигрирующих снизу жидких и газообразных УВ флюидов. Так, в аргиллитах малышевской свиты встречены линзы и включения черного битуминозного вещества.

На фоне слабо реагирующего на поляризованный свет агрегата хорошо просматривается захороненное ОВ, представленное керогеном типа-II (рис. 3.4 А, Б) в виде ярко-красных слабопрозрачных изотропных гелефицированных однородных образований. Часто они имеют удлиненную червеобразную форму. Представляют собой псевдоморфозы по представителям отмершей фауны, вероятно, по роющим организмам (рис. 3.4 А).

В породах нередко отмечаются формы, напоминающие ходы илоедов, а также присутствие карбонатных скелетов фораминифер (рис.3.4 В). Иногда на фоне тонкодисперсного агрегата видны сферические скелетные остатки карбонатного и кремнистого состава. Кое-где отмечается четкая округлая форма таких организмов, шиповатая внешняя поверхность сферы, кремнистое кольцо и заполненная буроватым слабопрозрачным

органическим веществом внутренняя часть. Размеры таких скелетных остатков $<0,01$ мм. Они напоминают угнетенные формы радиолярий (рис. 3.4 Г), характерных для отложений баженовского моря.

Среди разложенного органического материала иногда просматриваются частицы с клеточным строением и угловатыми формами, напоминающими растительный детрит. Их появление свидетельствует о том, что не только сапропелевое ОВ морского происхождения, но и гумусовое вещество (возможно терригенное, привносимое с континента) участвует в накоплении ОВ.

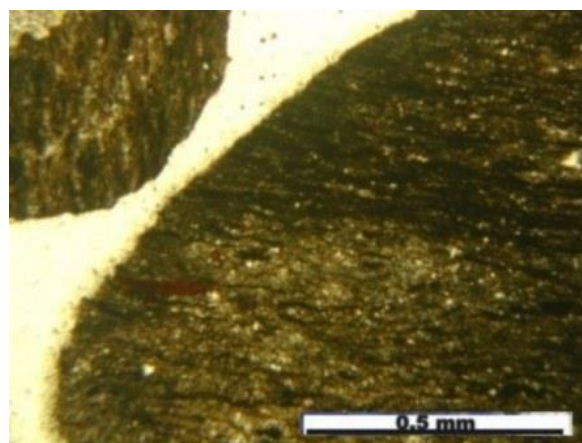
В породах яновстанской свиты периодически отмечается значительное количество пирита. Он развивается за счет сульфатредуцирующих микроорганизмов предпочтительно по органическому веществу, образуя отдельные глобулы. Появление пирита также обусловлено наличием восстановительных и резковосстановительных фаций диагенеза.

В яновстанской свите встречаются породы, насыщенные зернами глауконита. Такие породы указывают на наличие прослоев, геохимические условия формирования которых, соответствуют условиям формирования отложений георгиевской свиты. Как известно, в центральной части Западной Сибири последняя залегает под баженовской свитой и также обладает нефтегенерирующими свойствами. Важно подчеркнуть, что в условиях северо-восточной части Западно-Сибирского осадочного бассейна проявились геохимические фации диагенеза, аналогичные фациям диагенеза георгиевской свиты.



А

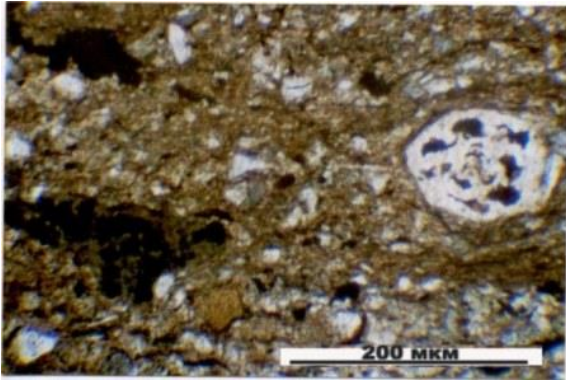
Ураноносный кероген типа-II, образующий псевдоморфозу по роющему организму в пелитовом агрегате (1). Николи ||. U-4,07 г/т. Скв. Хикиглинская-1, яновстанская свита, гл. 3642,8 м.



Б

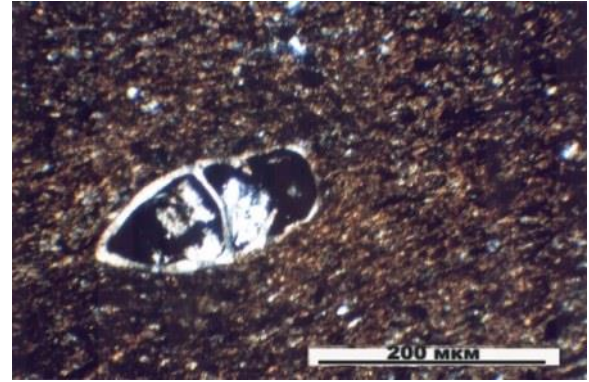
Единичное обособление красного гелефицированного керогена среди черных выделений, отдавших свой УВ потенциал. Николи ||. U-3,95 г/т, Сорг^U – 0,467. Скв. Ванкорская-11, яновстанская свита, гл. 3215,0 м

Рис.3.4. Органическое вещество в отложениях яновстанской и сиговской свит



В

Аргиллит гидрослюдистый алевритистый с битуминозным ОВ и остатками планктона. Николи ||. U-2,49 г/т. Скв. Туколандо-Вадинская-320, сиговская свита, гл. 4138,5 м



Г

Алевролит гидрослюдистый слабо битуминизированный, пиритизированный с остатками фораминифер. Николи ||. Скв. Туколандо-Вадинская-320, сиговская свита, гл. 4148 м

Рис. 3.4. Органическое вещество в отложениях яновстанской и сиговской свит

Анализ текстурно-структурных особенностей и органического вещества пород свиты позволяет обратить внимание на три обстоятельства. Одним из них является обнаруженная рассланцовка по направлению слоистости пород, что указывает на текстурную разуплотненность пород и, в связи с этим, возможную флюидомиграцию в толще и дренаж газообразных и жидких флюидов.

Вторым обстоятельством является то, что кероген пород в ряде случаев выглядит необычно темным, почти черным, слабопрозрачным. Традиционно считается, что кероген подвергся интенсивному катагенезу. Однако не исключено, что такое явление обусловлено выделением насыщающих его газообразных и жидких углеводородных компонентов – флюидов.

Третье наблюдение связано с наличием гелефицированного вещества, которое по цвету, прозрачности и взаимоотношению с компонентами породы напоминает кероген типа-II и предполагает наличие резковосстановительных условий его формирования в процессе диагенеза.

В результате изучения литологических и петрографических особенностей пород яновстанской свиты можно сделать следующие выводы о некоторых особенностях ее формирования.

Седиментогенез отложений происходил в условиях аридизации климата при значительном расширении территории морского бассейна. На начальных этапах осадконакопления в бассейн поступал, в основном, глинистый материал, обогащенный мелкими бентосными и планктонными организмами. На более поздних и конечных этапах существования яновстанского бассейна, в связи с гумидизацией климата, возрастала роль

привносимых алюмосиликатных, в том числе и обломочных, компонентов с суши, усиливалась динамика водной среды и возрастала степень аэрации морского бассейна. В осадочных породах стали фиксироваться крупные слабо разложенные реликты фауны, появляется детрит флоры.

Диагенез осадков осуществлялся в восстановительных условиях и, периодически, в резковосстановительной среде, способствующей протеканию процессов металлоорганического синтеза геополимеров и накоплению керогена типа-II.

Начавшаяся затем гумидизация климата вызвала активизацию динамики водной среды. Поступление в осадок кислорода привело к формированию безуранового керогена в условиях слабовосстановительных фаций диагенеза.

Катагенез и метагенез осадка выразились в его уплотнении, перекристаллизации, дальнейшей литификации и эволюции сформировавшихся пород.

Проявившиеся в юрское и послепюрское время тектонические движения земной коры привели к развитию зон локальных поднятий и опусканий в северной части Западной Сибири. Юрская впадина Ледовитого океана в палеогеновое время испытала воздымание (Рудкевич и др., 1970), а позднее, в среднеолигоцен-неогеновое время на ее территории поднялся Таймыр и северная часть Западно-Сибирской равнины. Тектонические движения на изучаемой территории способствовали развитию флюидомиграции.

Дислокационно-метасоматические процессы в данной свите проявились в миграции битумоидов из ураноносных пород яновстанской свиты.

Нельзя также не отметить, что при анализе нефтей, отобранных из разных скважин восточной части Западной Сибири исследователи Московского государственного университета (Климушина, Гусева, 1980) указали на разнообразие и пестроту их химического состава, объясняя это явление привнесением углеводородных флюидов из глубоких горизонтов земной коры. Сотрудники ВНИГРИ (Неручев и др., 1986) также высказали предположение о том, что анализируемая нефть могла испытывать далекую восходящую струйную латеральную (на ранних) и вертикальную (на более поздних этапах) миграцию.

Нижне-среднеюрский комплекс трансгрессивно залегает на породах верхнего триаса и палеозоя. Разрез представлен переслаиванием терригенных отложений морского и прибрежно-морского генезиса, объединенный в большехетскую серию и характеризуется четкой цикличностью, выраженной чередованием трансгрессивных глинистых толщ и свит (*леонтьевская*) и песчано-алевритовых регрессивных свит и толщ (*вымская, мальшевская*), полого погружающихся в сторону центральных частей Пендомаяхской впадины.

Каждая из свит соответствует региональным регрессивным или трансгрессивным циклам. Соотношение между свитами согласное, при смене циклов осадконакопления отмечено общее расширение трансгрессии. Характерно общее увеличение толщин нижне-среднеюрских

отложений от 1550 м в прибортовых частях (Лодочный вал) до 1900–2000 метров и более в центральных частях Надым-Тазовской синеклизы.

Сиговская свита J_{3sg}

Отложения свиты вскрыты следующими скважинами: Западно-Лодочной-1 (инт. 3860–3980 м), Хикиглинской-1 (инт. 3845–3970 м) и Ванкорской-11 (инт. 3285–3370 м).

Породы представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщины прослоев основных литологических разновидностей меняются от 5 до 30 см, редко достигая полуметра.

Песчаники светло-серые, иногда с зеленоватым оттенком, массивные, линзовиднослоистые, тонкогоризонтальнослоистые. Текстуры обусловлены наличием мелких линз алевролитового материала и очень тонких прослоев черных аргиллитов. Песчаники мелко-среднезернистые, аркозовые. Количество обломочного материала не превышает 65–70%. Обломки угловатые, полуугловатые. Контакты между ними точечные, плоскостные, редко конформные. Обломки представлены кварцем ~30–25%, полевыми шпатами (плагиоклазы, калишпаты) ~60%, породами (кислые и средние вулканиты, микрокварциты) ~10%. Присутствует растительный детрит, часто сгруппированный вместе с алевролитовым материалом в отдельные линзы, размером 3x4 см. Цементы контактовые, поровые. По составу гидрослюдистые, иногда с небольшим количеством кальцита, кремнезема и хлорита. Значительная часть цемента перекристаллизована в крупночешуйчатый гидросерицит. Отмечаются тонкие оторочки бурых битумоидов. Встречаются единичные поры. Они почти полностью заполнены крупночешуйчатой гидрослюдой и вновь образованным кварцем.

Алевролиты серые, темно-серые, глинистые, с редкими прослоями светло-серых и серых песчаников. Также встречаются прослои аргиллитов с тонкими редкими включениями углистых разностей. Текстуры пород меняются от однородных до линзовиднослоистых, волнистослоистых, тонкогоризонтальнослоистых.

Аргиллиты темно-серые, буровато-серые алевролитовые, содержащие до 20–30% алевролитовой кварц-полевошпатовой фракции.

Для отложений свиты характерны прибрежно-морские, переходные (в основном дельтовые) фациальные обстановки формирования. Диагенез осадков проходил в различных геохимических условиях, меняющихся от окислительных и нейтральных до слабо восстановительных. C_{орг}^U в них достигает 0,15 %.

Точинская свита J_{2-3tch}

Отложения свиты вскрыты следующими скважинами: Западно-Лодочной-1 (инт. 4020–4065 м), Хикиглинской-1 (инт. 3975–4015 м) и Ванкорской-11 (инт. 3393–3465 м).

В строении свиты принимают участие аргиллиты с прослоями и линзами алевролитов.

Породы плотные тонкогоризонтальнослоистые, линзовиднослоистые, серые, темно-серые с буроватым оттенком.

В алевролитах глинистых мелкозернистых, переходящих в аргиллиты встречаются обломки пеллеципод карбонатного состава. Повсеместно отмечается развитие пирита и тонкозернистого кремнезема. В основе породы – глинисто-гидрослюдистый агрегат с обломками кварца, полевого шпата и многочисленными включениями углефицированного растительного детрита. Цвет агрегата буровато-желтый за счет пропитки битуминозным веществом. Порода слабо пористая.

Формирование осадков происходило в морских фациальных обстановках. Об этом свидетельствует их преимущественно глинистый состав, тонкослоистые и линзовидно-слоистые текстуры, наличие морской фауны. Диагенез осадка проходил в слабовосстановительных обстановках при слабом накоплении ураноносного ОВ.

Малышевская свита J₂m1

Отложения свиты вскрыты следующими скважинами: Западно-Лодочной-1 (инт. 4135–4200 м), Хикиглинской-1 (инт. 4020–4105 м) и Ванкорской-11 (инт. 3475–3795 м).

В строении свиты принимают участие песчаники, алевролиты, алевролитистые аргиллиты. Алевролиты преобладают. Значительный интервал (до 75% всех пород свиты) занимает неравномерное переслаивание вышеуказанных пород. Толщина прослоев колеблется в пределах от нескольких миллиметров до нескольких метров.

Песчаники серые, светло-серые, тонко-, мелко-, среднезернистые, массивные, крепкие, с углистым растительным детритом по плоскостям напластования. По составу они аркозовые и граувакковые аркозы. 75–85% объема породы представлена угловатыми, полуугловатыми, редко полуокатанными и остросереберными обломками. Размеры обломков колеблются от 0,03 до 0,5 мм. Преобладают обломки размером 0,15–0,35 мм. В обломках отмечаются кварц (35–50%), полевые шпаты (35–45%), породы (кремнистые аргиллиты, различные вулканиты) (~10%). Межзерновые контакты точечные, плоскостные, реже конформные. Наблюдается трещиноватость обломков, их коррозия. Встречается углефицированный растительный детрит (до 10–15%). Присутствуют также обломки турмалина и крупные чешуи слюд – мусковита и биотита.

Преобладают цементы выполнения пор, контактовый, пленочный, реже встречаются базальный и регенерационный. По составу они часто карбонатные (кальцитовые, доломитовые), реже гидрослюдистые, каолинит-гидрослюдистые, кремнистые, иногда с хлоритом. В цементе отмечаются пирит и халцедон. Иногда цемент приобретает светло-бурую и бурую окраску, по-видимому, за счет пропитки битуминозным веществом. Чаще всего это характерно для песчаников, переслаивающихся с аргиллитами.

Умеренно развиты коррозионные процессы. Наблюдается заметная регенерация кварца. Иногда трещины залечены минеральным и битуминозным веществом. Образуется сложное по очертаниям вторичное пустотное пространство. Пористость в песчаниках умеренная. Поры мелкие, средние, размеры их не превышают 0,3 мм. Иногда поры заполнены каолинитом, карбонатами, пиритом, халцедоном. Преобладают поры неправильной формы, вытянутые и округлые.

Алевролиты и аргиллиты серые, серые с буроватым оттенком, породы часто переходящие друг в друга. Текстуры пород тонкогоризонтальнослоистые, сланцеватые (в аргиллитах). Аргиллиты обычно алевритистые. Алевролиты темно-серые, битуминозные. По структуре крупнозернистые, по составу кварц-полевошпатовые. Бурое органическое вещество отмечается в виде сгустков и точечных скоплений, иногда с желтовато-бурым оттенком.

На глубинах 4064,0 м и 4114,9 м отмечаются зонки смятия с зеркалами скольжения. В верхней и нижней частях интервала отмечается запах углеводородов.

Формирование осадков малышевской свиты происходило в прибрежно-морских (береговых) и переходных условиях. Об этом свидетельствует плохая сортированность песчаного материала, тонколинзовиднослоистые, линзовидные, часто косослоистые однонаправленные текстуры. Диагенез осадка соответствует стабильным слабо восстановительным, почти нейтральным обстановкам, со слабым накоплением ураноносного ОВ.

Леонтьевская свита J₂ln

Отложения свиты вскрыты скважиной Ванкорская-11. Они формировались в прибрежно-морских фациальных обстановках, расположенных вдоль береговой линии, в ее пониженных участках (промоинах), иногда сменяющихся на континентальные, о чем свидетельствуют алеврито-глинистые отложения, обогащенные УРД. Диагенез происходил в слабо восстановительных и нейтральных условиях со слабым накоплением ураноносного керогена.

Вымская свита J₂vm

Отложения свиты вскрыты скважиной Ванкорская-11 в интервале 4016–4025 м. Представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Аргиллиты тонкослоистые с УРД.

Анализ проведенных исследований подтверждает, что осадочный чехол Западно-Сибирской платформы имеет определенную вертикальную периодичность повторения отложений, отражающих меняющиеся циклы седиментогенеза, т.е. смену регрессивных и трансгрессивных эпох (табл. 3.1).

Можно сказать, что отложения вымской-суходудинской свит формировались в основном в морских и прибрежно-морских обстановках седиментогенеза. Диагенез же отложений проходил

в нейтральных и слабовосстановительных, реже резковосстановительных (яновстанская свита) условиях, способствующих в некоторых случаях накоплению органического вещества. Далее (от малохетской до танамской свиты) обстановки менялись от прибрежно-морских до континентальных (рис. 3.5).

С резкими переходами одних фаций в другие (от прибрежно-морских к континентальным) связано накопление УВ. Наиболее перспективными свитами при этом являются нижнемеловые.

Система	Отдел	Свита	Литология	Горизонт	Характеристика пород	Обстановки осадконакопления
Мел (К)	Верхний	Танамская K ₂ tn		Дл I-III	Переслаивание песков, алевритов и слаболитифицированных песчаников и алевролитов	Мелководно-морские, окислительная среда
		K ₂ sl			Глинистые породы, алевриты	Мелководно-морские, окислительная среда
		K ₂ ns			Алевриты и глинистые породы	Мелководно-морские, окислительная среда
		K ₂ dgr			Переслаивание алевролитов, аргиллитов и песчаников	Мелководно-морские, лагунные, слабо восстановительная, нейтральная среда
		K ₂ dl			Песчаники (в меньшей степени алевролиты, аргиллиты)	Прибрежно-морские, окислительная среда
	Нижний	K ₁ jak		Як I Як II Як III-VII	Песчаники	Континентальные, переходные дельтовые, окислительная среда
		K ₁ mh			Песчаники. Местами дислоцированные	Континентальные, переходные, окислительная среда
		Суходудинская K ₁ sd		Сд IV-VII Сд IX Сд XII	Песчаники (в меньшей степени алевролиты, аргиллиты)	Прибрежно-морские, переходные, нейтральная среда. Слабое накопление РОВ
		Нижнехетская K ₁ nch		Нх I Нх III-IV	Чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов. Местами дислоцированные	Прибрежно-морские, переходные, дельтовые, окислительная, реже слабо восстановительная и нейтральная среда
		Юра (J)	Верхний	J ₃ -K ₁ , jan		Cr V
J ₃ sg				Песчаники	Прибрежно-морские, переходные, дельтовые, Среда от окислительной до слабо восстановительной	
J ₂₋₃ tch				Аргиллиты с прослоями алевролитов и песчаников	Прибрежно-морские, слабо восстановительная среда	
Средний	Малышевская J ₂ ml			Мл II Мл IV	Чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов дислоцированные	Прибрежно-морские, переходные слабо восстановительная, нейтральная среда
	J ₂ ln				Чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов слабо дислоцированные	Прибрежно-морские, континентальные, слабо восстановительная, нейтральная среда, накопление РОВ
	Вымская J ₂ vm			Вм IV	Чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов	Прибрежно-морские, континентальные, слабо восстановительная, нейтральная среда

Рис. 3.5. Сводный литологический разрез изучаемых юрско-меловых отложений северо-востока Западной Сибири

Условия формирования и соотношения пород по свитам

Свиты	СВн-1	Вн-11	ВЛд-1	ТВд-320	Хкг-1	ЗЛд-1
Дорожковская (K ₂ dr)			мелководно-морские, меняющиеся на переходные; слабое накопление С _{орг} ; алевр. - 41% аргил. - 33% песч. - 26%			мелководно-морские; аргил. с прослоями алевр.
Долганская (K ₂ dl)	прибрежно-морские, переходные; накопление С _{орг} не происходило; песч. - 57% аргил. - 25% алевр. - 18%		прибрежно-морские, переходные; песч. - 42% алевр. - 34% аргил. - 34%		дельтовые, участками меняющиеся на прибрежно-морские; неравномерное накопление С _{орг} ^u от 0 до 0,2%; песч. - 65% аргил. - 26% алевр. - 10%	прибрежно-морские; песч.>70%
Яковлевская (K ₁ jak)	прибрежно-морские и континентальные, сменяющиеся на переходные и прибрежно-морские; накопление С _{орг} ^u не происходило; песч. - 44% аргил. - 44% алевр. - 12%	континентальные, сменяющиеся на переходные; накопление С _{орг} не происходило; песч. - 49% алевр. - 34% аргил. - 17%	континентальные, сменяющиеся на переходные; накопление С _{орг} неравномерное, слабое; песч. - 43% аргил. - 42% алевр. - 15%	переходно-континентальные; накопления С _{орг} не происходило; переслаивание аргил., алевр. с прослоями угля	переходные, континентальные; накопление С _{орг} не происходило; песч. - 52% аргил. - 40% алевр. - 8%	континентальные, переходные; накопления С _{орг} не происходило; песч. - 50% алевр. - 34% аргил. - 16%
Малохетская (K ₁ mch)	меняющиеся от переходных до континентальных; песч. - 82% алевр. - 18%	меняющиеся от переходных до континентальных; песч. - 74% гл.-алевр. - 26%	меняющиеся от переходных до континентальных; песч. - 79% алевр. - 11% аргил. - 10%	меняющиеся от переходных до континентальных; накопления С _{орг} не происходило; песч. >70%	переходные (лагуны), континентальные (русловые); накопление С _{орг} ^u не происходило; песч. - 74% алевр. - 26%	меняющиеся от переходных до континентальных; песч. - 72% аргил. - 23% алевр. - 5%
Суходудинская (K ₁ sd)	прибрежно-морские, меняющиеся на дельтовые; накопление С _{орг} не происходило;	прибрежно-морские; песч. - 70% алевр. - 14% аргил. >10%	прибрежно-морские; слабое накопление С _{орг} ; песч. - 71% аргил. - 20%	меняющиеся от переходных до прибрежно-морских; С _{орг} 0-0,4%; песч. - 54%	частая смена прибрежно-морских на дельтовые; слабое накопление С _{орг} от 0 до 0,3%; песч. - 58% алевр. - 29%	прибрежно-морские; слабое, неравномерное накопление С _{орг} ; песч. - 72%

Свиты	СВн-1	Вн-11	ВЛд-1	ТВд-320	Хкг-1	ЗЛд-1
	песч. - 67% алевр. - 17% аргил. - 15%		алевр. - 9%	алевр. - 24% аргил. - 20%	аргил. - 13%	аргил. - 16% алевр. - 12%
Нижнехетская (K₁nch)	прибрежно-морские, возможно, меняющиеся на дельтовые; накопление С _{орг} слабое, в дельтах не накапливалось; аргил. - 46% алевр. - 35% песч. - 19%	от мелководно-морских до переходных; незначительное накопление С _{орг} ; аргил. - 59% алевр. - 26% песч. - 16%	прибрежно-морские; слабое накопление С _{орг} ; аргил. - 52% алевр. - 31% песч. - 17%	меняющиеся от дельтовых до прибрежно-морских; слабое накопление С _{орг} 0,1-0,5%; соотношение алевр., аргил. и песч ~ 28% тонкое переслаивание	Смена прибрежно-морских на дельтовые; накопление С _{орг} неравномерное, слабое; алевр. - 33% аргил. - 31% песч. - 16%	прибрежно-морские; слабое неравномерное накопление С _{орг} ; аргил. - 50% алевр. - 18% песч. - 32%
Яновстанская (J₃jan)		прибрежно-морские; аргил. - 77% алевр. - 23%		прибрежно-морские; накопление С _{орг} до 2%; алевр. - глин. >80%	прибрежно-морские; накопление С _{орг} до 0,1%; аргил. - 59% алевр. - 32% песч. - 9%	прибрежно-морские; накопление С _{орг} ; аргил. - 69% алевр. - 25% песч. - 6%
Сиговская (J₂sg)		прибрежно-морские, переходные; слабое накопление С _{орг} ; песч. - 60% алевр. - 22% аргил. - 18%		прибрежно-морские; накопление С _{орг} 0-0,3%; чередов. алевр. аргил.	частая смена прибрежно-морских на дельтовые; песч. - 37% алевр. - 35% песч. - 37% аргил. - 28%	прибрежно-морские, переходные; слабое накопление С _{орг} ; алевр. - 70% песч. - 30%
Точинская (J₂tc)		прибрежно-морские; алевр. - 76% аргил. - 16%				прибрежно-морские; слабое накопление С _{орг} ; аргил. - 79% алевр. - 21%
Мальшевская (J₂ml)		прибрежно-морские; слабое накопление С _{орг} ; песч. - 59% алевр. - 30% аргил. - 11%		мелководно-морские до переходных; слабое накопление С _{орг} 0-0,3%; песч. граувак. >50%	переходные до прибрежно-морских; неравномерное накопление С _{орг} до 0,15%; алевр. - 46% песч. - 36% аргил. - 18%	прибрежно-морские; слабое накопление С _{орг} ; алевр. - 67% песч. - 33%
Леонтьевская (J₂ln)		прибрежно-морские, меняющиеся на				

Свиты	СВн-1	Вн-11	ВЛд-1	ТВд-320	Хкг-1	ЗЛд-1
		континентальные; слабое накопление $C_{орг}$; алевр. - 47% песч. - 33% аргил. - 20%				

Примечания: песч. – песчаник, алевр. – алевролит, аргил. – аргиллит, граувак. – граувакковый, гл.-алевр. – глинисто-алевритистый

3.4. Нефтегазоносность отложений Пур-Тазовской НО

Анализ нефтегазоносности месторождений, выявленных в пределах северо-востока Западной Сибири (Сузунское, Ванкорское, Лодочное и др.) (Кринин, 2011) и наличие подсечений УВ по отдельным скважинам, прилегающих к ним участкам, свидетельствует о неравнозначности проявления процессов нефтегазоносности и образования скоплений УВ как в плане, так и в разрезе. В результате испытаний скважин выявлены как незначительные проявления нефтегазоносности, так и фонтанные притоки УВ.

Наиболее продуктивны на нефтегазоносность в пределах территории исследования пласты нижнемелового возраста (нижнехетская – яковлевская свиты). При этом считается, что источником УВ являются юрские отложения, в основном, яновстанской свиты.

Менее продуктивными, по имеющимся данным, являются образования нижних горизонтов верхнемелового (долганская свита) комплекса. По результатам испытания в некоторых скважинах получены притоки газа.

Также менее продуктивными являются отложения среднеюрского (малышевская – сиговская свиты) возраста. Несмотря на то, что коллектора малышевской свиты испытывались на многих площадях, промышленные притоки газа получены только из прикровельной части свиты на Хабейской и Зимней площадях. Интенсивные газопроявления отмечались на Северо-Соленинской и Мессояхской площадях и незначительные – на Джангодской площади.

Продуктивность верхнеюрских отложений, возможно, связана с отложениями сиговской свиты, хотя на территории Красноярского края залежи нефти и газа в верхней юре пока не обнаружены.

Источником УВ для средне-верхнеюрских отложений, предположительно, являются ниже залегающие палеозойские отложения.

Промышленные запасы нефти и газа северо-восточной части Западно-Сибирской плиты, в основном, связаны с ловушками структурного типа, реже залежи могут иметь литологическое ограничение в результате замещения обломочного материала пелитовым.

Таким образом, анализ разрезов по месторождениям показывает, что наиболее перспективны на нефтегазоносность пласты свит: нижнехетской (пласты Нх-IV, Нх-III, Нх-I), суходудинской (пласты Сд-XI, Сд-VIII-IV), яковлевской (пласты Як-III-I, V-I) и долганской (пласты Дл-IV-III, Дл-I). Именно они должны быть в первую очередь объектами повышенного внимания при изучении разреза изучаемых скважин.

Глава 4. НАЛОЖЕННО-ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ

Внестадиальные (наложенно-эпигенетические) преобразования связывают как с тектонической деятельностью (Лебедев, 1992), так и с процессами становления самих залежей углеводородов (Сахибгареев, 1989). Согласно Р.С. Сахибгарееву, при заполнении коллекторов углеводородами в зонах стабилизации ВНК происходит интенсивное растворение минералов (полевых шпатов, карбонатов, кварца и др.), что приводит к формированию зоны разуплотнения (выщелачивания) пород. При этом наиболее характерным для песчаников является процесс замещения одних минералов (алюмосиликатов) другими (например, каолинитом), в результате которого происходит растворение, частичный вынос петрогенных компонентов и формирование вторичных новообразований. Переотложение петрогенных компонентов приводит к образованию зоны цементации.

Данная глава посвящена изучению структурных и вещественных изменений, связанных с процессами, происходящими на ВНК. Изучение проводилось на основе кернового материала (9 глубоких скважин) и петрографических шлифов (259 штук). Особое внимание уделялось выявлению наложенно-эпигенетических процессов и оценке их влияния на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород (открытую пористость, проницаемость, водонасыщенность и плотность). Для этого производилась качественная и количественная характеристики минерального состава изучаемых отложений. При описании процессов эпигенеза была использована следующая градация по степени интенсивности проявления процессов – «слабо», «умеренно», «интенсивно» измененные породы.

В первом случае наблюдаются только следы проявления вторичных процессов. В слабоизмененных породах отмечаются: единичные случаи дробления зерен, катаклаза, трещиноватости; вторичная пористость (несколько пор на поле микроскопа); незначительное увеличение новообразованных карбонатных, каолинитовых, гидрослюдистых, хлоритовых цементов; присутствие новообразованного кварца.

В умеренно измененных породах наблюдается присутствие до 10–15% дробленных зерен и трещин; отмечается вторичная пористость до 10–15 пор; наличие (>10%) вновь образованного карбонатного, каолинитового, кремнистого цемента.

В интенсивно измененных породах часто наблюдается дробление большинства зерен; присутствие многочисленных зон дробления и повсеместной трещиноватости; появление объединенного пустотного пространства; наличие мономинеральных базально-порово-коррозионных карбонатных, каолинитовых, кремнистых цементов; наличие вторичной пористости в карбонатном цементе.

В результате были выделены следующие эпигенетические процессы: формирование карбонатов, каолинита, лейкоксена, пирита, твердых продуктов окисления углеводородов, а также окремнение цемента и регенерация обломков, дислокационные и коррозионные проявления.

Выявлено, что в процессе становления юрско-меловая толща претерпела значительные изменения: диагенетические, катагенетические при эволюции в процессе погружения осадочного бассейна (стадиальный эпигенез), а также наложенные эпигенетические преобразования, сопровождающие процессы флюидомиграции и формирования нефтегазоносных объектов в период инверсионного развития территории (Лебедев, 1992). Разделять минеральные ассоциации стадиального и наложенного эпигенеза достаточно сложно из-за конвергентности их признаков. Поэтому в данной работе используется слово «эпигенез», применяемое А.И. Перельманом (Перельман, 1968) как термин, обозначающий «вторичные процессы, ведущие к любым последующим изменениям и новообразованиям, связанным с постседиментационной историей осадка, а затем и осадочной породы».

Для оценки влияния вторичной минерализации на фильтрационно-емкостные свойства пород был проведен статистический анализ минералогических данных, полученных в результате рентгеноструктурного анализа, совместно с данными петрофизического исследования. Подсчеты проводились по 243 параллельным измерениям, благодаря которым найдены наиболее общие закономерности влияния минерализации и битуминизации УВ на ФЕС. Для подтверждения результатов и определения влияния минералообразования на ФЕС пород производилась группировка образцов по степени интенсивности процессов (слабые или отсутствуют, умеренные и интенсивные) и далее рассчитывались средние значения коэффициентов пористости и проницаемости, характерные для каждой группы.

Ниже представлены данные минералого-петрографического анализа изучаемых отложений, начиная со стадии седиментогенеза и заканчивая наложенно-эпигенетическими преобразованиями пород, а также результаты оценки влияния постседиментационных процессов на фильтрационно-емкостные свойства.

4.1. Седиментационные и стадиально-эпигенетические процессы изучаемых нефтегазоносных отложений

Седиментогенез. К минералам, образовавшимся на стадии седиментогенеза, можно отнести глинистые, которые встречаются довольно редко. Как правило, обнаруживаются минералы, измененные в той или иной степени постседиментационными процессами. В связи с этим глинистые минералы седиментационного происхождения сложно диагностировать. Их можно наблюдать в виде бесформенной массы в наиболее плотных мелкозернистых

терригенных породах, мало подверженных эпигенетическим процессам из-за слабой циркуляции растворов. В результате рентгеноструктурного анализа выявлены следующие глинистые минералы: хлорит, гидрослюды, каолинит и иллит-сметтит (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Результаты рентгеноструктурного анализа нефтегазоносных отложений Ванкорского месторождения

Минералы	Свиты и глубины опробования образцов (м)								
	<i>K_{1jak}</i> , гл. 1663, 8	<i>K_{1nch}</i> , гл. 2661,5	<i>J₃₋</i> <i>K_{1jan}</i> , гл. 2788	<i>J_{3sg}</i> , гл. 3377,6	<i>J_{2ml}</i> , гл. 3526,4	<i>J_{2ml}</i> , гл. 3564,1	<i>J₃₋</i> <i>K_{1jan}</i> , гл. 3190- 3200	<i>J_{2ln}</i> , гл. 3950	<i>J_{2ln}</i> , гл.3967 ,5
	Содержание минералов, %								
Альбит	20,0	26,8	20,6	20,9	27,7	25,5	18,8	21,4	31,5
Анортит	3,5	7,5	6,8	8,2	1,4	2,8	1,7	0,0	3,7
Доломит	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	1,1	1,1
Иллит	1,8	4,3	1,3	1,5	1,3	7,7	7,7	9,7	5,8
Кальцит	0,0	0,0	1,0	8,9	0,0	0,0	8,2	0,0	1,2
Каолинит	5,0	7,8	1,1	1,1	3,4	4,0	2,0	4,8	1,9
Кварц	43,8	26,7	25,2	20,5	42,6	26,2	30,7	32,2	34,1
Микроклин	9,3	5,8	9,6	5,6	2,2	1,2	1,1	0,0	0,0
Мусковит	0,0	1,1	1,5	1,2	1,8	7,8	10,2	13,1	4,1
Ортоклаз	15,6	14,8	30,2	30,6	18,4	18,7	5,0	3,1	9,4
Пирит	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,3	0,0	0,0
Сидерит	1,0	1,3	1,0	1,5	0,0	1,3	2,0	3,6	1,7
Иллит-Сметтит	0,0	0,2	0,6	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0
Хлорит	0,0	3,7	1,1	0,0	1,2	4,8	5,5	11,0	5,5

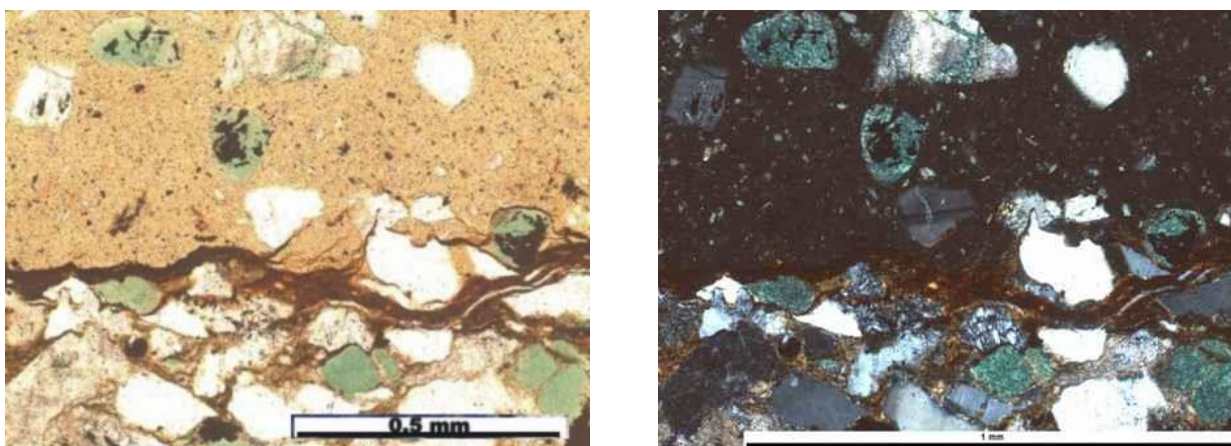
Примечание: яковлевская (K_{1jak}), нижнехетская (K_{1nch}), яновстанская (J₃₋K_{1jan}), сиговская (J_{3sg}), мальшевская (J_{2ml}), леонтьевская (J_{2ln}) свиты. Гл. – глубина отобранного образца

Несмотря на сложность диагностики этих минералов, в изучаемых отложениях наблюдается определенная закономерность: в песчаниках континентального происхождения каолинит преобладает над другими глинистыми минералами, а в породах прибрежно-морского генезиса, наиболее часто встречаются хлорит и гидрослюды.

Среди минералов седиментационного происхождения также можно выделить аксессуарные. Наиболее распространенными из них являются сфен, апатит, циркон, реже турмалин.

Диagenез и катагенез. Изучаемые юрско-меловые отложения на глубине 1600–2800 м по степени преобразования пород можно отнести к стадии раннего-среднего катагенеза. В диagenезе породы подверглись уплотнению, неустойчивые обломки полевых шпатов разрушались, глинизировались. К диagenетическим минералам в изучаемых отложениях можно

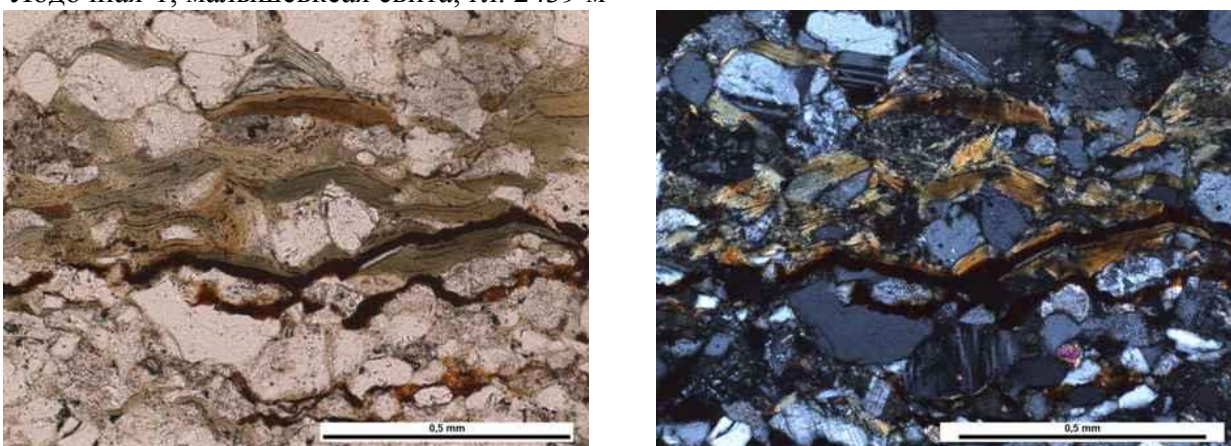
отнести глауконит, пирит, каолинит и карбонаты. *Глауконит* связан с окислительным этапом диагенеза (Перозио, 1971). Встречается минерал, как правило, в глинистых, реже в обломочных породах, где его содержание может достигать 10% (рис. 4.1).



А

Б

Рис.4.1. Зерна глауконита в песчанике. А – николи ||, Б – николи ×. Скв. Западно-Лодочная-1, малышевская свита, гл. 2439 м



А

Б

Рис. 4.2. Замещение биотита хлоритом. А – николи ||, Б – николи ×. Скв. Западно-Лодочная-1, гл. 3074,3 м

Он образует округлые или угловатые выделения ярко-зеленого цвета с полиагрегатным погасанием. Часто встречается замещение глауконита карбонатами и хлоритом. В тех интервалах, где в достаточной степени присутствовало захороненное органическое вещество, особенно в тонкозернистых и глинистых осадках, благодаря действию сульфатредуцирующих бактерий в восстановительный этап диагенеза происходила сидеритизация и пиритизация пород. Кроме того, в этот период формировались кальцит, хлорит и каолинит.

Диагенетический *каолинит* представлен в виде неравномернораскристаллизованных агрегатов размером около 0,02 мм, с низкими цветами интерференции I порядка. Каолинит замещает полевошпатовые обломки, гидрослюдистый цемент, чешуйки мусковита, заполняет

межобломочное пространство. *Хлорит* часто замещает биотит (рис. 4.2), гидрослюды, глауконит, а также вулканические обломки.

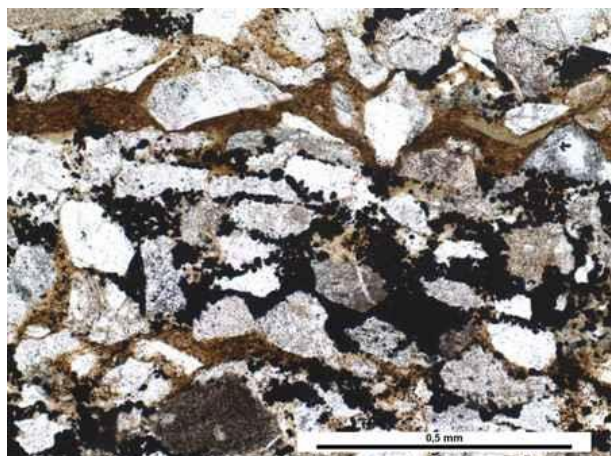


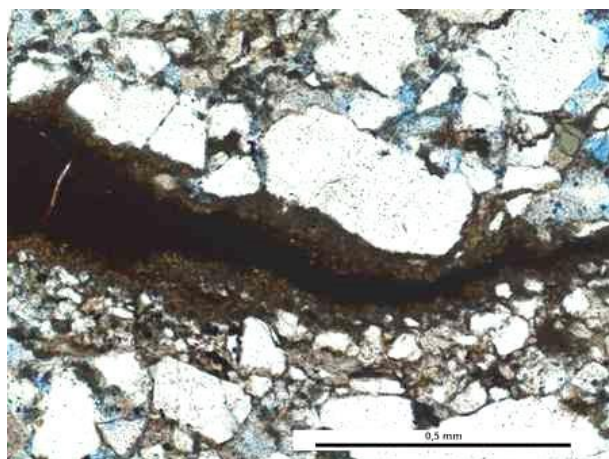
Рис. 4.3. Пирит в межобломочном пространстве. Николи ||. Скв. Западно-Лодочная-1, малохетская свита, гл. 2467 м

Кальцит чаще всего встречается в цементной массе, также встречается микрозернистый, ромбоэдрический доломит.

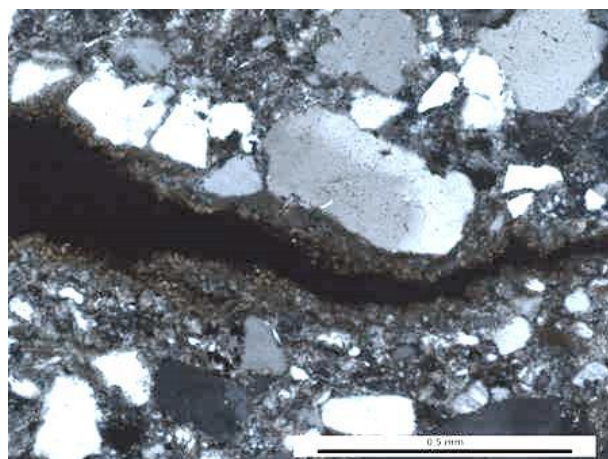
Пирит наблюдается в отложениях довольно часто. Представлен, в основном, в виде кубических и глобулярных агрегатов. Распределение сульфида неравномерно рассеянное. Он может заполнять межобломочное пространство (рис. 4.3), образовывать линзы, ориентированные вдоль слоистости.

Сидерит. В соответствии с представлениями Н.М. Страхова (Страхов, 1960) образование сидеритовых стяжений происходит в восстановительных условиях, при слабощелочной обстановке среды (рН 7,2–7,6). Минерал встречается довольно часто как в обломочных, так и в глинистых породах в виде неправильных стяжений, пятен, ориентированных вдоль слоистости (рис. 4.4), цементной массы, псевдоморфоз по органике. Его содержание может достигать 25%.

Катагенетические процессы обуславливают дальнейшие структурно-текстурные и минеральные изменения пород.



А



Б

Рис. 4.4. Псевдоморфозы (?) сидерита по органическому веществу. А – николи ||, Б – николи ×. Скв. Северо-Туколандская-1, яковлевская свита, гл. 2220,4 м

На фоне механического уплотнения и прогрессирующей гравитационной коррозии, растворяющей терригенные обломки, образуются конформные и инкорпорационные сочленения зерен, формируются новые аутигенные минералы (регенерационный кварц, доломит, кальцит, каолинит), заполняющие поровое пространство и замещающие исходные зерна.

Слюдизация – процесс укрупнения первичных гидрослюдистых агрегатов. Повышенное содержание слюдистых минералов характерно для терригенных пород с гидрослюдистым цементом (рис. 4.5), а также для глинистых аргиллитов. Слюды имеют форму удлинённых, таблитчатых чешуек, часто изогнутых, с зазубренными краями. Биотит часто хлоритизирован и гидратизирован.

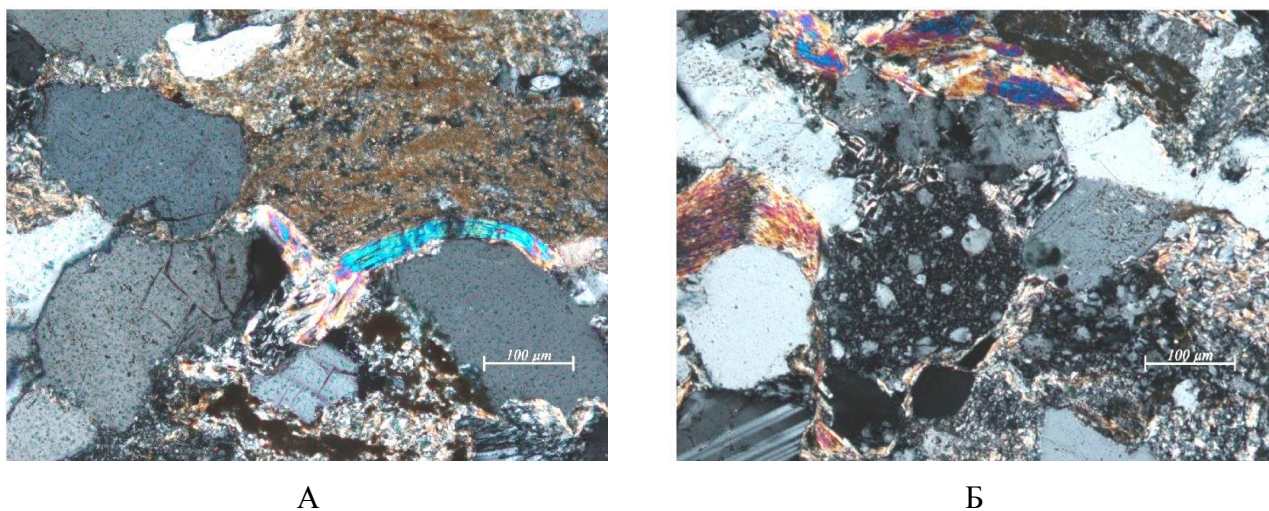


Рис. 4.5. Изогнутые чешуйки слюд. Преобразование гидрослюдов в слюды. Николи \times . U – 1,78 г/т. Скв. Хикиглинская-1, малышевская свита: А – гл. 4045,2 м; Б – 4106,3 м

Распределение слюд послойное, параллельное напластованию. Иногда формируются пленочные гидрослюдистые цементы.

При статистической обработке данных выяснено, что процесс слюдизации не оказывает существенного влияния на пористость коллекторов. Связано это, в основном, с неравномерным их распределением в породах. Однако в целом при интенсивном развитии процесса укрупнения гидрослюдов и слюд, при котором происходит не только замещение цементной части, но и обломков пород, фильтрационно-емкостные свойства снижаются (рис. 4.6). Возможно, это связано с тем, что повышенная слюдистость характерна для более уплотнённых пород.

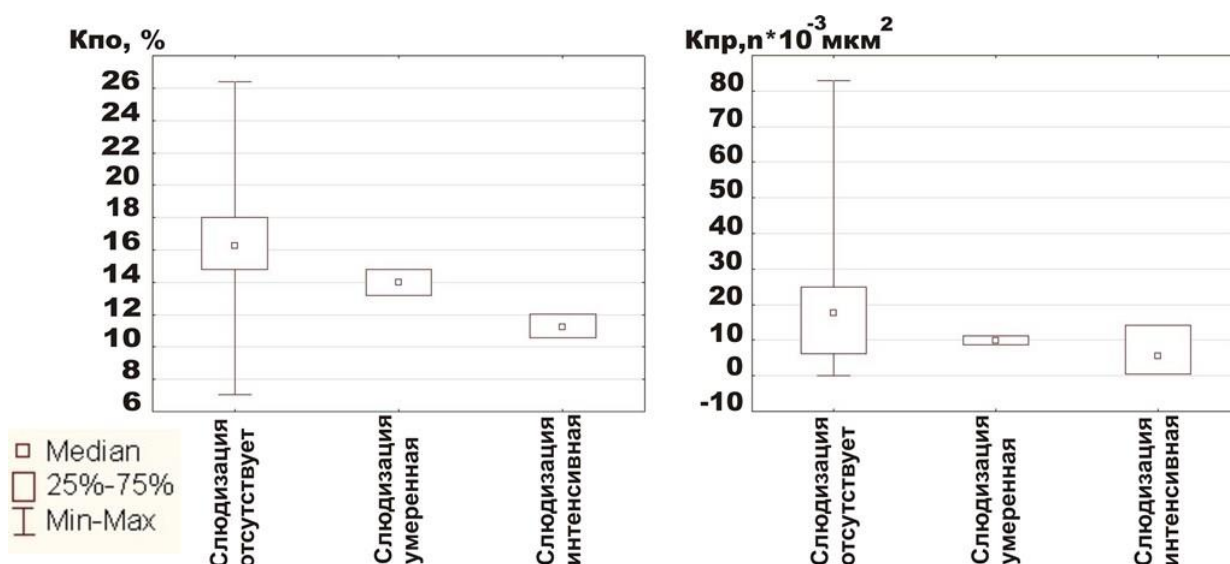


Рис. 4.6. Влияние процесса слюдизации на параметры пористости и проницаемости пород

4.2. Процессы наложенного эпигенеза и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов

Породы, подвергшиеся процессам преобразования в зонах стабилизации ВНК, представлены граувакк-аркозовыми или полимиктовыми песчаниками с крупно-, среднезернистой структурой. Текстуры их в основном однородные, пористые, литифицированные. Цемент полиминеральный, плохо раскристаллизованный, в основном, хлорит-гидрослюдистый по составу. Встречаются тонкорассеянные агрегаты пирита, микрозернистого и пелитоморфного сидерита. Поровое пространство представлено межзерновыми порами размером 0,01–0,1 мм, слабо сообщающимися друг с другом и распределенными неравномерно. В таких породах наблюдаются стадильно-эпигенетические изменения пород, имеющие региональный характер. Однако отмечаются участки, характеризующиеся значительным изменением пород, не свойственным данной зоне катагенеза. Такие интервалы пород со специфической зональностью формирования новообразованных минералов, как правило, наблюдаются вблизи залежей углеводородов. Минералогическая зональность обусловлена процессами окисления углеводородов в зоне становления ВНК, где происходит интенсивное растворение петрогенных компонентов (обломков кварца, полевых шпатов, цемента и др.) и переотложение их в виде регенерационных новообразований, конкреционных стяжений и вторичного мономинерального цемента. Зональность в пределах одного пласта выражена и в структурных преобразованиях, представленных чередованием зон уплотненных и рыхлых пород.

В результате процессов, происходящих в пределах ВНК, образуется зона разуплотнения (растворения) пород, которая подразделяется на две подзоны: битумсодержащую и расположенную ниже безбитумную. Первая отражает область непосредственного окисления углеводородов в поровых растворах и приурочена к переходной части ВНК. Вторая – область диффузии в подошвенных водах агрессивных продуктов окисления нефтей, формирующаяся в сугубо водонасыщенной среде. Ниже ее происходит процесс переотложения петрогенных компонентов, и формируется зона цементации.

Минералогическая и структурная зональность наиболее проявлена в отложениях яковлевской и нижнихетской свит скважин Ванкорского месторождения (Ванкорская-11, Северо-Ванкорская-1 и Восточно-Лодочная-1). Рассмотрим схему формирования вертикальной зональности на примере яковлевской свиты скважины Ванкорская-11.

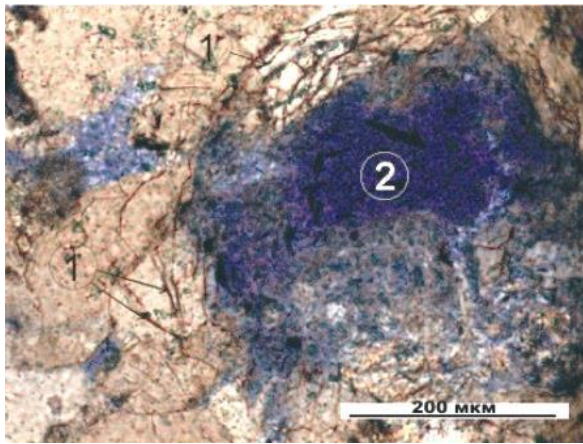
Нефтенасыщенная зона (~1660-1670 м) характеризуется высокой, по сравнению с песчаниками из переходной зоны и зоны ВНК, сохранностью компонентов. Обломки кварца и полевого шпата слабо корродированы. Цемент, в основном, полиминеральный хлорит-гидрослюдистого состава, с неравномерной раскристаллизацией компонентов. Однако, процесс консервации углеводородами преобразований в коллекторе не был мгновенным, и некоторое время происходило образование новых минералов, в частности, пирита, каолинита, связанное с установлением равновесия между остаточной поровой водой и нефтью, окисляющейся на контакте с ней.

Пустотно-поровое пространство этой зоны представлено как остаточными седиментационными порами, так и вторичной внутризерновой пористостью и микропористостью в новообразованном каолинитовом цементе.

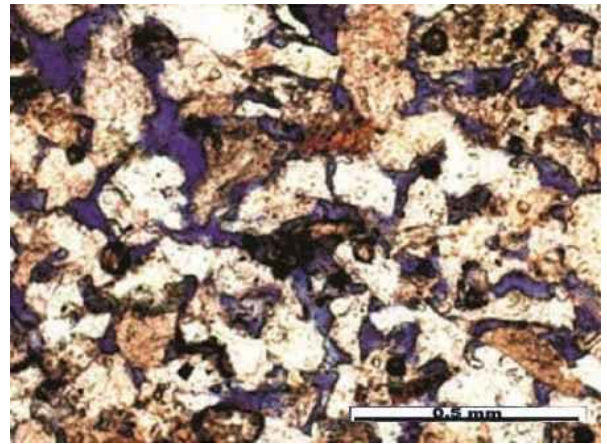
Таким образом, породы из нефтенасыщенной зоны претерпели растворение обломков и цемента под воздействием агрессивных продуктов окисления нефти и характеризуются незначительным минералообразованием.

Зоны выщелачивания (растворения, разуплотнения) отличаются большей коррозией обломочной и цементной матрицы породы и образованием вторичной пористости (рис. 4.7).

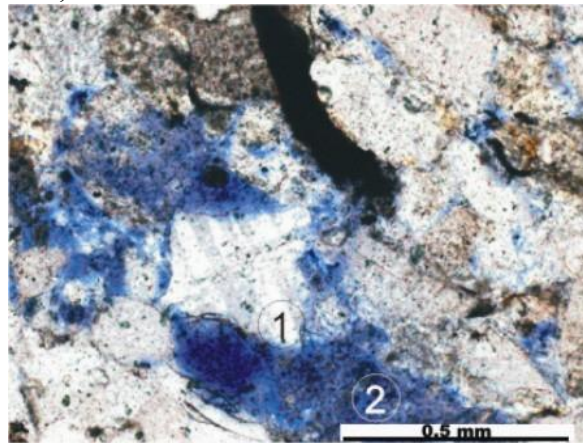
При исследовании пустотного пространства выявлено, что в основном оно представлено межзерновыми порами различных размеров и конфигурации, имеющими седиментационное происхождение, т.е. обусловленными величиной соприкасающихся обломков, их окатанностью,



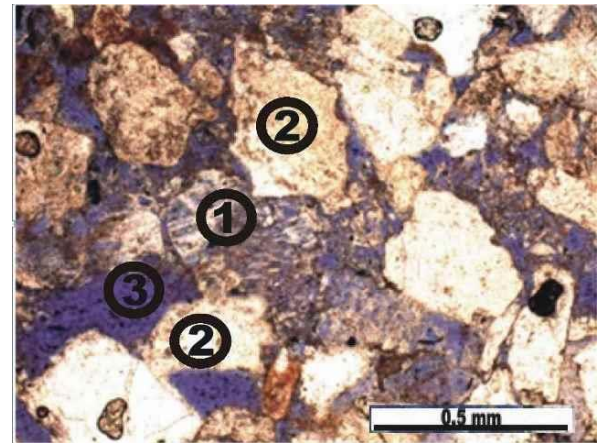
Крупная пора выщелачивания (2) в песчанике. Мелкие трещины залечены бурым битуминозным веществом (1). Николи ||. Скв. Хикиглинская-1, малышевская свита, гл. 4112,4 м



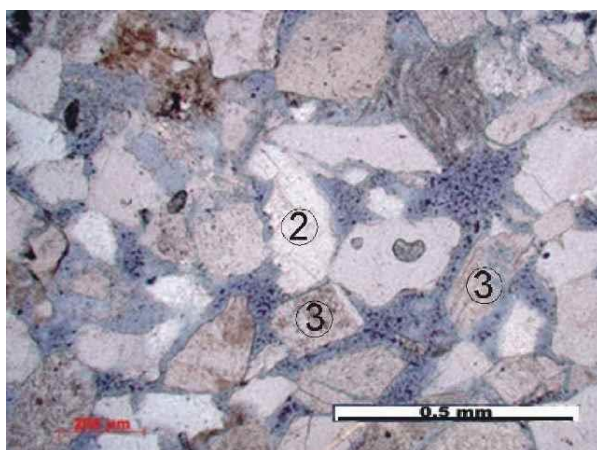
Извилистые поры в песчанике. Николи ||. Скв. Ванкорская-11, Яковлевская свита, гл. 1677,0 м



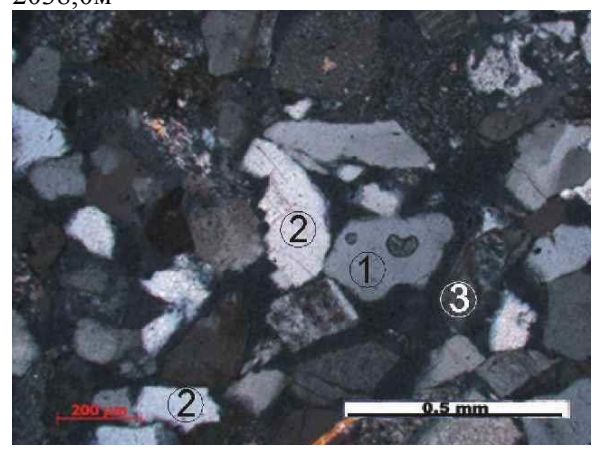
Остатки микроклина (1) в крупной поре (2). Николи ||. Скв. Хикиглинская-1, малышевская свита, гл. 4070,7 м



Практически полностью растворенный полевой шпат (1) в песчанике. Коррозия кварца (2). Вторичные поры (3). Николи ||. Скв. Хикиглинская-1, яковлевская свита, гл. 2038,0 м



А



Б

Растворение обломков полевого шпата (1,3) и кварца (2) и практически полное отсутствие цемента. А – николи ||, Б – николи ×. Скв. Восточно-Лодочная-1, яковлевская свита, гл. 1724,0 м
Рис. 4.7. Образование объединенного пустотного пространства за счет процессов растворения петрогенных компонентов

сортированностью и морфологией, а также стадийным воздействием (уплотнением). Форма пор при этом угловатая, щелевидная, полигональная, трапецевидная или треугольная.

Стенки пор ровные, реже искривленные, имеющие выпукло-вогнутую поверхность. Вторичные поры выщелачивания, образующиеся в процессе растворения компонентов, представлены внутрезерновыми, межкристаллитными порами и кавернами. Внутрезерновые поры характерны для обломков полевых шпатов и эффузивных пород. Представлены они неправильными кавернозными пустотами с извилистыми границами, также щелевидными порами по двойниковым швам и спайности плагиоклазов. Образование пустот в данной зоне связано не только с растворением обломков и цемента агрессивными флюидами, но и с сопровождающей этот процесс перекристаллизацией. В частности, микрокристаллитные микропоры формируются в участках кристаллизации каолинита.

Интенсивное выщелачивание петрогенных компонентов приводит к формированию микроячеистой структуры породы. Пористость и проницаемость подзоны растворения уменьшается по мере удаления от ВНК.

В битумсодержащей подзоне растворения (~1670-1680 м), образовавшейся в среде, содержащей нефть и подвижные воды, основные вещественные преобразования пород выражены в процессе битуминизации – образования твердых продуктов деструкции и окисления УВ, а также кристаллизации каолинита и пирита.

Данная зона характеризуется формированием в процессе растворения единого пустотно-порового пространства, заполненным окислившимся нефтяным веществом (рис. 4.8 А), которое образует на обломках пленки, залечивает поры, микропоры и трещины, пропитывает обломки полевых шпатов, подвергшихся частичному растворению (рис. 4.8 Б, В). Твердые продукты окисления УВ ухудшают фильтрационно-емкостные свойства пород.

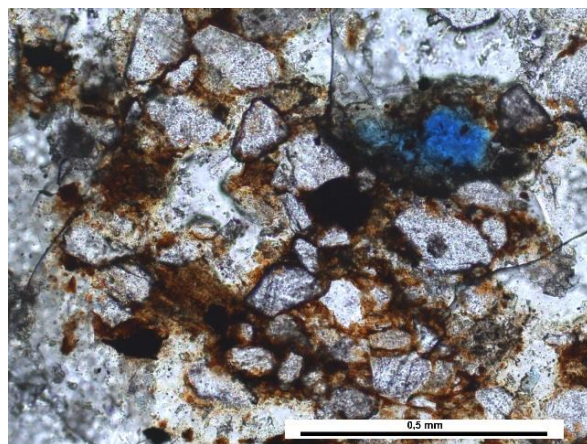
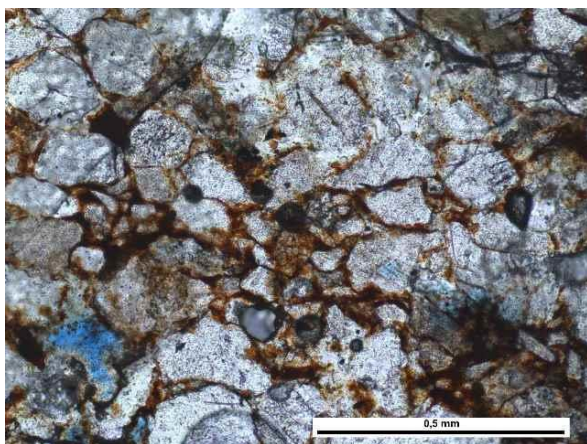
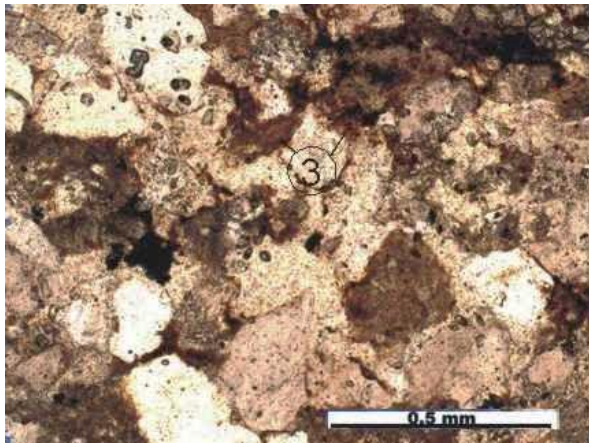
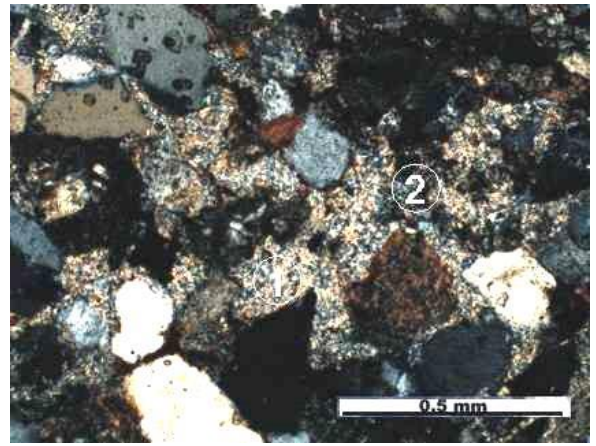


Рис. 4.8 А. Твердые продукты окисления УВ в межобломочном пространстве. Николи ||. Скв. Ванкорская-11, яковлевская свита, гл. 1663,8 м



Б



В

Рис. 4.8. Песчаник мелкозернистый аркозовый. Крупночешуйчатая гидрослюда (1) с мелкозернистым кварцем (2) в цементе. Края обломков и цемент пропитаны бурым битуминозным веществом (3). Б – николи ||, В – николи ×. U – 3,47 г/т. Скви. Ванкорская-11, яковлевская свита, гл. 1663,8 м

Характерные для этого процесса реакции происходят в системах «углеводороды-углеводороды», «воды-углеводороды» и «породы-углеводороды».

Безбитумная подзона растворения (~1680-1685 м) характеризуется дальнейшим вещественным преобразованием песчаников, формированием мономинерального каолинитового цемента. Процесс образования эпигенетического **каолинита** установлен для многих нефтегазоносных отложений (Лебедев, 1992), где данный минерал является основным индикатором постседиментационных низкотемпературных изменений обломочных пород-коллекторов (Сергеева, 2004).

Новообразованный каолинит в изучаемых отложениях представлен в виде анизотропных чешуек (рис. 4.9 А, Б), червеобразных, веерообразных и гармошковидных агрегатов. Реже он встречается в виде табличек и розеток размером 0,02–0,05 мм.

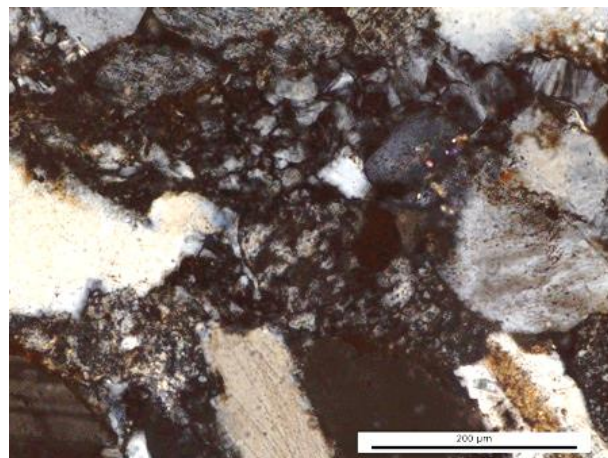
Образование аутигенного каолинита связывают с «главной реакцией наложенного эпигенеза» протекающей в слабокислой среде (при pH=5–6), в результате которой содержащиеся в полевых шпатах подвижные петрогенные компоненты (K_2O и Na_2O) выносятся. При этом полевые шпаты оказываются пелитизированными, замещаются глинистыми минералами и минералами с наименее подвижными компонентами. Чаще всего остаются глиноземсодержащие компоненты в виде каолинита или аморфного $Al(OH)_3$, а также многочисленные темные тонкодисперсные частицы. Воздействие на полевые шпаты более интенсивно происходит вдоль трещин и трещин спайности и часто при более сильном воздействии образуются «губкоподобные» минералы с многочисленными порами.

Протекают также реакции замещения каолинитом гидрослюдов и слюдов (рис. 4.9 В, Г). В результате могут формироваться обширные зоны каолинитизации с микропористым цементом

(рис. 4.9 Д, Е), образование которого связано с выносом большого количества исходных химических компонентов (в основном К и Na), в том числе и свободного кремнезема.



А



Б

Скв. Ванкорская-11, яковлевская свита, гл. 1680,0 м

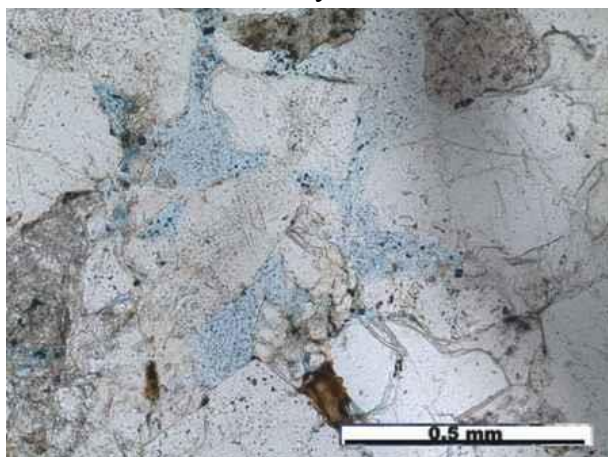


В

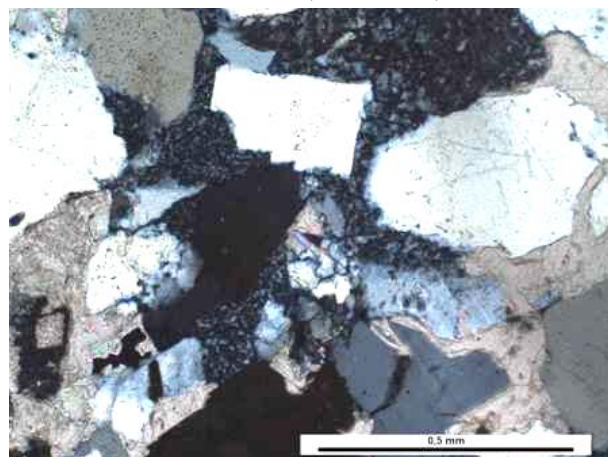


Г

Замещение мусковита каолинитом. Скв. Западно-Лодочная-1, гл. 2439,6 м



Д



Е

Микропористость в каолиновом цементе. Скв. Ванкорская-11, гл. 1680,0 м

Рис. 4.9. Каолинитизация. А, В, Д – николи ||; Б, Г, Е – николи ×.

Статистическими расчетами нами установлено, что при образовании эпигенетического каолинита происходит улучшение пористости (в среднем $K_{по}$ равен 16,41%) и, в особенности, проницаемости (в среднем $K_{пр}$ равен $27,29 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) пород (рис. 4.10). Каолинит не только способствует увеличению порового пространства пород, но, обладая среди глинистых минералов самой низкой диффузионно-адсорбционной активностью и емкостью поглощения (Вильковская и др., 2013), не сорбирует нефть, повышая коэффициент ее извлечения при эксплуатации.

Коэффициент ранговой корреляции Спирмена между содержаниями каолинита и величиной коэффициента остаточной водонасыщенности равен -0,80 (при $r_{крит} = 0,082$), что однозначно указывает на обратную зависимость между этими параметрами.

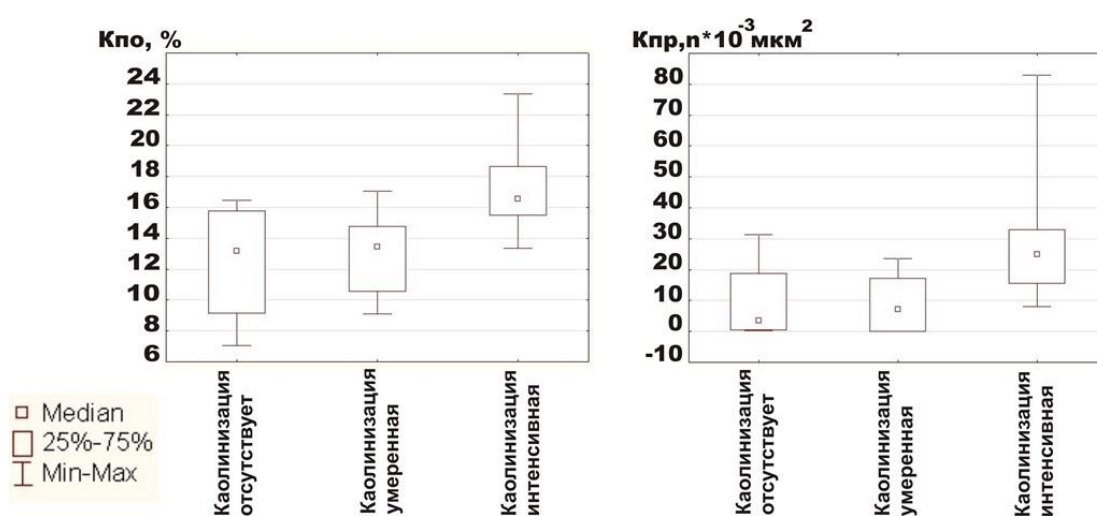


Рис. 4.10. Влияние процесса каолинитизации на изменение параметров пористости и проницаемости пород

Из таблицы 4.2 и рис. 4.10 видно, что с увеличением содержания каолинита улучшается проницаемость пород, увеличивается объемная плотность, а коэффициент остаточной водонасыщенности уменьшается.

Зависимость петрофизических характеристик обломочных пород от количества новообразованного каолинита на примере скважины Ичемминская-1

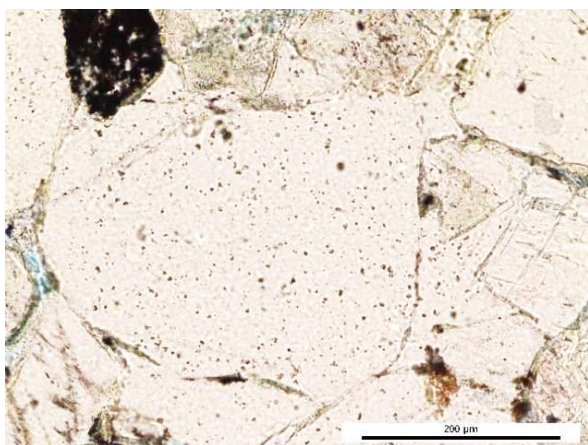
№п/п	Свита	Порода	Класс коллектора	Кпр, $n \cdot 10^{-3}$ мкм ²	Плотность объемная, г/см ³	Ков, %	Каолинит, %
1	яковлевская	Песчаник ср-м/з	2	737,41	1,99	13,3	84
2	яковлевская	Песчаник ср-м/з	3	299,6	1,98	19,8	87
3	яковлевская	Песчаники м/з	3	236,07	1,99	20,9	80
4	яковлевская	Песчаники м/з	4	58,71	2,04	26,8	72
5	яковлевская	Песчаники м/з	5	1,78	2,16	41,7	66
6	нижнехетская	Песчаники кр-м-ср/з	1	1310,8	2,13	14,7	31,5
7	нижнехетская	Песчаники кр-м-ср/з	2	702,42	2,12	16,1	27,7
8	нижнехетская	Песчаники кр-м-ср/з	3	228,78	2,14	20,4	33,3
9	нижнехетская	Песчаники кр-м-ср/з	4	59,45	2,21	25,9	35,7
10	нижнехетская	Песчаники м/з	3	188,22	2,13	19,5	42
11	нижнехетская	Песчаники м/з	4	39	2,18	34,4	26,7
12	нижнехетская	Песчаники м/з	5	3,44	2,2	47,1	38
13	нижнехетская	Алевролиты песчаные, глинистые	5	2,57	2,17	50,1	36
14	нижнехетская	Алевролиты песчаные, глинистые	6	0,41	2,25	64,9	43
15	нижнехетская	Алевролиты песчаные, глинистые	Н/к	0,2	2,41	89,8	45,6
16	нижнехетская	Песчаники м-ср/з	Н/к	0,13	2,53	89,7	33

Примечание: м/з – мелкозернистая, ср/з – среднезернистая, кр/з – крупнозернистая структуры. Н/к – не коллектор. Кпр – коэффициент проницаемости, Ков – коэффициент остаточной водонасыщенности

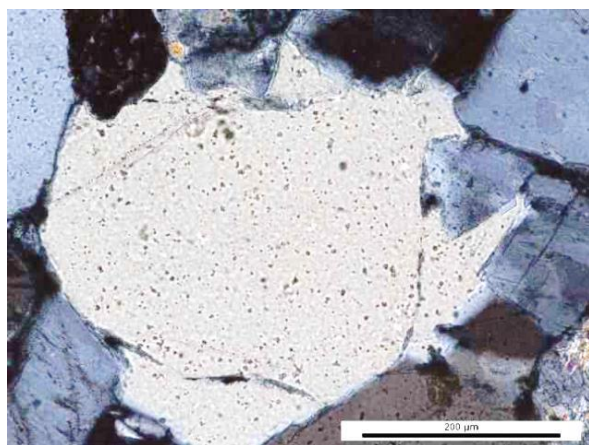
Зона цементации характеризуются породами с мономинеральным кварцевым регенерационным и карбонатным цементом, замещающим обломки и первичный хлорит-гидрослюдистый или новообразованный каолинитовый цемент.

Регенерация кварца. При описываемых процессах в зоне выщелачивания может происходить вынос не только катионов (К, Na и др.), но и значительная часть кремнезема, переотлагающегося в виде регенерационного кварца (рис. 4.11).

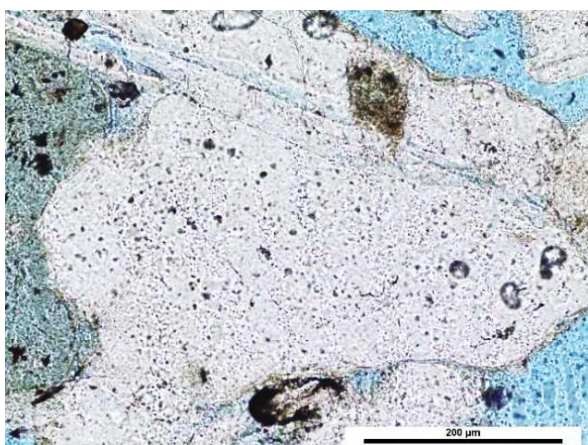
Кварц является одним из самых устойчивых к разрушению и растворению минералов осадочных пород. Ранее регенерацию кварца связывали с цементацией кварцевого песка в процессе диагенеза или с кристаллизацией из пересыщенной кремнекислотой морской воды. Но, как показывает опыт, гораздо чаще регенерация кварца связана со структурами растворения под давлением: при рН=9,88 (Кашик, 1965) кремнезем становится подвижным, а при наличии



А



Б



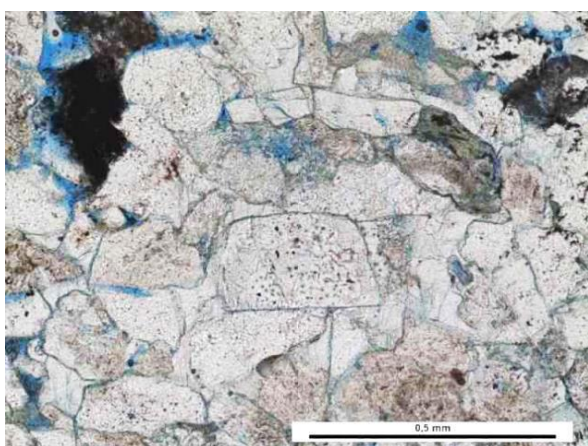
В



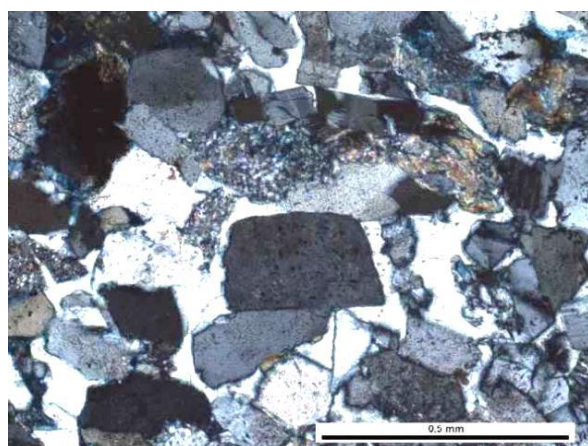
Г

Рис. 4.11. Укрупнение зерен кварца при регенерации. А, В – николи ||, Б,Г – николи ×. Скв. Ванкорская-11, яковлевская свита, гл. 1685 м

агрессивных к кремнезему соединений таких, как K_2CO_3 и Na_2CO_3 , и в случае увеличения давления, растворение кварца может происходить и при более низких рН (8–9).



А



Б

Рис. 4.12. Формирование мономинерального кремнистого цемента. А – николи ||, Б – николи ×. Скв. Ванкорская-11, яковлевская свита, гл. 1685 м

При коррозии кварца в мигрирующий раствор попадает значительное количество кремнекислоты, которая способна переотлагаться в виде регенерационных каемок на зернах кварца (рис. 4.11). При этом формируется конформно-регенерационная структура.

Характерной особенностью данного процесса является повторение дефектов обломков. При этом часто между каймой нарастания и обломочным ядром можно наблюдать зону-полоску, которая представлена микроскопическими инородными включениями, скорее всего, минералообразующей среды. Наблюдаемые каемки отличаются от первичных кварцевых обломков чистотой.

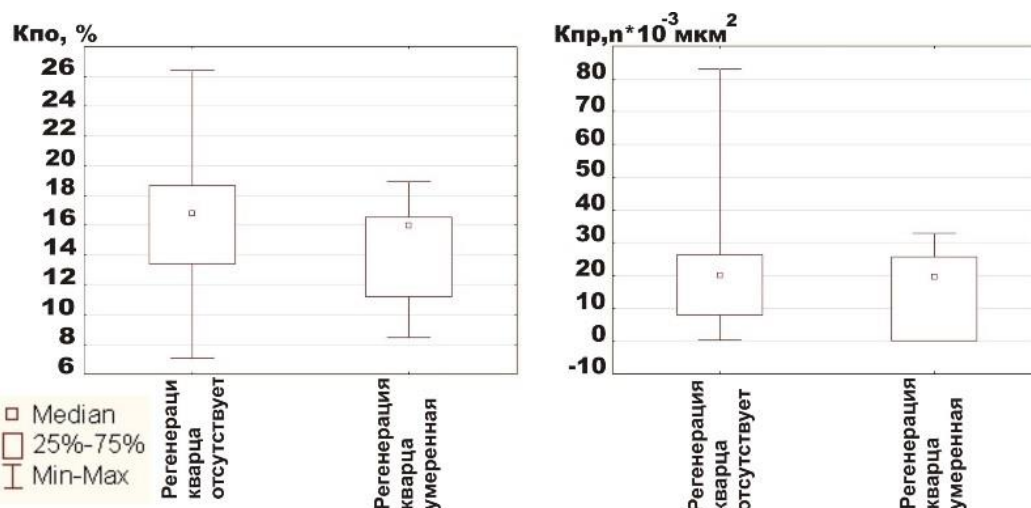


Рис. 4.13. Влияние процесса регенерации кварца на параметры пористости и проницаемости пород

В тех случаях, когда количество кремнекислоты относительно велико, происходит формирование мономинерального кремнистого цемента (рис. 4.12). За счет увеличения гранулометрических характеристик кварцевых зерен происходит захват пустотного пространства. Иначе говоря, процесс регенерации кварца приводит к ухудшению ФЕС пород (рис. 4.13).

Таким образом, при коррозии обломков кварца происходит увеличение пористости, а в образцах с высокой долей регенерации кварца процесс приводит к ухудшению ФЕС. Но, из-за ограниченности распространения, в изучаемых отложениях этот процесс существенного влияния на ФЕС не оказал.

Зона цементации на исследованной площади преимущественно представлена карбонатизированными породами.

Интенсивное **карбонатообразование** связано с геохимической разгрузкой растворов, ощелачиванием вод (рН=10–11), сопровождаемым потерей углекислоты, увеличением

концентрации гидрокарбонатных ионов и ионов щелочных и щелочноземельных элементов. Результатом данных процессов является формирование карбонатизированных зон цементации.

В первую очередь изменениям подвергаются полевые шпаты. В шлифах чётко видны их контуры или реликты, полностью или частично замещенные кальцитом.

Новообразования кальцита наблюдаются также по слюдам и цементу, представленному гидрослюдой и хлоритом. Эпидот, цоизит и клиноцоизит также в различной степени преобразуются в кальцит. Карбонаты (преобладает кальцит) заполняют поры между сохранившимися обломками, где формируют базальный или пойкилитовый цемент (рис. 4.14 Б), частично замещают первичный цемент, а также залечивают секущие трещины.

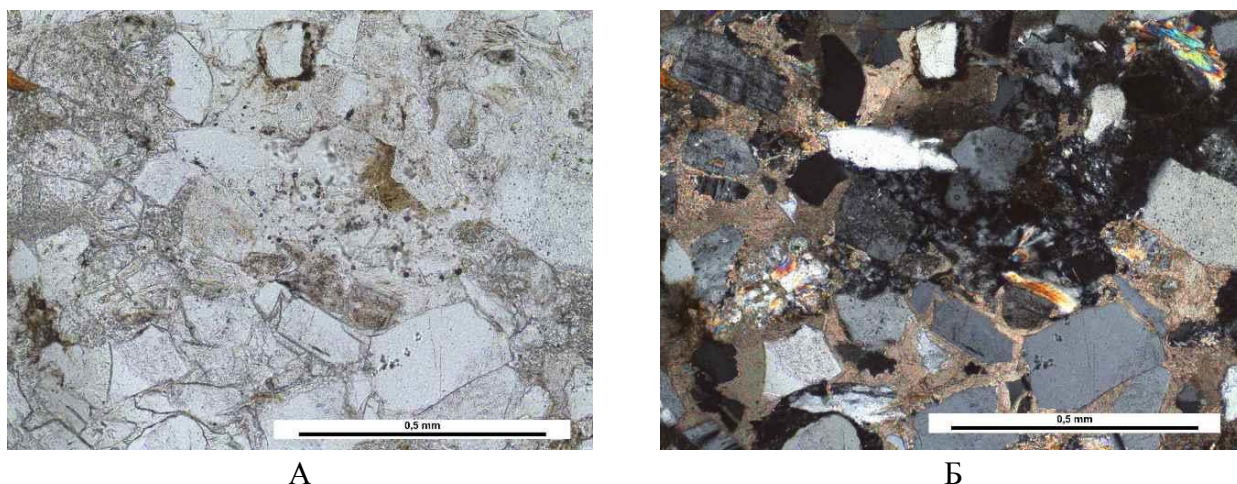


Рис. 4.14. Песчаник с карбонатизированным каолиновым цементом. А – николи ||, Б – николи ×. Скв. Ванкорская-1, яковлевская свита, гл. 1690,0 м

На участках, где кальцит становится особенно «агрессивным», наблюдается резкое усиление коррозии и метасоматоза кластогенных ингредиентов и цемента. При этом происходит ухудшение коллекторских свойств терригенных пород (рис. 4.15.), формируются уплотненные зоны ($K_{по}$ равен в среднем 15,8%, $K_{пр} = 10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$).

В редких случаях было отмечено образование вторичной пористости в карбонатном цементе. Но процесс проявлен незначительно, поэтому не оказывает влияния на улучшение коллекторских свойств.

Для газонасыщенных песчаников характерны те же признаки, что и для нефтенасыщенных, – наличие зон растворения и цементации, зон формирования каолинита, пирита и лейкоксена. Отличие заключается в отсутствии битумной зоны. В основном, такие преобразования пород характерны для яковлевской и нижнехетской свит, изученных в скважинах Хикиглинской-1 и Ячиндинской-1.

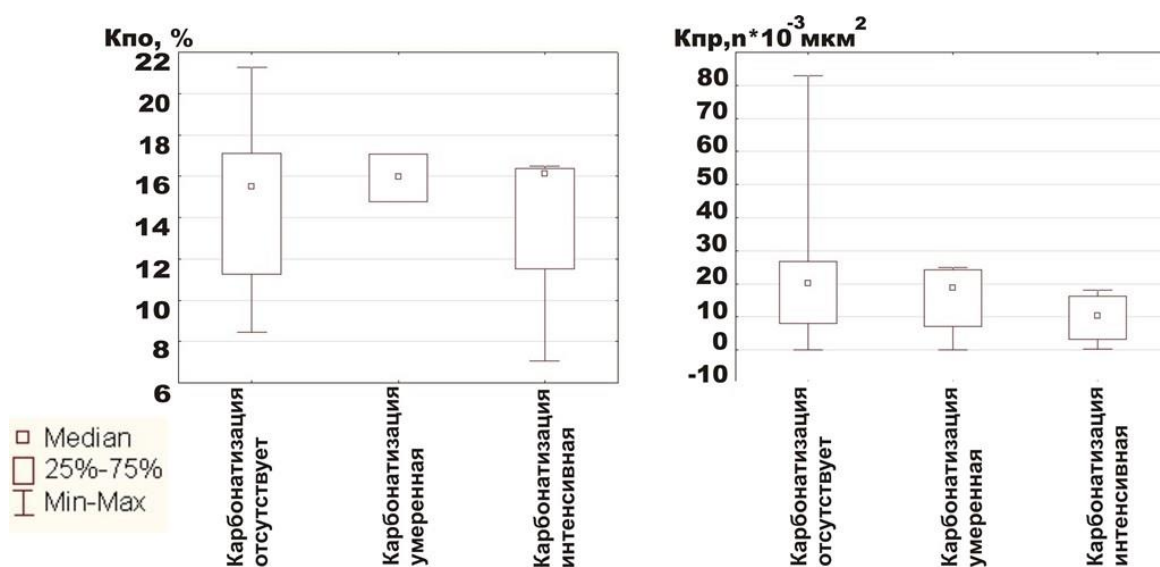


Рис. 4.15. Влияние процесса карбонатизации на параметры пористости и проницаемости пород

Помимо химического преобразования пород повсеместно наблюдаются **тектонические дислокации**, представляющие собой секущие в разных направлениях породу трещины, иногда заполненные вторичными минералами, чаще всего кальцитом, реже гидрослюдой, каолинитом, хлоритом. Встречаются также трещины с зональным строением, центральная часть которых сложена каолинитом, а периферия – кальцитом.

Среди тектонических дислокаций можно выделить *хрупкие и пластические деформации*.

Для хрупких деформаций характерна деструкция (скалывание) обломков. Проявляется катаклиз отдельных обломков, зонки трещиноватости, межобломочные срывы, вторичная пористость. Преимущественно такие процессы можно наблюдать на обломках полевого шпата и кварца (рис. 4.16).

Пластические деформации сопровождаются нарушением характера погасания обломков кварца, его грануляцией, регенерацией, перекристаллизацией. При наиболее интенсивном проявлении пластических деформаций отмечается ориентированность элементов разрушения и типичные катакластические структуры. Иногда тонкие трещины срыва также заполнены продуктами окисления углеводородов, реже новообразованными минералами.

В изучаемых отложениях часто наблюдается *послойная трещиноватость*, возникающая на границе разных по свойствам слоев, например, обогащенных углефицированным растительным детритом. Такие трещины, как правило, протяженные, в результате чего они могут являться полезным пустотным пространством и способствовать латеральной миграции углеводородов.

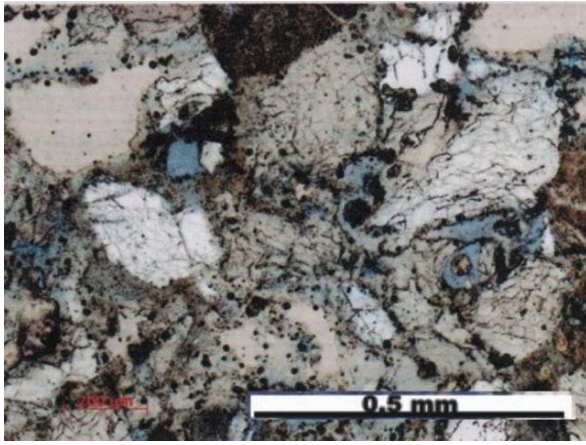


Рис. 4.16. Хрупкие деформации обломков кварца и полевого шпата. Николи ||. U – 0,46 г/т. Скв. Ванкорская-11, яковлевская свита, гл. 1700 м

Влияние дислокационных процессов на образование вторичного пустотного пространства неоднозначно. Так, углеводородные, сероводородные, углекислотные и другие газово-жидкие флюиды используют хрупкие деформации как пути миграции и при этом часто оставляют продукты окисления (битуминизация) и взаимодействия (образование вторичных минералов – карбонатов, глинистых и др.) с вмещающими породами. Тем самым происходит заполнение порового и трещинного пространства,

запечатывание проницаемых зон, что способствует уменьшению объема коллектора.

Проявление тектонических процессов наиболее характерно для скважин, расположенных в пределах Ванкорского месторождения (Ванкорская-11, Северо-Ванкорская-1, Восточно-Лодочная-1). Для скважин, расположенных западнее (Хикиглинская-1, Туколандо-Вадинская-320, Северо-Туколандская-1, Ячиндиснская-1, Ичемминская-1 и Западно-Лодочная-1) данные процессы имеют ограниченное распространение.

В результате минералого-петрографического анализа выявлено, что увеличение пустотного пространства коллектора формируется за счёт перераспределения петрогенных компонентов, в частности, выноса щелочных и щелочноземельных элементов (особенно K, Na и Ca), а также замещения алюмосиликатов каолинитом. Интенсивное проявление данных процессов приводит к образованию пустотного пространства мощностью от нескольких сантиметров до нескольких метров.

Коэффициенты ранговой корреляции Спирмена указывают на наличие положительной связи между содержанием каолинита и величиной коэффициентов открытой пористости ($K_{по}$) и проницаемости ($K_{пр}$) и отрицательной связи с плотностью породы и коэффициентом остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$). Эти данные подтверждают то, что процесс каолинизации способствует улучшению качества коллектора. Напротив, процессы карбонатообразования, слюдизации, регенерации кварца и окремнения ухудшают фильтрационно-емкостные свойства. Что подтверждают данные корреляционного анализа – содержание карбоната, гидрослюда и хлорита имеют отрицательные связи с $K_{пр}$ и $K_{по}$ и положительные – с $K_{ов}$ (табл. 4.3).

По результатам качественного и количественного минералого-петрографического анализа однозначно можно утверждать, что отрицательное влияние на ФЕС оказывают карбонаты,

гидрослюды, хлорит, регенерационный кварц, твердые продукты окисления УВ, а положительное – новообразованный каолинит.

Таблица 4.3

Ранговые коэффициенты корреляции между содержаниями минералов и петрофизическими свойствами пород

($r_{\text{крит}}=0,13$)

Минерализация	Кпо, %	Кпр, $n \cdot 10^{-3}$ мкм ²	Ков, %	Плотность объемная, г/см ³
Каолинит	0,43	0,73	-0,80	-0,70
Карбонат	-0,28	-0,32	0,30	-
Гидрослюда	-0,23	-0,37	0,16	-
Хлорит	-0,10	-0,31	0,07	-

Таким образом, в результате проведенных минералого-петрографических исследований выявлено, что приход в коллектор нефти приводит к изменению равновесия в системе «нефть-вода-порода» и к зональному преобразованию пород.

Верхняя зона представляет собой нефтенасыщенную зону слабоизмененных пород, в которой при полном заполнении нефтью коллектора, происходит консервация породы от дальнейшего преобразования.

Ниже нее расположена зона выщелачивания (разуплотнения). Битумсодержащая подзона характеризуется растворением обломков и цемента, формированием твердых продуктов окисления нефти, пирита, лейкоксена и, в меньшей степени, каолинита. Отличительной особенностью безбитумной подзоны выщелачивание является более интенсивные процессы растворения обломочной и цементной матрицы, часто с образованием мозаичной структуры и мономинерального каолинитового цемента, являющегося индикатором подзоны. Процессы, происходящие в данной зоне приводят к улучшению коллекторских свойств за счет увеличения межзерновых пор, формирования внутрезерновых, микрокристаллитных пор и каверн.

В зоне цементации, расположенной ниже зоны выщелачивания, наблюдается формирование мономинерального карбонатного цемента, приводящего к ухудшению пустотно-порового пространства. Кроме этого, в законтурных зонах ограниченное распространение имеет процесс регенерации кварца.

Чередование разуплотненных и вторично сцементированных песчаников наиболее выражено в отложениях яковлевской свиты (пласт III-VII), где в результате неоднократного поступления нефти в коллектор сформировался древний и современный водонефтяной контакт.

Описанная наложенно-эпигенетическая зональность характерна, в основном, для отложений (яковлевской и нижнехетской свит), расположенных в пределах Ванкорского месторождения Пур-Тазовской нефтегазоносной области. В отложениях, находящихся западнее, формирование зон проявлено не столь отчетливо. Вероятнее всего, это связано с ограниченными объемами поступающих в коллектор углеводородов и меньшим временем существования их залежей.

Данные подтверждают значимость эпигенетических изменений при формировании пустотного пространства, так как процессы постседиментационного преобразования (выщелачивания и образования новых минеральных фаз – пирита, каолинита, карбонатов и кварца) способствуют неравномерному распределению первичных и вторичных пор и каналов, усложняя тем самым интерпретацию геофизических данных. Изучение преобразований пород позволит уточнить и дополнить информативность данных методов исследования в определении положения ВНК, а, следовательно, и самих залежей углеводородов.

Глава 5. ПОВЕДЕНИЕ ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В ПРОЦЕССАХ НАЛОЖЕННОГО ЭПИГЕНЕЗА

Внестадиальные (наложенно-эпигенетические) процессы, связанные, в основном, с реакциями окисления, происходящими при взаимодействии поступающей нефти и поровых растворов коллектора, приводят не только к вещественному и структурному, но и к химическому преобразованию пород. Вблизи нефтяных залежей, в результате процессов перераспределения компонентов, наблюдается вертикальная зональность, обусловленная наличием зон выщелачивания (или высокопористых пород) и зон цементации, характеризующихся собственными геохимическими аномалиями.

В основе диссертационной работы лежит литогеохимический метод исследования нефтегазоносных отложений, который базируется на изучении особенностей распределения химических элементов (металлов), прямо не связанных с УВ залежами, но свидетельствующих о возможном их присутствии. Особенности распределения широкого круга химических элементов во многом зависят от процессов миграции углеводородных и неуглеводородных (в частности, углекислотных) флюидов, их воздействием на преобразование пород и формирование залежей нефти и газа.

5.1. Закономерности распределения химических элементов в разуплотненных, уплотненных и неизмененных породах

Известно, что существует зависимость содержания урана от гранулометрического состава пород, выраженная в постепенном снижении концентраций металла в ряду: аргиллиты – алевролиты – песчаники (Митропольский, 1979; Арбузов, Рихванов, 2009).

Результаты геохимического исследования показали, что содержание урана в изучаемых породах колеблется от 0,38 г/т до 9,93 г/т и в среднем составляет в песчаниках – 1,73 г/т, в алевролитах - 2,43 г/т и в аргиллитах - 2,75 г/т (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Фоновые содержания урана в исходных породах изучаемых отложений

Порода	Уср, г/т							
	СВн-1	Вн-11	ЗЛд-1	ВЛд-1	Хкг-1	СТк-1	Яч-1	Ич-1
Песчаник	2,22	2,22	2,32	2,11	2,23	2,3	2,31	2,36
Алевролит	2,44	2,41	2,66	2,36	2,56	2,6	2,41	2,57
Аргиллит	2,46	2,59	2,71	2,66	2,94	2,62	2,64	2,59

По литературным данным, содержания урана для терригенных пород равны: для песчаников и алевролитов – 2,9 г/т, для аргиллитов – 4 г/т (Смыслов, 1974), для песчаников – 2,3 г/т, для глинистых пород – 4,5 г/т (Григорьев, 2009). Наблюдается прямая связь содержания урана с количеством глинистого материала обусловленная сорбирующей ролью глин (Арбузов и др., 2009).

В результате статистической обработки данных нами установлена обратная корреляционная зависимость между значениями коэффициентов открытой пористости (Кпо), проницаемости (Кпр) и содержаниями урана, что связано со снижением его концентраций в породах-коллекторах (рис. 5.1).

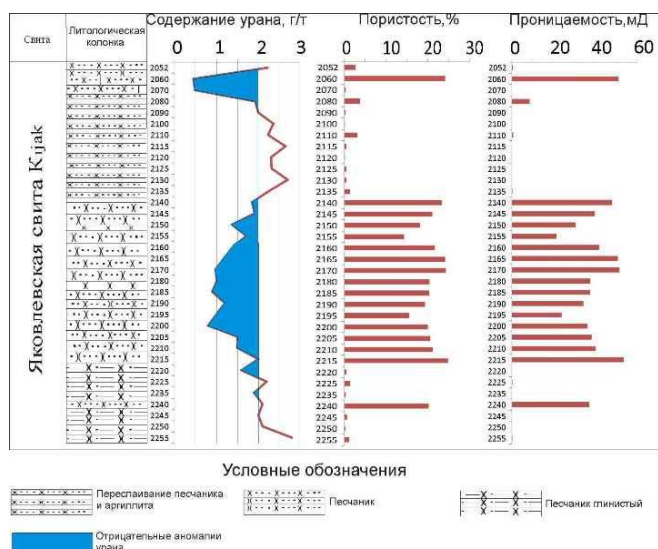


Рис. 5.1. Часть геохимического разреза по скв. Западно-Лодочная-1 (нижнеяковлевская свита K_{1jak})

1988; Столбов и др., 1994; Шалдыбин и др., 1995; Столбов и др., 2000).

Характерной особенностью геохимии урана является его связь с органическим веществом, что подтверждают данные исследования методом осколочной радиографии (рис. 5.2). В результате микроскопического изучения распределения урана выявлено, что его треки связаны, в основном, с захороненным органическим веществом (рис. 5.2). Концентрации урана значительно уменьшаются в минеральном веществе. Наибольшее его количество фиксируется в аксессуарных минералах (Арбузов и др., 2009), которые в изучаемых породах представлены сфеном, апатитом, цирконом, рутилом. Относительно меньшее количество треков урана характерно для глинистых минералов и обломков полевых шпатов. В обломках кварца и карбонатов практически не наблюдается треков урана.

Коэффициенты ранговой корреляции Спирмена равны: -0,52 (уран и Кпо) и -0,54 (уран и Кпр) (при $r_{крит}=0,082$).

Помимо связи с гранулометрическим составом пород, уран характеризуется высокой чувствительностью к смене pH и Eh среды. Данный элемент наиболее подвижен в кислой обстановке, характерной для процессов наложенного эпигенеза. Вследствие этого уран можно использовать в качестве индикатора зон вторичного разуплотнения (выщелачивания) или зон улучшенных коллекторов (Столбова и др.,

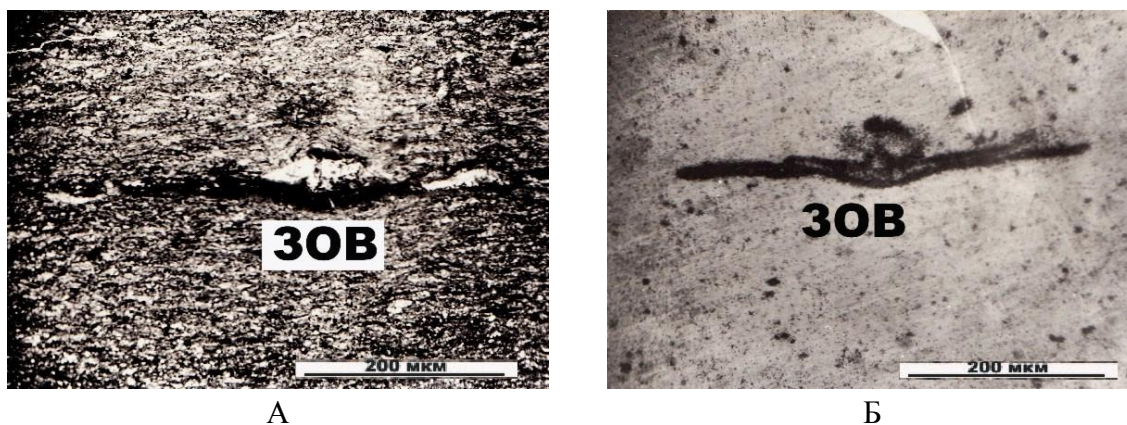


Рис. 5.2. А - Аргиллит с захороненным органическим веществом (ЗОВ); Б – треки урана, которые концентрируются в красно-буром ЗОВ

Чувствительность урана к смене рН и, в особенности, Eh среды, связь его с гранулометрическим составом и с органическим веществом, – все это позволило нам использовать отрицательные аномалии урана для выявления в разрезах терригенных отложений высокопористых пород-коллекторов. С другой стороны, по наличию интервалов с высокой концентрацией урана можно выявлять в разрезах породы с повышенным содержанием органического вещества, способные генерировать УВ.

Для расчёта границ между фоновыми и аномальными концентрациями U в различных типах пород (аргиллитах, алевролитах и песчаниках) использовалась формула (1), в соответствии с логнормальным законом распределения содержаний металла (Инструкция по геохимическим..., 1983). Правая часть уравнения определяет уровень положительных аномалий или зоны накопления урана, а левая часть – уровень отрицательных аномалий, или зоны его выноса:

$$\tilde{X} / \varepsilon^3 > X_{\text{аном.}} > \tilde{X} * \varepsilon^3 \quad (1),$$

где \tilde{X} – среднее геометрическое значение фона, ε – стандартный множитель.

В результате статистической обработки выявлено, что фоновые значения находятся в пределах: для песчаников – $1,46 < X < 2,47$; для алевролитов – $1,73 < X < 3,05$; для аргиллитов – $1,8 < X < 3,3$. Таким образом, для участков, где не проявлены процессы наложенного эпигенеза и отсутствует заметное обогащение органическим веществом, содержания урана не выходят за пределы $1,48 < X < 3,36$.

Содержание урана повышается (более 3,3 г/т) в аргиллитах, в особенности, обогащенных «сапропелевым» ОВ. Это обусловлено тем, что одной из характернейших черт геохимии урана в осадочных породах является его связь с органическим веществом. Высокие содержания U фиксируются также в породах, значительно обогащенных продуктами окисления УВ, возникающих в результате реакций в системах «углеводороды-углеводороды» и «воды-углеводороды» в случае взаимодействия нефтей с кислородсодержащими пластовыми водами.

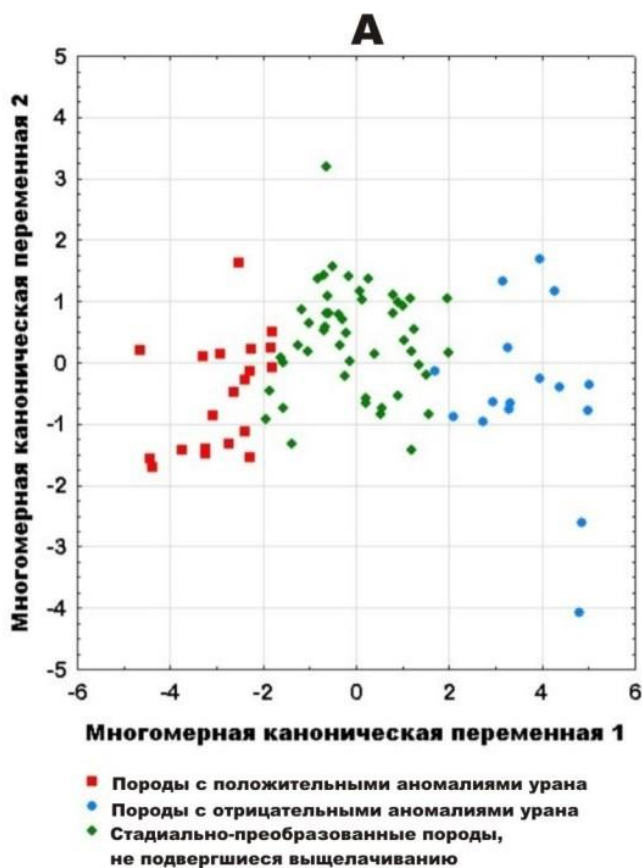
Чаще всего, такие повышенные концентрации урана встречаются в породах яновстанской свиты, однако в некоторых скважинах повышенные концентрации характерны и для свит нижнего мела – нижнехетской и суходудинской, а также для свит верхней и средней юры – сиговской, точинской, малышевской, леонтьевской и вымской.

При рассмотрении возможных механизмов образования повышенных концентраций урана выявлено, что к накоплению урана в осадочных породах приводят не седиментационные, а диагенетические и эпигенетические процессы.

Накопившийся в процессе седиментогенеза материал по мере превращения в осадочную породу претерпевает ряд существенных преобразований в результате химических превращений, а также активной деятельности микроорганизмов. Среда осадка из окислительной превращается в восстановительную. Разлагающееся органическое вещество переходит частично в газы и водорастворимые соединения, часть же участвует в процессах органического синтеза геополимеров.

Как показали исследования, выполненные в ТО СНИИГГиМС и ТПУ, уран накапливается керогеном типа-II (сапропелевое ОВ), который образуется при недостатке кислорода в результате органического синтеза геополимеров в отложениях доманикового типа и способен генерировать жидкие углеводороды (Столбова и др., 1995; Столбова, 2003).

Для выделения в разрезах высокопористых коллекторов и пород с повышенным содержанием органического вещества в работе использовался анализ не только закономерностей распределения урана, но и ряда химических элементов (К, Са, Ti, Cr, Mn, Fe, Rb, Sr, Zr, Ва) (рис. 5.3 и 5.4).



Б

Факторная структурная матрица корреляционных переменных

	Каноническая переменная 1	Каноническая переменная 2
U	-1,03	-0,42
K	-0,33	-0,25
Ca	-0,21	-0,56
Ti	-0,05	-0,88
Cr	0,12	0,75
Mn	0,30	-0,44
Fe	-0,23	1,00
Rb	0,47	0,27
Sr	0,27	0,31
Zr	-0,19	0,42
Ba	0,08	-0,44

Рис. 5.3. Результаты дискриминантного анализа: А – положение эталонных выборок в координатах многомерных канонических переменных; Б – факторная структура канонических переменных и функция. Линейные дискриминантные функции: $K_1 = b_1x_1 + b_2x_2 + \dots + b_nx_n$; $K_2 = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n$, где $x_1 \dots x_n$ – значения переменных (содержания элементов) в конкретных пробах; $b_1 \dots b_n$ и $c_1 \dots c_n$ – коэффициенты канонических переменных K_1 и K_2 .

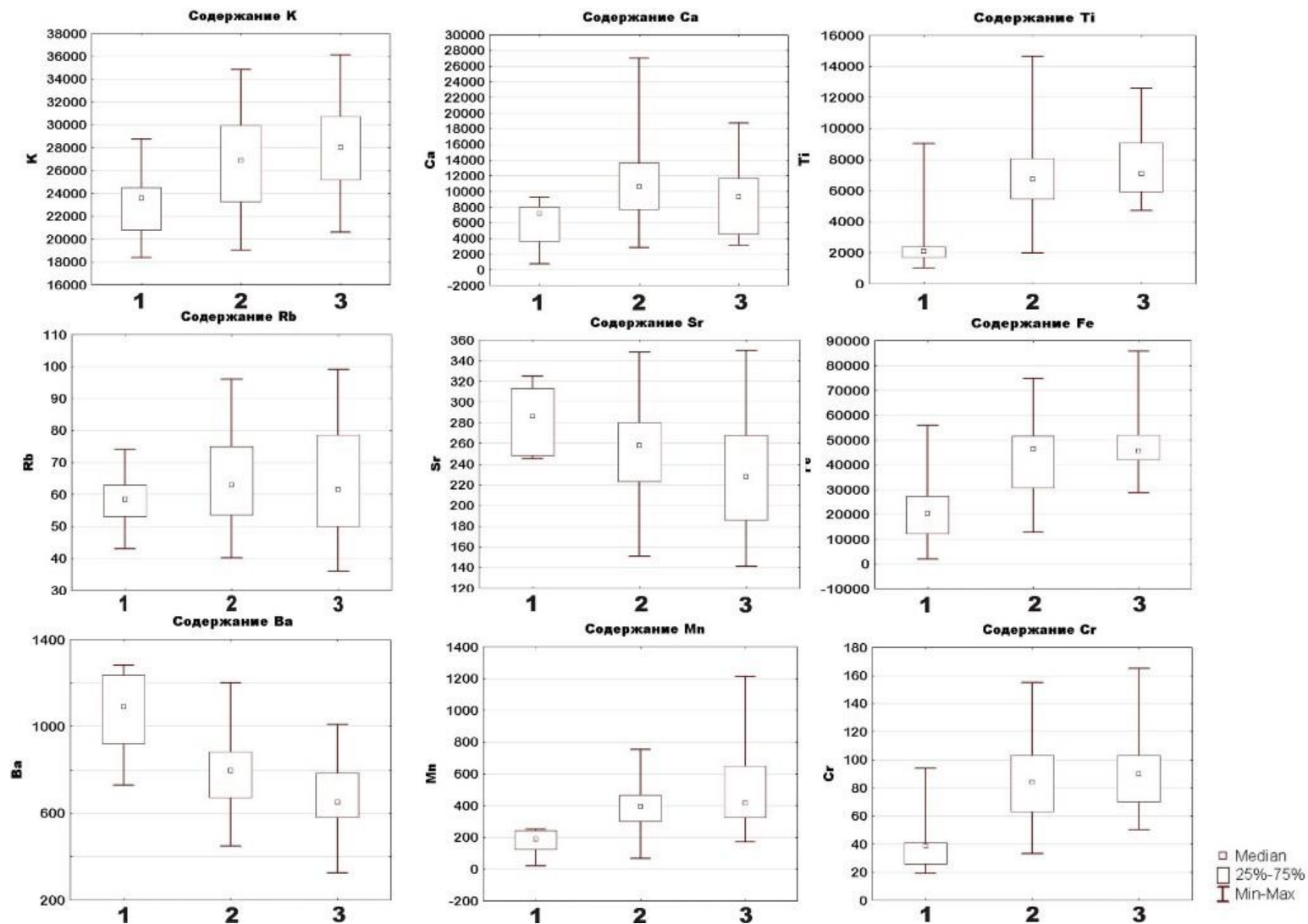


Рис. 5.4. Распределение ряда химических элементов в разрезах изучаемых отложений: 1 – породы, характеризующиеся отрицательными аномалиями урана; 2 – породы неизменные, не подвергшиеся выщелачиванию и 3 – породы, характеризующиеся положительными аномалиями урана (с повышенным содержанием органического вещества)

При статистической обработке данных определялась значимость отличий содержаний изучаемых элементов в породах с отрицательными аномалиями (коллекторах), с положительными аномалиями (с повышенным содержанием органического вещества) и фоновыми значениями урана (табл. 5.2). В качестве «неизменных» в работе рассматриваются повсеместно развитые стадиально-преобразованные породы без признаков наложенного эпигенеза.

Таблица 5.2

Доверительная вероятность (p) отличий содержаний элементов в породах

Элементы	Среднее содержание элементов в породах, г/т								
	1	2	p	1	3	p	2	3	p
U	3,4	2,4	0,99	3,4	1,1	0,99	2,4	1,1	0,99
K	27569	25735	0,81	27569	22280	0,99	25735	22280	0,93
Ca	9978	12049	0,87	9978	7846	0,88	12049	7846	0,99
Ti	9082	6876	0,83	9082	2932	0,99	6876	2932	0,99
Cr	103	86	0,66	103	42	0,99	86	42	0,99
Mn	509	425	0,63	509	254	0,99	425	254	0,99
Fe	47902	44382	0,37	47902	22328	0,99	44382	22328	0,99
Rb	64	63	0,23	64	56	0,49	63	56	0,33
Sr	232	249	0,86	232	239	0,66	249	239	0,36
Zr	139	111	0,59	139	72	0,99	111	72	0,99
Ba	675	770	0,97	675	973	0,99	770	973	0,99

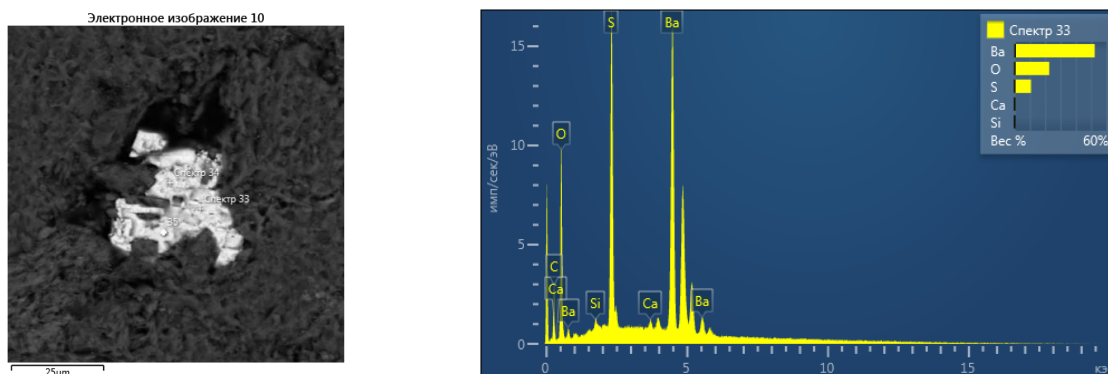
Примечание: породы 1 – с повышенным содержанием Сорз; 2 – неизменные; 3 – высокопористые

В итоге проведенных исследований было установлено, что для пород-коллекторов характерны пониженные содержания не только урана со значениями менее 1,5 г/т, но и более низкие содержания Ti, Cr, Fe, Mn, K, Rb и Zr. Для таких пород отмечается относительно повышенные содержания Ba, который концентрируется в виде барита ($BaSO_4$) (рис. 5.5). Более высокие содержания Ca и Sr фиксируются в кальцитизированных породах.

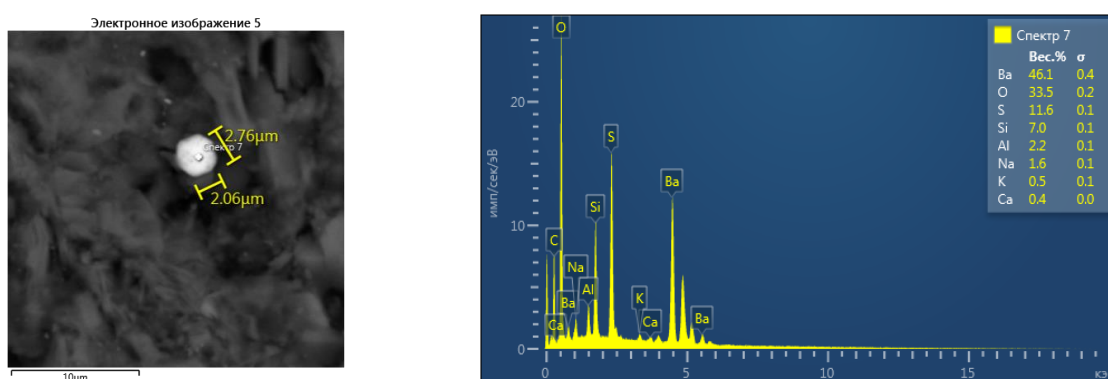
Породы с органическим веществом характеризуются повышенным содержанием U (более 3,3 г/т) и пониженным Ba. Содержание же ряда элементов (K, Ca, Cr, Ti, Mn, Fe, Rb, Sr), в отличие от пород с фоновым содержанием урана (неизменных пород) повышается. Доверительная вероятность этого отличия по каждому элементу в отдельности не достигает 95 %. Многомерные статистические методы (дискриминантный анализ) позволяют в значительной степени усилить контрастность этих различий и классифицировать породы по их геохимическим особенностям.

Результаты исследования закономерностей распределения химических элементов (U, K, Ca, Cr, Ti, Mn, Fe, Rb, Sr, Ba, Zr) в изучаемых отложениях показали, что высокопористые

породы-коллекторы значительно отличается по содержанию ряда элементов от стадияльно-преобразованных пород и пород с РОВ.



Скв. Ячиндинская-1, свита, гл. 2958,4



Скв. Ванкорская-11, свита, гл. 3564,1

Рис. 5.5. Включения барита

Однако разуплотненные породы могут являться продуктивными нефтегазонасыщенными или непродуктивными водонасыщенными. Для более объективного прогноза продуктивных отложений, помимо выделения пород-коллекторов, возможно и необходимо определять характер их насыщения с помощью дополнительных геохимических критериев.

5.2. Геохимическая зональность в зонах стабилизации ВНК

Изучение поведения урана и других химических элементов в нефтегазонасыщенных отложениях показало, что интервалы высокопористых пород характеризуются не только контрастными геохимическими аномалиями, но и отчетливо проявленной геохимической зональностью, сформированной за счет химических процессов в системе «нефть-вода-порода» в зонах стабилизации ВНК.

Происходящие под воздействием продуктов неполного окисления углеводородов (спирты, кислоты, перекиси, альдегиды, кетоны и производные этих компонентов) процессы создают не свойственную для осадочных пород кислую обстановку с рН около 4–5. В таких условиях

происходит растворение многих минералов (карбонатов, полевых шпатов и др.) и дальнейшее переотложение петрогенных компонентов в виде новообразований, что приводит к перераспределению химических элементов (U, K, Ca, Ti, Cr, Mn, Fe, Rb, Sr, Zr, Ba и др.).

Изучение химического преобразования пород, связанного с процессами, происходящими на ВНК, позволило выявить основные ассоциации элементов и их взаимоотношения. Факторным анализом установлено наличие в зоне ВНК трех устойчивых ассоциаций химических элементов. Первый фактор характеризуется повышенной корреляционной связью Ti, Cr и Fe. Вторая ассоциация представлена U, K, Zr и Rb. Третий фактор указывает на взаимосвязь Ca, Mn и Sr (табл. 5.3).

Таблица 5.3

Матрица факторных нагрузок для коллекторов

Элемент	Фактор 1	Фактор 2	Фактор 3
U	0,01	0,79	0,08
K	-0,20	0,80	-0,16
Ca	-0,17	0,06	0,93
Ti	0,93	0,00	0,01
Cr	0,94	-0,12	0,01
Mn	0,39	-0,05	0,79
Fe	0,82	-0,04	0,03
Rb	-0,23	0,47	-0,56
Sr	0,12	-0,12	0,64
Zr	0,40	0,68	0,04
Ba	-0,72	-0,39	-0,37

В результате исследований нефтегазоносных отложений в пределах стабилизации ВНК (на примере скважины Ванкорская-11) была выделена следующая последовательность зон, обусловленных наличием не только характерных структурных, вещественных, но и геохимических особенностей (рис. 5.6).

В нефтенасыщенной зоне (~1660–1670 м), поступающая в коллектор нефть, геохимически неравновесная с поровыми растворами, подвергается окислению благодаря бактериологическим и химическим процессам. При этом продукты окисления нефти, поступая в поровые растворы, повышают их кислотность, способствуя растворению неустойчивых минералов (силикатов, алюмосиликатов, карбонатов). Растворение силикатов и алюмосиликатов сопровождается частичным замещением одних минералов другими (каолинитизация полевых шпатов, гидрослюд, слюд, хлорита и т.д.). Однако, в результате быстрого вытеснения поровых растворов нефтью, процессы минерального преобразования носят ограниченный характер, а вторичное разуплотнение коллектора выражено слабо. Несмотря на процессы консервации породы, данная зона в разрезе скважин относительно

неизмененных пород фиксируется пониженным содержанием исследуемого ряда элементов (значения всех трех факторов отрицательны) (рис. 5.6, табл. 5.3).

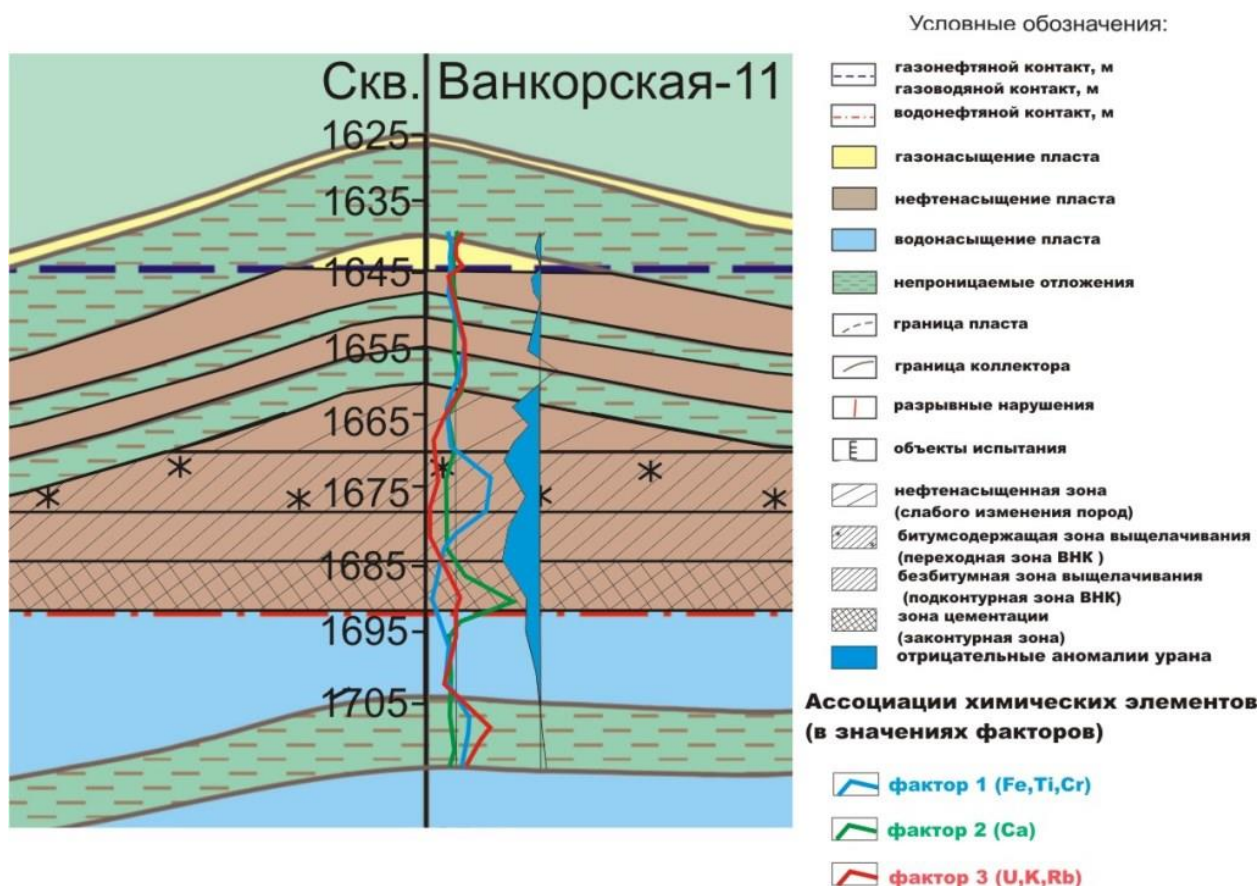


Рис. 5.6. Схема геохимической и минералогической зональности при заполнении ловушки нефтью (на примере меловых отложений яковлевской свиты скважины Ванкорская-11)

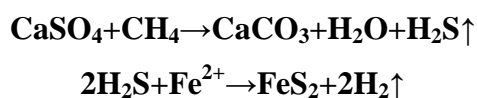
На водонефтяном контакте происходит активный обмен веществом: при окислении нефти происходит увеличение кислотности поровых растворов, что способствует увеличению их агрессивных свойств. Петрогенные компоненты вмещающих пород при этом подвергаются интенсивному растворению. Интенсивность преобразований обусловлена исходным составом и структурой пород, а также составом нефти и агрессивной среды.

Индикаторами происходящих процессов в зоне ВНК являются структурные, минералогические и геохимические преобразования, отражающие специфику и последовательность процессов. Выделяют битумсодержащую и расположенную ниже безбитумную подзоны.

В битумсодержащей подзоне (переходная зона ВНК) (~1670–1680 м) происходит окисление нефти, которое сопровождается формированием твердых продуктов – битумов, пирита, каолинита, лейкоксена и др.

Формирование пирита можно объяснить малой подвижностью железа в сильно кислой среде и взаимодействием его с серой, высвобожденной из сульфатов, сульфат-

редуцирующими бактериями нефти. Это приводит к формированию сероводородных барьеров, на которых в резко восстановительной среде происходит пиритизация по органическому веществу. Данный процесс характеризуется следующей реакцией:



На удалении от окисляющейся нефти за пределами действия сульфат-редуцирующих бактерий процесс пиритизации прекращается.

Битумсодержащая зона характеризуется более высоким содержанием Fe, Ti, Cr (фактор 1, табл. 5.3, рис. 5.6).

В существующей кислой среде протекают реакции растворения алюмосиликатов, кальцита, и, в меньшей мере, кварца. Растворение кальцита происходит вплоть до полного растворения и выноса компонентов за пределы действия кислых растворов. Данная реакция протекает по следующей схеме:



И таким образом, в зоне выщелачивания кальцит практически не встречается (фактор 3, табл. 5.3, рис. 5.6).

В битумсодержащей зоне выщелачивания происходит лишь частичный вынос компонентов, сопровождающийся синтезом новых минералов из раствора (в основном, каолинита при pH=5–7) или замещением одних минералов другими (например, полевых шпатов, слюд и гидрослюд каолинитом). При процессах растворения полевых шпатов в поровые растворы переходят катионы Na⁺ (каолинитизация полевых шпатов) и K⁺, Na⁺, Fe²⁺, Fe³⁺, Mg²⁺, Ca²⁺ (альбитизация плагиоклазов) и анионы HCO₃⁻, при каолинитизации хлорита, слюд и гидрослюд в них поступают Ti⁴⁺ и Si⁴⁺.

Безбитумная подзона (подконтурная зона ВНК) (~1680–1685 м) характеризуется более интенсивным растворением пород агрессивными растворами, поступающих из битумсодержащей подзоны. Снижение подтока кислоты и обогащение растворов щелочными и щелочноземельными элементами способствуют снижению кислотности среды. В данных условиях алюминий теряет свою подвижность, что приводит к синтезу каолинита, являющегося индикатором данной подзоны.

Исследование закономерностей поведения химических элементов в безбитумной подзоне показало, что содержание урана значительно снижается и находится в диапазоне 0,45-1,5 г/т, в отличие от пород, не подвергшихся процессам выщелачивания (содержание урана около 1,89 г/т, уровень значимости отличия <0,001) (табл. 5.4). Таким образом, зоны выщелачивания и

каолинитизации в разрезах скважин выделяются по наличию интенсивных отрицательных геохимических аномалий урана и соответствуют пористым породам. Данная зона характеризуется также снижением концентраций Ca, Ti, Cr, Mn, Fe, Rb, Sr, Ba (рис. 5.6).

В целом безбитумная (подконтурная) зона в отличие от битумсодержащей (переходной) зоны характеризуется более низким содержанием К (процесс каолинитизации проявлен более интенсивно) и U, содержание которого в битумсодержащей подзоне выше вследствие процессов окисления нефти.

Ниже зоны выщелачивания в слабощелочной среде происходит геохимическая разгрузка растворов, обогащенных химическими элементами, и формируется **зона цементации** (~1685–1692 м). В результате увеличения щелочности среды в направлении подошвы пласта данная зона также приобретает зональный характер. При этом сначала происходит осаждение кварца, а затем карбонатов в виде вторичных мономинеральных цементов.

В результате исследования распределения химических элементов данной зоны выявлены следующие особенности. В зонах с развитым процессом окварцевания концентрации урана в среднем достигают 1,67 г/т, что незначительно отличается от таковых у неизменных пород (уровень значимости отличия $0,21 > 0,05$) (табл. 5.4). В данной зоне наблюдается также незначительное повышение содержаний К и снижение Ca, Ti, Cr, Mn, Fe. В целом, из-за полимиктового состава изучаемых терригенных пород, процесс окварцевания проявлен незначительно и на перераспределение химических элементов он существенно не повлиял.

Зона цементации преимущественно представлена карбонатизированными породами. Содержание урана в карбонатизированных зонах падает и в среднем равно 0,94 г/т. Связано это с тем, что содержание карбонатных минералов в цементе преобладает над алюмосиликатными, с которыми связан уран. В данной зоне наблюдается снижение концентраций К, Rb и относительное повышение – Ca, Mn, Sr, Ti, Cr, Fe.

Данные литогеохимического исследования указывают на наличие устойчивых связей между содержанием химических элементов и количеством новообразованных минералов в пределах зон нефтенасыщения, битумсодержащей и безбитумной зон выщелачивания и законтурной зоны цементации.

Корреляционный анализ подтверждает наличие связи вещественного состава и содержания урана. Коэффициенты ранговой корреляции Спирмена при этом равны -0,40 (между содержанием каолинита и концентрацией урана); -0,14 (между содержанием кальцита и концентрацией урана), +0,19 (между содержанием хлорита и концентрацией урана); +0,34 (между содержанием слюды и концентрацией урана) (при $r_{\text{крит}} = 0,13$) (табл. 5.5).

Таблица 5.4

Значимость отличий содержания урана при различных процессах преобразования нефтегазоносных пород

Вторичные процессы	Каол. отсут.	Каол. умерен.	Каол. инт.	Карб. отсут.	Карб. умерен.	Карб. инт.	Реген. кв. отсут.	Реген. кв. умерен.	Выщелоченные породы	Породы, не подвергшиеся выщелачиванию
Каолинитизация отсутствует	-	0,433	1	0,813	0,429	0,828	0,861	0,615	1	0,369
Каолинитизация умеренная		-	0,996	0,059	0,129	0,481	0,102	0,218	0,998	0,699
Каолинитизация интенсивная			-	1	0,953	0,99	1	0,999	0,979	0,999
Карбонатизация отсутствует				-	0,012	0,406	0,124	0,031	1	0,667
Карбонатизация умеренная					-	0,131	0,067	0,139	0,988	0,622
Карбонатизация интенсивная						-	0,3	0,475	0,998	0,892
Регенерация кварца отсутствует							-		1	0,684
Регенерация кварца умеренная								-	0,999	0,792
Выщелоченные породы									-	0,998
Породы, не подвергшиеся выщелачиванию										-

Примечание: процессы – каол. – каолинитизация, карб. – карбонатизация, реген. кв. – регенерация кварца, слюд. – слюдизация; интенсивность процессов – отсут. – отсутствует, умерен. – умеренная, инт. – интенсивная

Таблица 5.5
Парные коэффициенты ранговой корреляции содержания минералов и концентрации урана в нефтегазоносных отложениях ($r_{крит}=0,13$)

Минерал	U
Каолинит	-0,40
Хлорит	0,19
Карбонат	-0,14
Слюда	0,34

Таким образом, в результате исследования выявлено, что разуплотненные породы в разрезах скважин выделяются по наличию отрицательных аномалий урана с содержанием в диапазоне 0,4–1,5 г/т. В пределах зон стабилизации ВНК происходит перераспределение K, Ca, Ti, Cr, Mn, Fe, Rb, Sr, Zr, Ba и формируется геохимическая зональность, тесно связанная со структурной и вещественной неоднородностью пород, обусловленной процессами, происходящими в системе «вода-нефть-порода».

Ниже представлены результаты статистического анализа поведения химических элементов (U, K, Ca, Ti, Cr, Mn, Fe, Rb, Sr, Zr, Ba) при формировании новообразованных минералов в зоне ВНК (рис. 5.7, 5.8, 5.9, 5.10).

Влияние процессов минералообразования на распределение урана

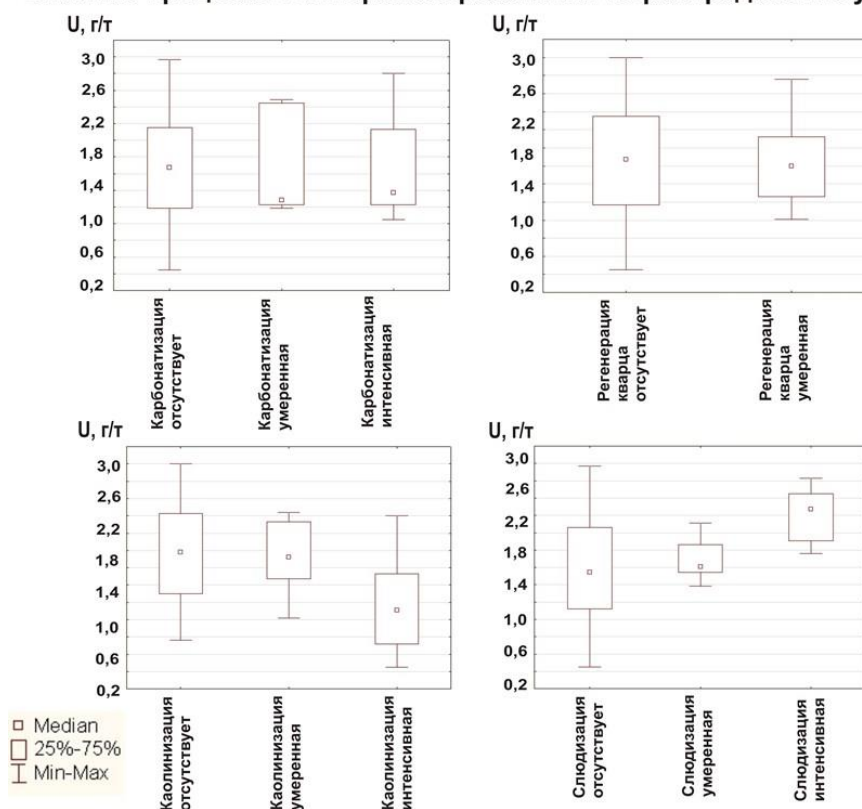
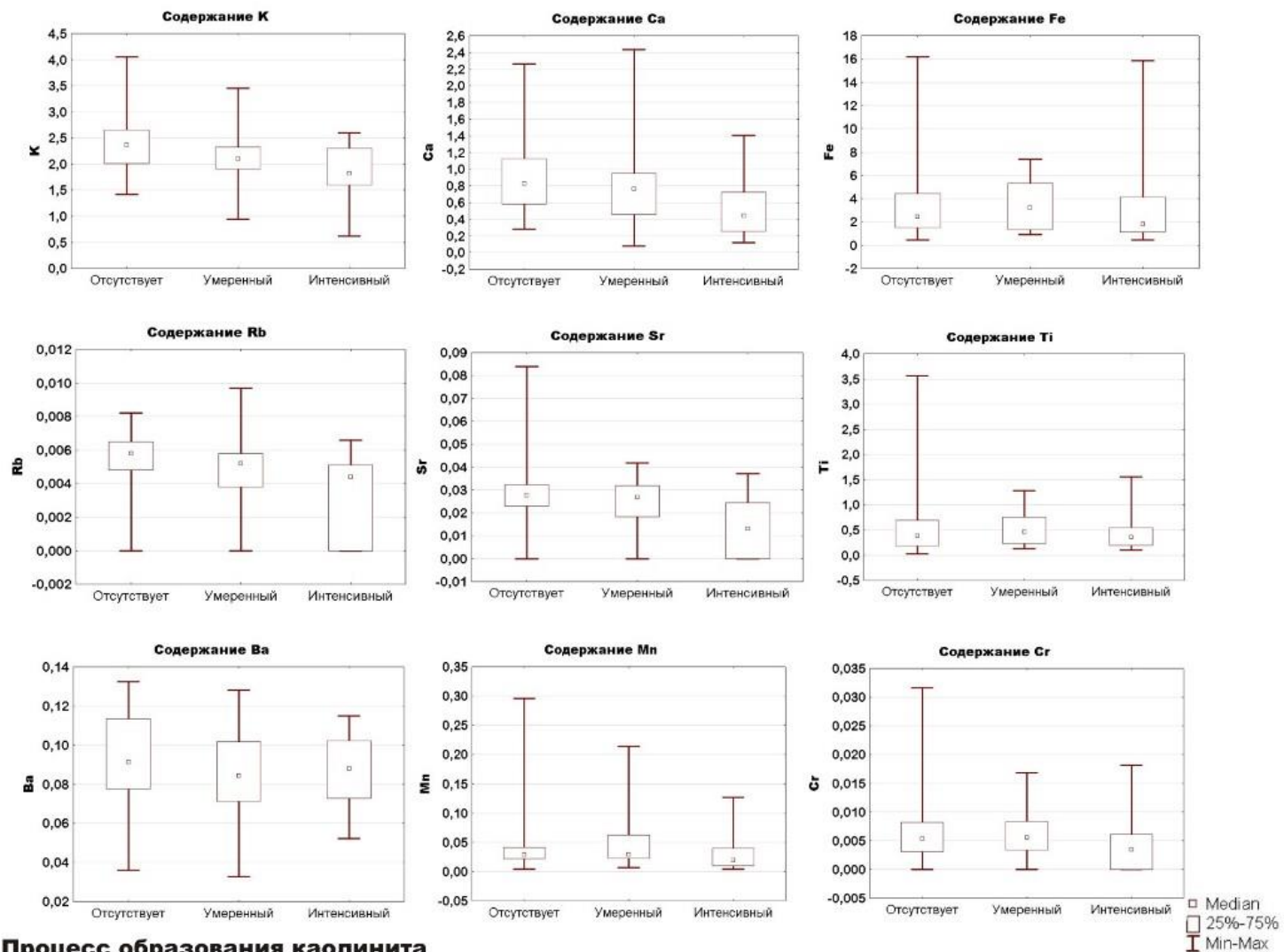


Рис. 5.7. Влияние процессов минерализации на перераспределение урана



Процесс образования каолинита

Рис. 5.8. Распределение ряда химических элементов (содержание в г/т) при различной степени проявления процесса образования вторичного каолинита: отсутствует, умеренный и интенсивный

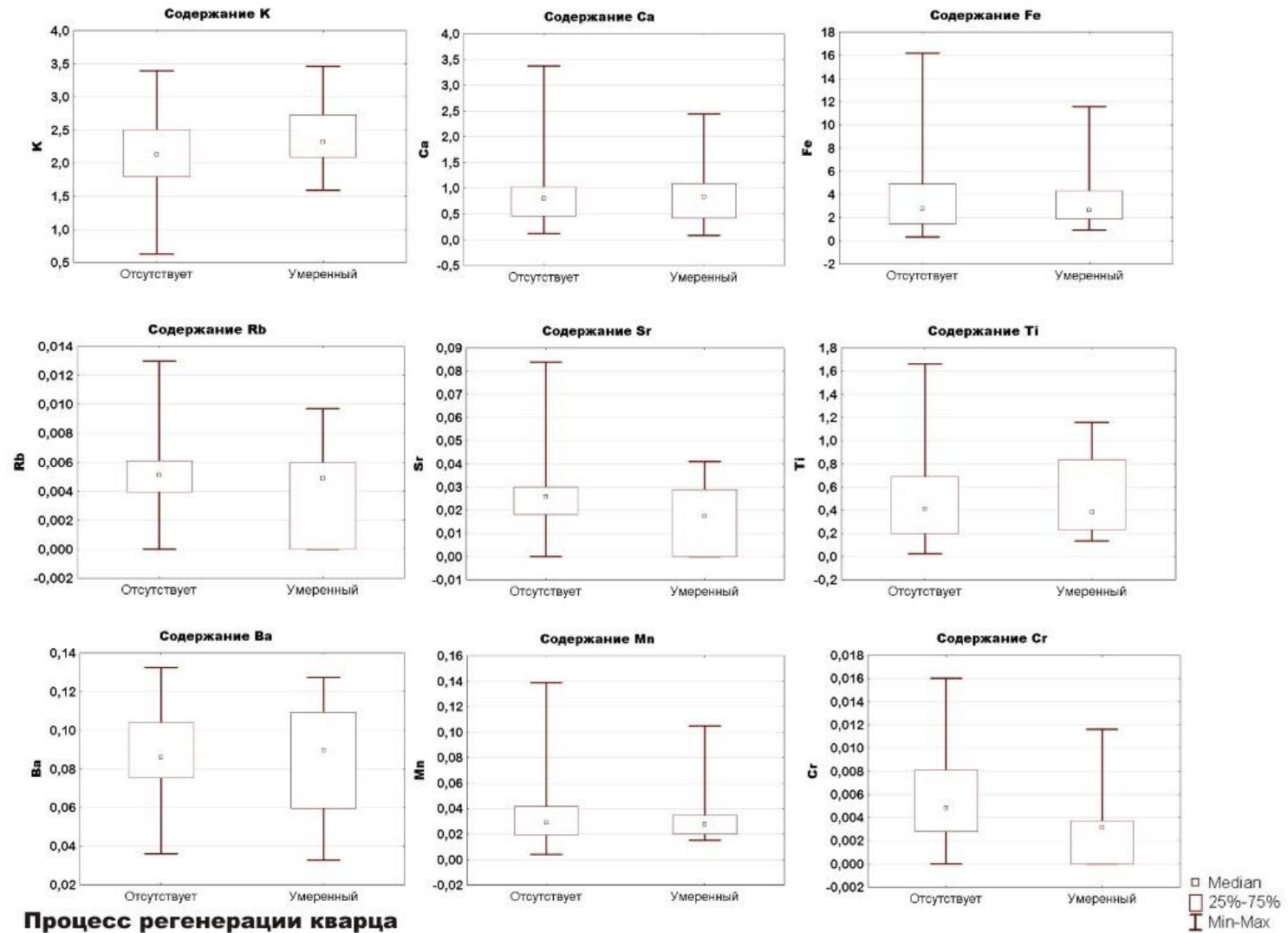
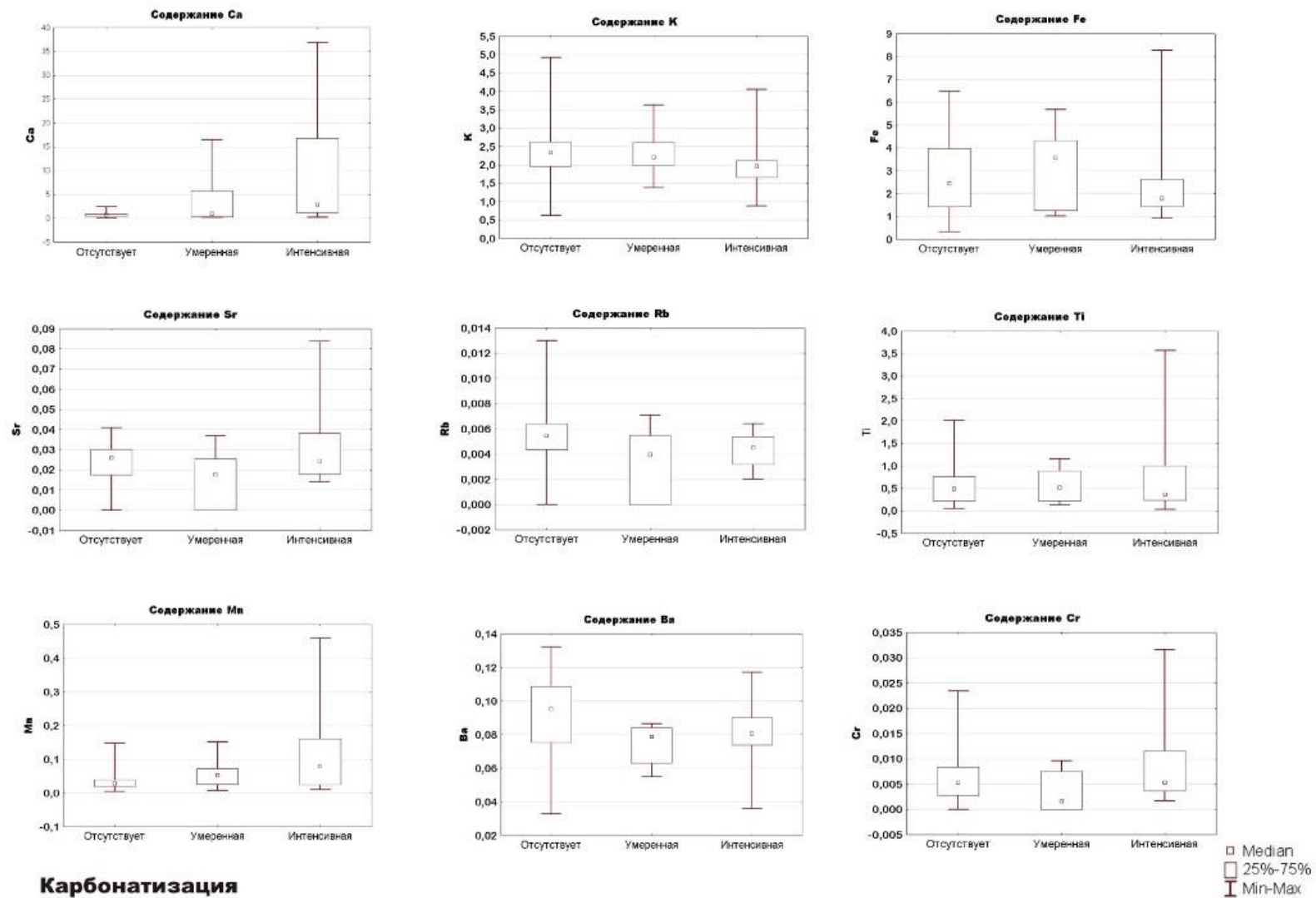


Рис. 5.9. Распределение ряда химических элементов (содержание в г/т) при различной степени проявления процесса регенерации кварца: отсутствует, умеренный и интенсивный



Карбонатизация

Рис. 5.10. Распределение ряда химических элементов (содержание в г/т) при различной степени проявления процесса карбонатообразования: отсутствует, умеренный и интенсивный

Изучение закономерностей распределения химических элементов в породах с различным характером насыщения в разрезах скважин проводилось с применением дискриминантного анализа. Сравнение средних содержаний элементов в эталонных выборках показывает, что для пород коллекторов, насыщенных УВ (в отличие от карбонатизированных и водонасыщенных), характерно незначительное повышение содержаний U, элементов группы железа (Fe, Ti, Cr), а также незначительное снижение K и Rb и более значительное – Ca, Sr и Mn (табл. 5.6). Элементы группы железа обнаруживают в составе нефтей, и, возможно, более высокие содержания Fe, Cr и Ti в породах, насыщенных углеводородами, обусловлены их привнесом с нефтью (Плотникова, 2012). Также повышение Fe и U может быть связано происходящими процессами окисления нефти в системе «воды-углеводороды».

Таблица 5.6

Доверительная вероятность (p) отличий содержаний элементов в породах коллекторов с различным характером насыщенности

Элементы	Среднее содержание элементов в породах, г/т								
	1	2	p	2	3	p	3	1	p
U	0,91	1,46	0,99	1,46	0,94	0,99	0,94	0,91	0,73
K	22870,79	14727,57	0,99	14727,57	16021,83	0,94	16021,83	22870,79	0,99
Ca	5242,78	7658,26	0,99	7658,26	114541,50	0,99	114541,50	5242,78	0,99
Ti	1915,69	7115,79	0,99	7115,79	2591,45	0,99	2591,45	1915,69	0,76
Cr	31,98	97,24	0,99	97,24	37,72	0,99	37,72	31,98	0,56
Mn	152,63	303,38	0,99	303,38	1276,21	0,99	1276,21	152,63	0,99
Fe	15987,27	27946,05	0,99	27946,05	20493,05	0,99	20493,05	15987,27	0,38
Rb	53,45	40,29	0,99	40,29	33,05	0,98	33,05	53,45	0,99
Sr	226,76	233,95	0,09	233,95	390,10	0,99	390,10	226,76	0,99
Zr	56,15	101,07	0,99	101,07	60,45	0,99	60,45	56,15	0,40
Ba	955,07	693,94	0,99	693,94	656,02	0,81	656,02	955,07	0,99

Примечание: породы-коллекторы 1 – насыщенные водой; 2 – насыщенные углеводородами; 3 – карбонатизированные

Для кальцитизированных пород характерно значительное повышение содержаний Ca, Mn, Sr и снижение – K и Rb. В водонасыщенных породах содержания Ba, K и Rb возрастают, а U, Ca, Sr, Mn, Ti, Cr, Fe и Zr – снижаются (табл. 5.6).

Таким образом, в результате исследования выявлено, что разуплотненные породы в разрезах скважин выделяются по наличию отрицательных аномалий урана с содержанием в пределах 0,4-1,5 г/т. В пределах зон стабилизации ВНК происходит перераспределение K, Ca, Ti, Cr, Mn, Fe, Rb, Sr, Zr, Ba и формируется геохимическая зональность, тесно связанная со структурной и вещественной неоднородностью пород, обусловленной процессами, происходящими в системе «вода-нефть-порода». Породы коллекторов с разным характером насыщения значительно отличаются друг от друга по содержанию многих элементов

Выявленная связь вещественного состава пород и содержания химических элементов, позволяет на основе изучения закономерностей их распределения в разрезах исследуемых терригенных отложений выделять углеводородонасыщенные зоны.

Глава 6. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ОТЛОЖЕНИЙ

В главе представлены литогеохимические критерии выделения перспективных отложений и прогноза характера их насыщения. На основе выделенных комплексных геохимических и литологических критериев произведена оценка перспектив нефтегазоносности скважин и площади исследования в целом.

6.1. Выделение высокопористых пород в разрезе скважин нефтегазоносных отложений на основе геохимического распределения урана

Анализируя результаты особенностей поведения урана в разрезах изучаемых скважин (Северо-Ванкорской-1, Ванкорской-11, Восточно-Лодочной-1, Туколандо-Вадинской-320, Хикиглинской-1, Западно-Лодочной-1, Северо-Туколандской-1, Ичемминской-1 и Ячиндинской-1) можно сделать следующие выводы (табл. 6.1.):

- в целом для верхнемеловых отложений характерны незначительные понижения содержаний урана и среднее его содержание в породах составляет 2,5 г/т;

- в породах нижнего мела (K_1) в основных продуктивных свитах (долганской, яковлевской, малохетской, суходудинской и нижнехетской) содержания урана часто пониженные и колеблются, в основном, в пределах 0,7-1,6 г/т;

- в юрских отложениях яновстанской, сиговской, точинской, малышевской, леонтьевской и вымской свит (J_3 - J_2) отмечается увеличение содержаний урана по сравнению с нижнемеловыми отложениями. Максимальные содержания урана отмечены в породах яновстанской свиты (до 9,93 г/т). Кроме этого, в юрских отложениях встречаются незначительные маломощные интервалы с пониженными содержаниями урана, которые также могут быть перспективными на нефть и газ.

В результате геохимических исследований выявлено, что интервалы с контрастными отрицательными аномалиями встречаются мощностью от десятков сантиметров до нескольких десятков метров. В таблице 6.2 представлены основные такие интервалы, выявленные в разрезах изучаемых скважин.

Таблица 6.1

Среднее, максимальное и минимальное значение содержаний U в разрезах изучаемых скважин

Система	Отдел	Свита	Содержание U, г/т								
			Вн-11	СВн-1	ВЛд-1	ЗЛд-1	Хкг-1	ТВд-320	СТд-1	Яч-1	Ич-1
Меловая - К	Верхний мел - К ₂	Танамская		$\frac{1,3}{0,8 - 2,1}$		$\frac{1,47}{0,99 - 2,15}$	$\frac{2,5}{1,46 - 3,36}$	1,69			
		Салпадаяхинская				$\frac{1,96}{1,25 - 2,88}$	$\frac{2,07}{1,39 - 2,5}$	1,74			
		Насоновская		$\frac{2,1}{1,3 - 3,3}$	$\frac{2,4}{1,46 - 3,05}$	$\frac{2,0}{1,13 - 2,49}$	$\frac{2,3}{1,76 - 2,8}$	1,89			
		Дорожковская		$\frac{2,14}{1,49 - 2,87}$	$\frac{2,5}{2,38 - 2,72}$	$\frac{2,29}{1,73 - 2,73}$	$\frac{2,3}{2,2 - 2,6}$	1,8			
		Долганская		$\frac{1,6}{0,9 - 2,4}$	$\frac{1,77}{0,76 - 2,68}$	$\frac{1,84}{0,84 - 2,82}$	$\frac{2,2}{1,6 - 3,0}$	1,78			
	Нижний мел - К ₁	Яковлевская	$\frac{1,78}{1,11 - 3,08}$	$\frac{1,6}{0,6 - 3,1}$	$\frac{1,77}{0,76 - 2,56}$	$\frac{1,95}{0,59 - 3,67}$	$\frac{1,98}{0,6 - 3,0}$	1,74	$\frac{1,89}{0,37 - 4,97}$	$\frac{1,92}{0,40 - 2,83}$	$\frac{1,58}{0,38 - 3,87}$
		Малохетская	$\frac{1,8}{1,08 - 2,71}$	$\frac{1,7}{1,3 - 2,2}$	$\frac{1,36}{0,77 - 2,18}$	$\frac{1,5}{0,72 - 2,68}$	$\frac{1,5}{0,71 - 2,49}$	2,13	$\frac{0,98}{0,42 - 1,97}$		
		Суходудинская	$\frac{2,17}{1,22 - 3,12}$	$\frac{2,3}{1,1 - 3,0}$	$\frac{1,97}{1,05 - 2,94}$	$\frac{2,1}{1,1 - 3,5}$	$\frac{2,4}{1,2 - 3,9}$	2,36	$\frac{2,56}{0,57 - 8,95}$	$\frac{2,30}{0,90 - 4,72}$	
		Нижнехетская	$\frac{2,3}{1,74 - 3,23}$	$\frac{3,05}{2,2 - 3,9}$	$\frac{2,51}{1,91 - 3,07}$	$\frac{2,48}{1,66 - 3,22}$	$\frac{2,8}{2,32 - 3,47}$	2,9	$\frac{2,3}{0,26 - 3,27}$	$\frac{2,02}{0,41 - 5,21}$	$\frac{1,89}{0,25 - 6,05}$
	Юрская - J	Верхний - J ₃	Яновстанская	$\frac{2,91}{1,72 - 4,7}$			$\frac{3,28}{2,02 - 9,93}$	$\frac{4,0}{2,51 - 8,94}$	3,17		
Сиговская			$\frac{2,24}{1,24 - 2,65}$			$\frac{2,29}{1,95 - 2,69}$	$\frac{2,7}{1,77 - 3,38}$	4,73			
Точинская			$\frac{2,17}{1,73 - 2,49}$			$\frac{2,08}{1,86 - 2,34}$	$\frac{2,7}{2,26 - 3,05}$	3,95			
Мальшевская			$\frac{2,43}{1,58 - 3,25}$			$\frac{2,2}{1,5 - 2,84}$	$\frac{2,5}{2,27 - 2,74}$	4,94			
Леонтьевская			$\frac{2,75}{2,27 - 3,32}$					3,73			
Вымская			$\frac{2,43}{0,84 - 3,16}$								

Примечание: $\frac{1,78}{1,11 - 3,08} = \frac{U_{ср}}{U_{\min} - U_{\max}}$. Название скважин: Вн-11 – Ванкорская-11, СВн-1- Северо-Ванкорская-1, ВЛд-1 – Восточно-Лодочная-1, ЗЛд-1 – Западно-Лодочная-1, Хкг-1 – Хикиглинская-1, ТВд-320 – Туколандо-Вадинская-320, СТд-1 – Северо-Туколандская-1, Яч-1 – Ячиндская-1, Ич-1 – Ичемминская-1

Таблица 6.2

Наиболее мощные и интенсивные отрицательные геохимические аномалии в изучаемых скважинах

Материал опробования	Свита	№ ан	Интервал	Мощность, м	Уср $\frac{U_{min} - U_{max}}{}$, г/т
Скважина Западно-Лодочная-1					
Шлам	K ₂ tn	1	580-620	40	$\frac{1,24}{1,12 - 1,57}$
Шлам	K ₂ tn- K ₂ ns	2	760-1000	240	$\frac{1,46}{0,99 - 2,88}$
Шлам	K ₁₋₂ dl	3	1400-1470	70	$\frac{1,2}{0,84 - 1,69}$
Шлам	K ₁ jak	4	1865-1915	50	$\frac{1,50}{0,59 - 2,33}$
Керн	K ₁ jak	5	2052-2068,2	16,2	$\frac{0,45}{0,41 - 0,49}$
Шлам	K ₁ jak	6	2150-2210	60	$\frac{1,21}{0,8 - 1,71}$
Шлам	K ₁ mh	7	2280-2365	85	$\frac{1,3}{0,9 - 1,8}$
Шлам	K ₁ mh	8	2420-2510	90	$\frac{1,23}{0,72 - 1,70}$
Шлам	K ₁ sd	9	2565-2575	10	$\frac{1,6}{1,5 - 1,7}$
Шлам	K ₁ sd	10	2910-2925	15	$\frac{1,6}{1,5 - 1,7}$
Шлам	K ₁ sd	11	2965-2985	20	$\frac{1,4}{1,3 - 1,7}$
Шлам	K ₁ sd	12	3005-3040	35	$\frac{1,5}{1,1 - 1,8}$
Керн	K ₁ sd	13	3061-3071	10	$\frac{1,37}{1,08 - 2,16}$
Керн	K ₁ sd	14	3100-3102	2	$\frac{1,26}{1,07 - 1,45}$
Керн	K ₁ nh	15	3349-3357	8	$\frac{1,28}{0,56 - 2,24}$
Скважина Восточно-Лодочная-1					
Керн	K ₂ dr	1	964	1	$\frac{1,28}{1,49}$
Шлам	K ₁₋₂ dl	2	1360-1400	40	$\frac{1,4 - 1,55}{1,52}$
Шлам	K ₁₋₂ dl - K ₁ jak	3	1160-1600	~440	$\frac{1,52}{0,76 - 1,8}$
Керн	K ₁ jak	4	1702,9-1721,4	18,5	$\frac{1,07}{0,58 - 1,78}$
Шлам	K ₁ jak	5	1840-1920	80	$\frac{1,44}{1,09 - 1,77}$
Шлам	K ₁ jak	6	1640-1800	~160	$\frac{0,974}{0,76 - 1,3}$
Шлам	K ₁ mh	7	1990-2160	~170	$\frac{1,1}{0,77 - 1,42}$

Продолжение таблицы 6.2

Шлам	K _{1sd}	8	2250-2300	50	$\frac{1,36}{1,05 - 1,73}$
Керн	K _{1nh}	9	2858-2876	18	$\frac{1,44}{0,76 - 2,13}$
	K ₁ -J _{3jan} -J _{2vm}	Нет данных			
Скважина Ванкорская-11					
Шлам	K _{2tn} - K _{1-2dl}	Нет данных			
Шлам	K _{1jak}	1	1560-1585	25	$\frac{1,24}{1,11 - 1,5}$
Керн	K _{1jak}	2	1655-1700	45	$\frac{1,21}{0,46 - 2,59}$
Шлам	K _{1jak}	2	1720-1760	60	$\frac{1,44}{1,27 - 1,75}$
Шлам	K _{1jak}	3	1780-1800	20	$\frac{1,48}{1,18 - 1,72}$
Шлам	K _{1mh}	4	1970-1990	20	$\frac{1,56}{1,42 - 1,74}$
Шлам	K _{1mh} -K _{1sd}	5	2010-2060	50	$\frac{1,33}{1,08 - 1,59}$
Шлам	K _{1sd}	6	2110-2130	20	$\frac{1,56}{1,31 - 1,79}$
Керн	K _{1nh}	7	2658,5-2663,5	5	$\frac{1,62}{1,54 - 1,76}$
Керн	K _{1nh}	8	2778, 2785- 2788	3	$\frac{1,58}{1,24 - 1,7}$
Керн	J _{2sg}	9	3376,6-3392,5	15,9	$\frac{1,32}{1,05 - 1,59}$
Керн	J _{2ml}	10	3538,8-3550,5	11,7	$\frac{1,14}{0,91 - 1,42}$
Керн	J _{2ln}	11	3967-3971,9	4,9	$\frac{1,14}{0,05 - 1,99}$
Шлам	J _{2vm}	12	4190-4200	10	$\frac{1,02}{0,84 - 1,32}$
Скважина Северо-Ванкорская-1					
Шлам	K _{2ns}	1	745-785	30	$\frac{1,69}{1,47 - 1,77}$
Керн	K _{1-2dl}	2	1000,2-1004	3,8	$\frac{1,48}{0,91 - 1,97}$
Керн	K _{1-2dl}	3	1006,5-1008	1,5	$\frac{1,4}{1,31 - 1,58}$
Шлам	K _{1-2dl} - K _{1jak}	4	1275-1460	185	$\frac{1,44}{0,91 - 2,03}$
Керн	K _{1jak}	5	1632,8-1652,2	1,2	$\frac{1,4}{0,32 - 1,93}$
Керн	K _{1jak}	6	1670,6- 1684,02	13,42	$\frac{1,09}{0,97 - 1,16}$
Шлам	K _{1jak}	7	1480-1715	235	$\frac{1,47}{0,74 - 2,21}$
Шлам	K _{1jak}	8	1730-1765	35	$\frac{1,29}{0,58 - 1,52}$

Продолжение таблицы 6.2

Шлам	K ₁ mh	9	1900-1990	90	$\frac{1,59}{1,32 - 1,83}$
Шлам	K ₁ sd	10	2225-2270	45	$\frac{1,69}{1,61 - 1,78}$
Керн	K ₁ sd	11	2386,2- 2430,97	44,77	$\frac{1,19}{0,86 - 1,67}$
Шлам	K ₁ sd	12	2495-2555	60	$\frac{1,40}{1,05 - 1,77}$
Керн	K ₁ nh	13	2758,4-2833,4	75	$\frac{1,39}{0,53 - 1,82}$
	K ₁ -J ₃ jan-J ₂ vm	Нет данных			
Скважина Хикиглинская-1					
Керн	K ₁ dl	1	1243-1245	2	$\frac{1,21}{1,14 - 1,27}$
Керн	K ₁ jak	2	2032-2040, 2044-2060	24	$\frac{0,95}{0,38 - 1,53}$
Керн	K ₁ mh	3	2265,5-2283,5	18	$\frac{1,26}{0,32 - 1,96}$
Керн	K ₁ sd	4	2495-2503	8	$\frac{1,13}{0,95 - 1,39}$
Керн	J ₃ sg	5	3880,2-3884; 3888-3890	5,8	$\frac{1,66}{0,91 - 1,75}$
Керн	J ₂ ml	6	4045,2-4046,5	1,3	$\frac{1,11}{1,05 - 1,16}$
Керн	J ₂ ml	7	4083-4108,5	25,5	$\frac{1,28}{0,8 - 1,78}$
Скважина Северо-Туколандская-1					
	K ₂ tn- K ₁₋₂ dl	Нет данных			
Керн	K ₁ jak	1	2170-2175	5	$\frac{0,9}{0,4 - 1,3}$
Керн	K ₁ jak	2	2231-2238	7	$\frac{1,4}{1,3 - 1,7}$
Керн	K ₁ jak	3	2410-2414	4	$\frac{1,2}{1,1 - 1,2}$
Керн	K ₁ jak	4	2454-2463	9	$\frac{1,2}{0,67 - 1,7}$
Керн	K ₁ mh	5	2525-2540	15	$\frac{0,8}{0,4 - 1,4}$
Керн	K ₁ mh	6	2583-2599	16	$\frac{0,9}{0,6 - 1,4}$
Керн	K ₁ mh	7	2840-2855	15	$\frac{1,2}{1,1 - 1,4}$
Керн	K ₁ mh	8	2960,4-2964,1	3,7	$\frac{1,37}{1,28 - 1,44}$
Керн	K ₁ sd	9	3236-3252	16	$\frac{1,21}{0,57 - 2,53}$
Керн	K ₁ sd	10	3315-3333	18	$\frac{1,2}{0,79 - 1,85}$
Керн	K ₁ nh	11	3730-3737	7	$\frac{1,08}{0,26 - 1,78}$

	K ₁ -J ₃ jan-J ₂ vm	Нет данных			
Скважина Ичемминская-1					
	K ₂ tn- K ₁₋₂ dl	Нет данных			
Керн	K ₁ jak	1	1970-1987	17	<u>0,93</u> 0,38 – 1,63
Керн	K ₁ jak	2	2066-2069,8	3,8	<u>1,4</u> 1,14 – 1,75
Керн	K ₁ sd	3	2875-2883	8	<u>0,81</u> 0,25 – 1,41
Керн	K ₁ sd	4	3025-3041	16	<u>0,83</u> 0,40 – 1,65
	K ₁ nh-J ₂ vm	Нет данных			
Скважина Ячиндинская-1					
	K ₂ tn- K ₁₋₂ dl	Нет данных			
Керн	K ₁ jak	1	1705-1707	2	<u>0,87</u> 0,40 – 1,29
Керн	K ₁ sd	2	2484-2492	8	<u>1,37</u> 1,11 – 1,64
Керн	K ₁ sd	3	2735-2739	4	<u>1,35</u> 1,10 – 1,48
Керн	K ₁ nh	4	2958-2965	7	<u>0,49</u> 0,35 – 0,66
Керн	K ₁ nh	5	2976-2981	5	<u>1,3</u> 1,09 – 1,44
	K ₁ -J ₃ jan-J ₂ vm	Нет данных			
Скважина Туколандо-Вадинская-320					
	K ₂ tn- K ₁₋₂ dl	Нет данных			
Керн	K ₁ jak	1	1610-1630	20	<u>1,33</u> 1,03 – 1,50
Керн	K ₁ jak	2	2035-2040	5	<u>1,33</u> 1,13 – 1,77
Керн	K ₁ jak	3	2072-2074	2	<u>0,71</u> 0,59 – 0,85
Керн	K ₁ jak	4	2076-2085	9	<u>0,84</u> 0,56 – 1,56
Керн	K ₁ mh	5	2286-2300	14	<u>1,37</u> 1,22 – 1,72
Керн	K ₁ sd	6	2678-2680	2	<u>1,25</u> 1,05 – 1,49
Керн	K ₁ nh	7	3640-3645	5	<u>1,52</u> 1,10 – 1,80
Керн	K ₁ nh	8	3647-3650	3	<u>1,64</u> 1,42 – 1,73

6.2. Прогноз характера насыщения коллекторов на основе распределения химических элементов

В результате исследования закономерностей поведения урана в изучаемых нефтегазонасыщенных отложениях выявлено, что интервалы, характеризующиеся отрицательными аномалиями урана могут быть представлены интенсивно выщелоченными или каолинитизированными разуплотненными породами, являющимися продуктивными нефтегазонасыщенными. Такие интервалы могут также соответствовать непродуктивным водонасыщенным или уплотненным карбонатизированным породам. Таким образом, для более точного прогноза продуктивных отложений, помимо выделения отрицательных аномалий урана в разрезах скважин, учитывались и дополнительные геохимические критерии, связанные с закономерностями структурного и вещественного преобразования пород и распределения ряда химических элементов в пределах стабилизации ВНК (табл. 6.3).

Высокопористые породы-коллекторы, в основном, представлены средnezернистыми полимиктовыми, реже аркозовыми песчаниками, характеризующимися наличием: 1) проявленных процессов выщелачивания обломочной части и цемента; 2) первичной межзерновой пористости сложной конфигурации; 3) вторичной пористости выщелачивания (микрокавернозная, внутрезерновая, межкристаллитная) и единого пустотно-порового пространства; 4) мономинерального каолинитового цемента. Интервалы перспективных коллекторов выделяются в разрезах скважин по наличию отрицательных геохимических аномалий урана с содержанием 0,4–1,6 г/т. По химическому составу такие породы значительно отличаются от стадияльно преобразованных пород (значимость отличия $p=0,99$) и характеризуются пониженным содержанием ряда элементов (U, K, Ca, Ti, Cr, Mn, Fe, Rb, Sr, Zr).

Литогеохимические критерии выявления коллекторов и оценки характера их насыщения

Зона	Состав цемента	Происходящие процессы преобразования	Пористость	Химизм процессов преобразования (среднее содержание элементов, г/т)	
				Коллектор в целом	Особенности отдельных зон
Нефтенасыщенная	Полиминеральный хлорит-каолинит-гидрослюдистый	Слабо проявленные процессы коррозии и регенерации кварцевых зерен, пелитизации и серитизации полевых шпатов	1) Первичная межзерновая пористость простой конфигурации; 2) Слабо развита вторичная пористость выщелачивания (микрокаверная, внутрезерновая, межкристаллитная)	Вынос ряда химических элементов (U, K, Ca, Ti, Cr, Mn, Fe, Rb, Sr, Zr, Ba)	
Растворения (выщелачивания)	Битумсодержащая (переходная зона ВНК)	Каолинитизированный первичный хлорит-каолинит-гидрослюдистый цемент	Окисление нефти с образованием продуктов окисления (битумоидов) Интенсивное растворение петрогенных компонентов (кальцита, алюмосиликатов), формирование пирита, лейкоксена, каолинита		Относительно повышенные содержания U (1,54), Fe (81612), Ti (14779); Cr (167)
	Безбитумная (подконтурная зона ВНК)	Вторичный мономинеральный каолинитовый цемент	Интенсивное растворение петрогенных компонентов, интенсивное формирование каолинита за счет замещение полевых шпатов, слюд, гидрослюд, хлорита и синтеза его из растворов		Интенсивное снижение концентраций Fe (4649); Ti (1950); Cr (33); Ca (1182); Mn (217); Sr (179) и в особенности U (0,46); K (11888) и Rb (30)
Цементации (законтурная)	Вторичный мономинеральный (коррозионный кальцитовый, реже регенерационный кварцевый) цемент	Регенерация кварцевых зерен, коррозия обломков и цемента кальцитом	1) Первичная и вторичная пористость запечатаны минеральным веществом; 2) Редкие остаточные поры		Повышенные содержания Ca (114542); Sr (390); Mn (1276)

Известно, что химический состав пород в значительной степени отражает и характер насыщения коллекторов. Обусловлено это тем, что взаимоотношение новообразованных эпигенетических минералов в породах с разным насыщением различно (Коноваленко и др., 1990; Недоливко, 2010), следовательно, отличаются и концентрации тех или иных элементов. В связи с тем, что по содержанию отдельных элементов отличия не всегда являются статистически значимыми, то для усиления их контрастности и улучшения качества прогноза характера насыщения нами использован многомерный метод дискриминантного анализа. Данный метод статистического анализа предназначен для распознавания принадлежности изучаемых объектов к заранее заданным эталонам на основе их сходства по многомерным параметрам (Соловов и др., 1985). В качестве эталонов выбраны интервалы отложений с низкими концентрациями урана и заведомо известным характером насыщения (углеводороды, вода, кальцитизация).

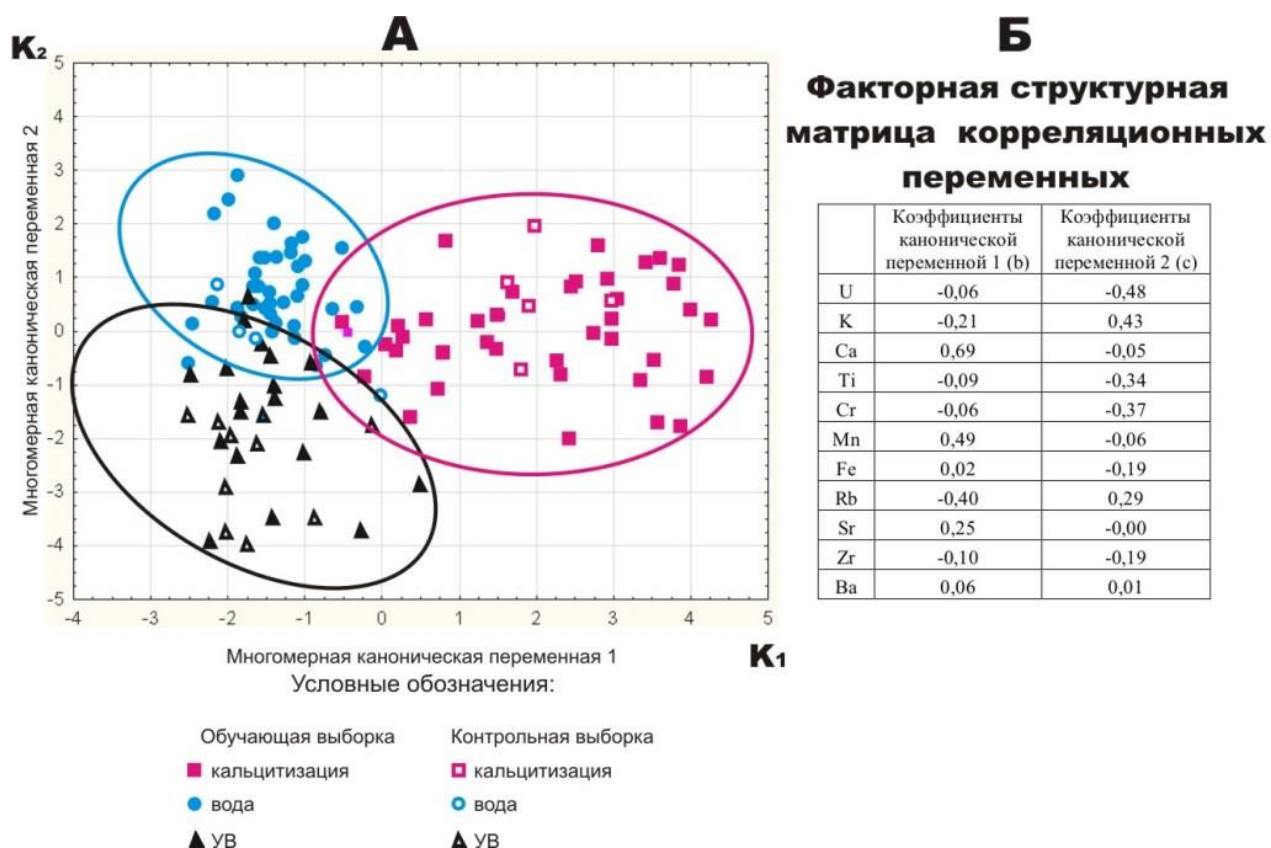


Рис. 6.2. Результаты дискриминантного анализа: А – положение эталонных выборок и контрольных проб в координатах многомерных канонических переменных; Б – факторная структура канонических переменных

В результате анализа вычислены линейные дискриминантные функции:

$$K_1 = b_1x_1 + b_2x_2 + \dots + b_nx_n;$$

$$K_2 = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n,$$

где $x_1 \dots x_n$ – значения переменных (содержания элементов) в конкретных пробах; $b_1 \dots b_n$ и $c_1 \dots c_n$ – коэффициенты канонических переменных K_1 и K_2 .

В результате дискриминантного анализа установлено, что по химическому составу породы с разным характером насыщения уверенно отличаются друг от друга (статистическая значимость отличия превышает 99%). Таким образом, по значениям дискриминантной функции можно классифицировать новые объекты на предмет их отнесения к одному из эталонов. Испытание модели на контрольных пробах, не включенных в эталонные выборки, показало ее высокую работоспособность (рис. 6.2).

Сравнение средних содержаний элементов в эталонных выборках показывает, что для пород коллекторов, насыщенных УВ (в отличие от карбонатизированных и водонасыщенных), характерно существенное снижение содержаний Ca, Sr и Mn, незначительное относительное повышение содержаний U, элементов группы железа (Fe, Ti, Cr), а также незначительное снижение концентраций K и Rb. Элементы группы железа обнаруживают в составе нефтей, и, возможно, более высокие содержания Fe, Cr и Ti в породах, насыщенных углеводородами, обусловлены их привнесом с нефтью. Накопление Fe и U может быть связано также с процессами окисления нефти в системе «воды-углеводороды», происходящими в битумсодержащей подзоне выщелачивания. Снижение содержания K связано с процессами замещения алюмосиликатов (полевых шпатов, слюд и гидрослюд) каолинитом, фиксируемым в безбитумной подзоне выщелачивания. Снижение содержаний Ca, Sr, Mn можно объяснить процессами растворения кальцита и петрогенных компонентов, характерными для зон нефтенасыщения и выщелачивания.

Для кальцитизированных зон цементации свойственно значительное повышение концентраций Ca, Mn, Sr, накапливающихся в карбонатах и снижение – K и Rb.

Для водонасыщенных пород характерны низкие концентрации U, Ca, Sr, Mn, Ti, Cr, Fe и Zr и повышение содержаний K и Rb, связанное с преобладанием гидрослюдистого цемента, а также Ba, входящего в состав барита.

Таким образом, породы с разным характером насыщения существенно отличаются друг от друга по химическому составу. Выявленная связь между минеральным составом преобразованных пород и содержаниями в них K, Ca, Ti, Cr, Mn, Fe, Rb, Sr, Zr, Ba позволяет прогнозировать характер насыщения пород в пределах выделенных по отрицательным аномалиям урана потенциальных коллекторов и наметить продуктивные интервалы, рекомендуемые к испытаниям.

6.3. Оценка перспектив нефтегазоносности изучаемых отложений

На основе выделенных комплексных литогеохимических критериев (табл. 6.3.) с использованием дискриминантного анализа (рис. 6.2) была произведена оценка перспектив нефтегазоносности изучаемых отложений Пур-Тазовской НО (северо-восток Западной Сибири).

Скважина Ванкорская-11 территориально расположена в центральной части Ванкорского месторождения. По результатам геологоразведочных работ в разрезе Ванкорского месторождения оконтурены семь залежей. Поисково-оценочная скважина Ванкорская-11, нацеленная на изучение перспектив нефтегазоносности юрского разреза, оказалась в контуре продуктивности всех меловых залежей, приуроченным к долганской, яковлевской и нижнехетской свитам. Исключением составляет суходудинская залежь, не зафиксированная на исследуемой скважине.

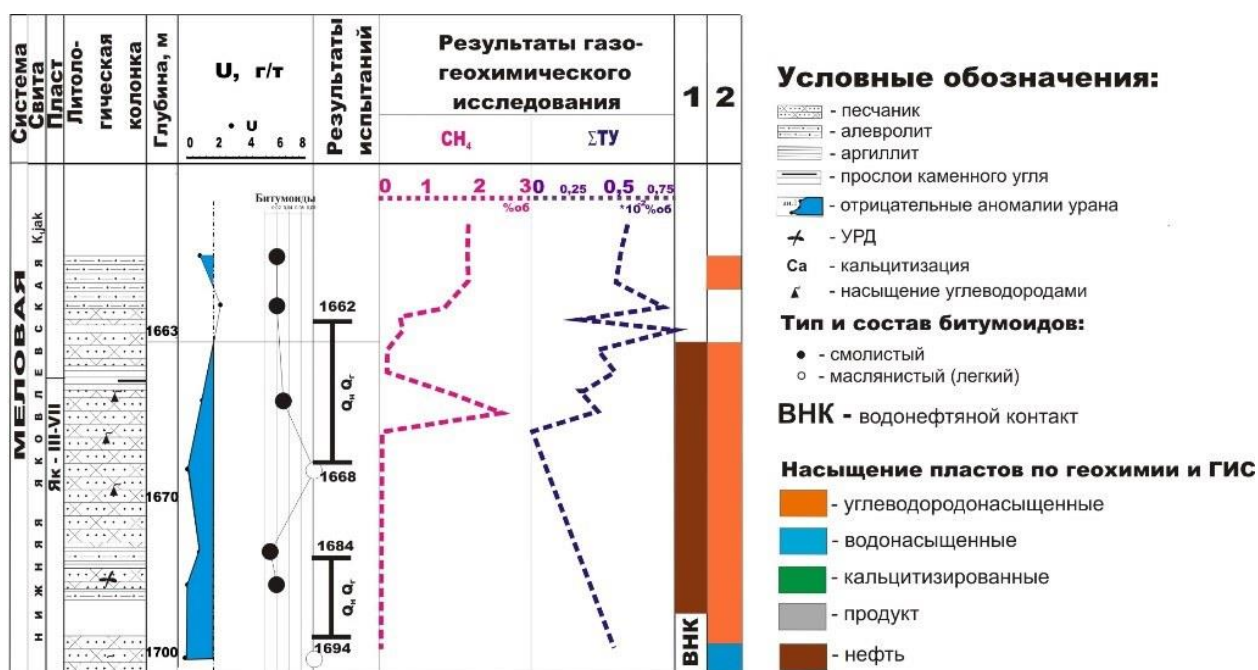


Рис. 6.3. Прогноз нефтегазоносности по скважине Ванкорская-11 (нижнеяковлевская свита): 1 – насыщение по ГИС; 2 – насыщение по геохимии

Таблица 6.4

Краткая характеристика пластов-коллекторов и геохимических аномалий по скважине Ванкорская-11

Пласт - коллектор	Интервал по ГИС, м	Мощность, м	№ аномалии	Интервал по данным геохимии U (по керну), м	U _{ср} , г/г	К _{по} , %	К _{пр} n*10 ⁻³ мкм ²	Литология и петрография	Тип, состав и содержание битумоидов, %	Интервалы, рекомендуемые к испытаниям	Результаты испытаний
Дл-I-II	1026,8-1058,4	31,6		Отсутствуют данные	-	-	-	-	-	-	1025-1037 Приток газа
Н/Як-III-VII	1663,9-1725	61,1	1	1655-1700	0,9	26,3	До 475	Песчаники аркозовые, пористые, слабосцементированные. Корродированные и катаклазированные. С реликтами каолинитового цемента.	Эпибитумоиды (0,02-0,08%). Состав изменяется от смолистого до легкого	1663,8; 1673	1662-1668 Приток нефти и газа
	1740-2071,5					19,4-24,96	42,37-1093,0				1684-1694 Приток нефти и газа
Нх-I	2652,0-2667,0	15	2	2658,5-2663,5	1,62	17,37	66,9	Песчаники аркозовые с пустотами выщелачивания. Мономинеральные кальцитовые и каолинистые микропористые цементы. Обломки дробленые и трещиноватые, корродированные. Запах УВ	Эпибитумоиды (0,02-0,04%). Состав от маслянисто-смолистого до маслянистого	2657	2656-2666 Приток жидкости
Нх-III-IV	2775-2822	47,0	3	2778,0 2785-2788	1,7 1,46					2775,5; 2780,5-2788	2772-2784 Приток нефти и газа Приток воды с пленкой нефти
Яновстанская свита J ₃ -K ₁ jan	-	-	1 П	3190-3230	3,83	-	-	Аргиллит тонкослоистый, параллельнослоистый с включениями органического вещества от красного до черного цвета.	Синбитумоиды и битумоиды смешанного типа. (0,04-0,06%). Состав от легких до асфальтеновых с равномерно-рассеянной текстурой	-	-

Пласт - коллектор	Интервал по ГИС, м	Мощность, м	№ аномалии	Интервал по данным геохимии U (по керну), м	Уср, г/т	Кпо, %	Кпр $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	Литология и петрография	Тип, состав и содержание битумоидов, %	Интервалы, рекомендуемые к испытаниям	Результаты испытаний
Малышевская свита J ₂ mal	-	-	4	3538,8-3550,5	1,14	-	-	Песчаники аркозовые, пористые	-	3548,2	Не проводились
Леонтьевская свита J ₂ ln	-	-	5	3940-3942,6	1,86	-	-	Песчаники аркозовые, пористые	-	3940; 3942,2-3942,6	Притока не получено
	-	-	6	3967-3972,5	1,46	-	-	Песчаники аркозовые, пористые	-	3972,5	Не проводились
Вымская свита J ₂ vm	4132-4194	62	7	4190-4200	1,02	-	-	Песчаники граувакковые аркозы, средне-мелкозернистая структура	-	-	Притока не получено

В результате интерпретации геофизических данных было выделено 8 объектов для испытаний: 1) 4132–4194 м, вымская свита – признан «сухим»; 2) 3862–3942 м, леонтьевская свита – признан «сухим»; 3) 3484–3660 м, малышевская свита – признан «сухим»; 4) 3328–3424 м, сиговская и точинская свиты – получен приток пластовой воды; 2772–2784 м, нижнехетская свита, пласт Нх-III-IV – получен приток нефти; 6) 2656–2666 м, нижнехетская свита, пласт Нх-I – получен приток воды с пленкой нефти; 7) 1696–1708 м, яковлевская свита, пласт Як-III-VII – получен приток нефти с незначительным содержанием газа; 8) 1662–1668 м, яковлевская свита, пласт Як-III-VII – получен приток нефти и газа; 9) 1025–1034 м, долганская свита, пласт Дл-I-III – получен приток газа. Выделенные в результате испытаний продуктивные пласты н/Як-III-VII, Нх-I и Нх-III-IV, также фиксируются и по геохимическим данным (табл. 6.4).

По результатам литогеохимических исследований выделены следующие интервалы перспективных коллекторов: 1655–1700 м яковлевской свиты (рис. 6.3), 2658,5–2663,5 м, 2778, 2785–2788 м нижнехетской свиты (рис. 6.4), 3538,8–3550,5 м малышевской свиты (рис. 6.5), 3940–3942,6 м и 3967–3972,5 м леонтьевской свиты (рис. 6.6), 4190–4200 м вымской свиты.

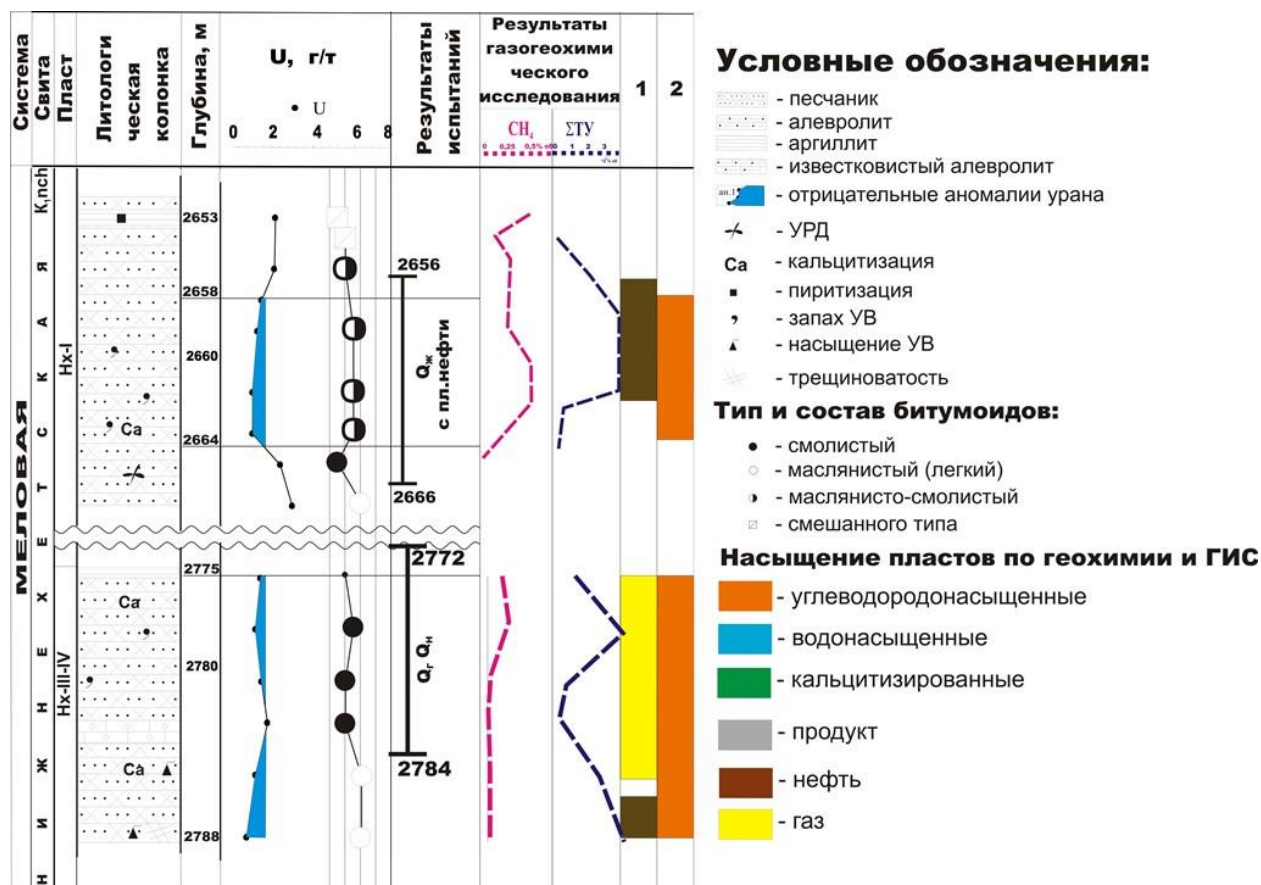


Рис. 6.4. Прогноз нефтегазоносности по скважине Ванкорская-11 (нижнехетская свита): 1 – насыщение по ГИС; 2 – насыщение по геохимии

Породы здесь в основном представлены аркозовыми песчаниками пористыми, трещиноватыми и корродированными, с пустотами выщелачивания и запахом УВ.

Битуминологическое исследование в данных интервалах пород показало наличие легких, смолистых, маслянисто-смолистых и маслянистых эпибитумоидов с содержанием в среднем 0,02-0,04%.

Интервалы 1663,8 и 1673 м нижнеяковлевской свиты; 2657 и 2775,5; 2780,5-2788 м нижнехетской свиты по данным геохимии являются наиболее продуктивными, насыщенными углеводородами.

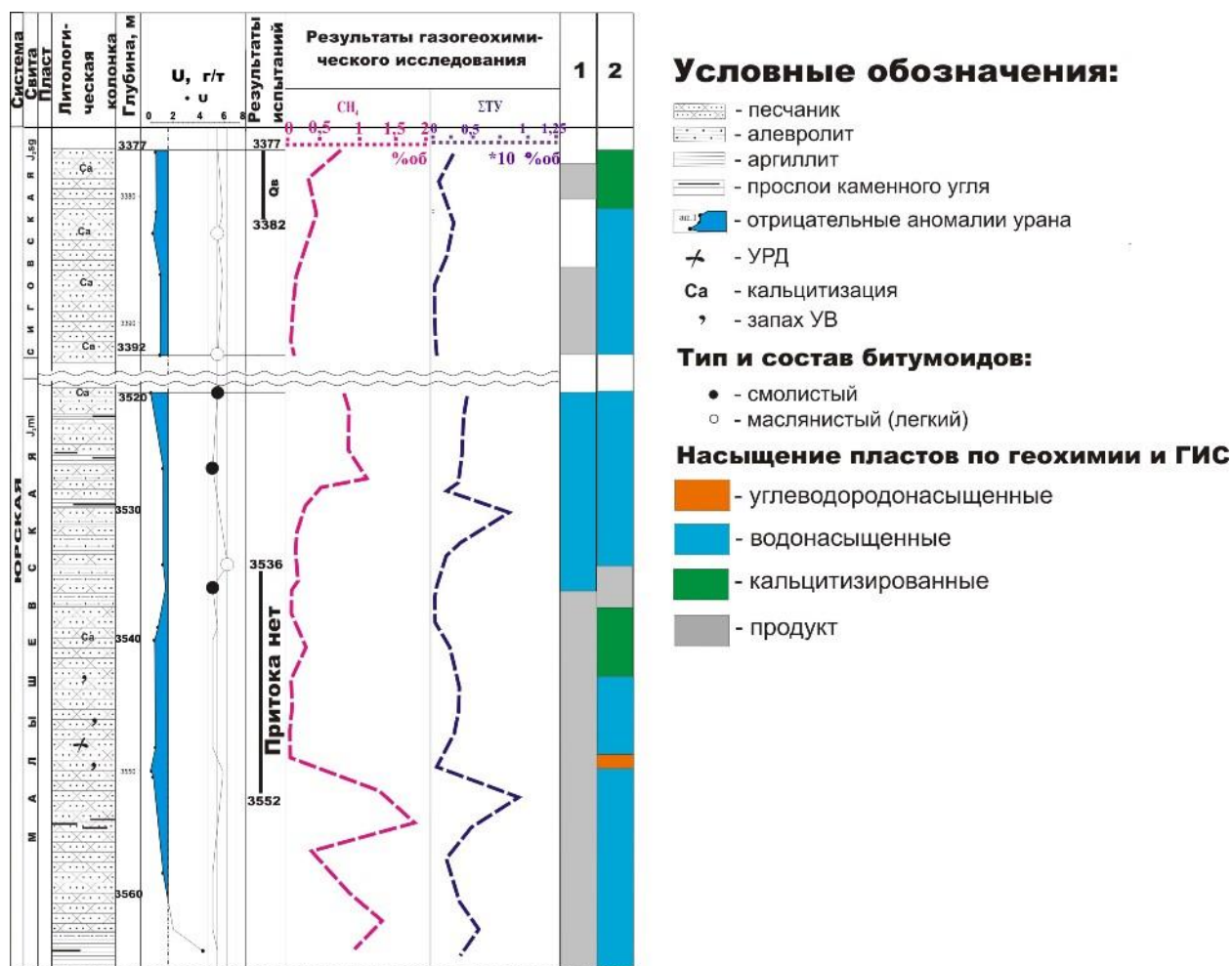


Рис. 6.5. Прогноз нефтегазоносности по скважине Ванкорская-11 (малышевская – сиговская свиты): 1 – насыщение по ГИС; 2 – насыщение по геохимии

В юрских отложениях (яновстанской, сиговской, точинской, малышевской, леонтьевской и вымской свитах) в разрезе скважины Ванкорская-11 преобладают уплотненные породы. Анализ проведенных исследований позволяет предполагать, что источником УВ являются позднеюрские отложения. В интервале 3190–3230 м яновстанской нефтегазоматеринской свиты выделяется положительная геохимическая аномалия (1П) (табл. 6.4). Для данного интервала пород характерно повышенное количество керогена типа-II и $S_{орг}$ (с содержанием 0,15–0,32%) при суммарной толщине вскрытых отложений 680 м. Кроме этого, в отложениях свиты отмечается наличие

сингенетических битумоидов.

В юрских отложениях сиговской, малышевской и леонтьевской свит встречаются редкие интервалы относительно разуплотненных пород толщиной в несколько метров. В результате испытаний в интервалах леонтьевской свиты (3940-3942,6 м) и вымской свиты (4132-4194 м) притоков УВ не обнаружено. По результатам литогеохимических исследований вскрытые юрские отложения также можно считать малоперспективными. Исключением составляют незначительные интервалы малышевской свиты (3548,2 м) (рис. 6.5) и леонтьевской свиты (3972,5 м) (рис. 6.6), которые можно рекомендовать к испытаниям.

В целом, мощность перспективных на углеводороды отложений в разрезе скважины по результатам геохимического исследования равна 24,9 м.

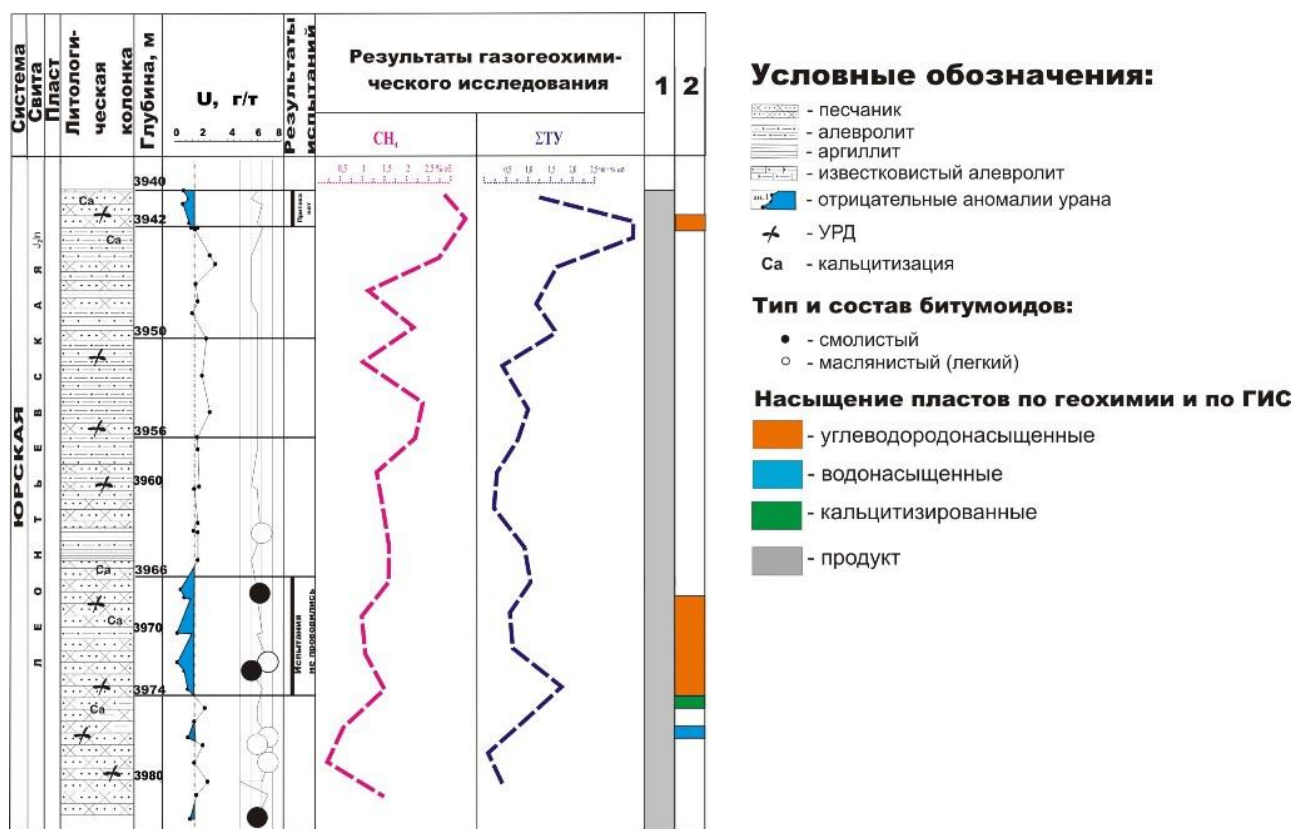


Рис. 6.6. Прогноз нефтегазоносности по скважине Ванкорская-11 (леонтьевская свита): 1-насыщение по ГИС; 2 – насыщение по геохимии

Проведенный анализ показал, что перспективность выделенных интервалов с помощью литолого-геохимического метода исследования практически полностью подтверждается результатами испытаний (табл. 6.5). Кроме этого, выделенные по высоким и повышенным концентрациям метана, ТУ и гелия интервалы коррелируются с отрицательными аномалиями урана, что свидетельствует об информативности предложенного метода, позволяющего охарактеризовать вскрываемый разрез и выделить горизонты с перспективными отложениями.

Скважина Северо-Ванкорская-1. По результатам интерпретации ГИС и газогеохимических исследований, проведенных в разрезе скважины выявлено семь залежей (Дл-I-III, Як-I, Як-II, Як-III-VII, Сд-IX, Нх-III и Нх-IV), этаж продуктивности месторождения достигает 1843 м (табл. 6.5). По изучаемой скважине не было материала для выявления закономерностей распределения ряда химических элементов (К, Са, Ti, Cr, Mn, Fe, Rb, Sr, Zr, Ва). Таким образом, по особенностям геохимического поведения урана были выявлены перспективные коллектора, однако не произведена оценка характера их насыщения.

Пласт Дл-I-III. В результате исследования геохимического поведения урана отложений долганской свиты выделены две отрицательные аномалии в интервалах 1000,2–1004,0 м и 1006,5–1008,0 м со средними значениями 1,4 г/т и 1,48 г/т, соответственно. Данные интервалы представлены высокопористыми песчаниками со средней-мелкозернистой структурой и единичными прослоями алевролитов. Интервалы перекрывается глинами дорожковской свиты. При литологическом исследовании керна отмечен запах УВ. В результате битуминологического исследования отмечается наличие эпибитумоидов с содержанием в среднем 0,03% (0,02-0,06%) маслянисто-смолистого и маслянистого состава, что свидетельствует о проявлении процессов флюидомиграции.

Результаты промышленных испытаний подтверждают перспективность отложений, выделенных с помощью литолого-геохимических исследований. Был получен приток газа в интервале 1000,0-1009,0 м скважины.

Также в разрезе долганской свиты можно выделить перспективный интервал 1275,0-1340,0 м со средним содержанием урана 1,22 г/т, который можно рекомендовать для испытаний.

Пласты Як-I, Як-II, Як-III-VII. В результате литолого-геохимического исследования выявлены следующие перспективные интервалы 1620,1–1621,62 м, 1632,76–1638,43 м, 1670,6–1671,4 и 1679,0–1678,0 м со средними значениями содержаний урана 0,91 г/т, 0,78 г/т, 1,11 г/т и 1,02 г/т, соответственно. Данные интервалы, в основном, представлены средне-мелкозернистыми песчаниками, местами с запахом УВ, реже алевролитами. Фиксируется наличие эпибитумоидов с содержанием в среднем 0,06-0,08% маслянистого и маслянисто-смолистого состава. Данные интервалы совпадают с выявленными в результате промышленных испытаний залежами.

Залежи пластов Як-I и Як-II совместно испытаны в интервале 1603–1625 м скважины, где получен приток газа. При опробовании залежи продуктивного горизонта Як-III-VII получены фонтанные притоки нефти. Интервал 1638–1658 м скважины СВн-1, давший приток газа, считается нефтяным объектом, поскольку приток газа получен в результате заколонного

перетока из верхнего объекта 1603–1625 м вследствие плохого качества цементирования колонны.

Кроме выделенных интервалов, по результатам интерпретации ГИС и данным газогеохимического исследования, фиксируются отрицательные аномалии урана в следующих интервалах: 1275,0–1340,0 м; 1390,0–1400,0 м; 1415–1425 м; 1540–1560 м яковлевской свиты, которые можно выделить как перспективные и рекомендовать для дальнейших испытаний.

Пласт Сд-IX. В результате литолого-геохимического исследования выявлены следующие перспективные интервалы: 2386,2–2389,0 м и 2420,25–2430,1 м со средними содержаниями урана 1,21 г/т и 1,18 г/т, соответственно. Данные интервалы представлены пористыми мелкозернистыми песчаниками. Фиксируются эпибитумоиды с содержанием 0,03% маслянисто-смолистого состава.

В выделенных интервалах по результатам испытаний скважины был получен приток нефти (2400–2404 м) и притоки нефти и газа (2755–2761 м и 2768–2777 м).

Кроме выделенных интервалов, по результатам интерпретации ГИС и данным газогеохимического исследования суходудинской свиты, фиксируются отрицательные аномалии урана в интервале 2525–2555 м, который можно выделить как перспективный и рекомендовать для дальнейших испытаний.

Пласты Нх-III и Нх-IV. Максимальные концентрации метана до 9,7–5,5% объемных (по шламу) зафиксированы в интервалах залегания продуктивных отложений газонасыщенного пласта Нх-III-IV.

По данным литолого-геохимического метода исследования выделяется перспективный интервал 2758,0–2833,0 м со средним значением урана 1,39 г/т. Породы представлены песчаниками мелкозернистыми пористыми с единичными прослоями аргиллитови запахом УВ. Фиксируются эпибитумоиды в песчаниках – 0,03%; в аргиллитах 0,01–0,02% легкого смолистого состава.

В прикровельной части нижнехетской свиты залегает продуктивный пласт Нх-I, экранируемый покрывкой, сложенной алеврито-глинистыми породами мощностью около 60 м.

Перспективность выделенных на основе литолого-геохимического метода исследования интервалов была подтверждена результатами испытаний. Исключением является интервал 2645–2651 м, в котором не получено притока полезного компонента.

В нижнехетской свите фиксируются 3 положительные аномалии (в интервалах 2602,0–2615,0 м, 2650,0–2660,0 м и 2805,0–2905,0 м) со средним содержанием урана 3,58 г/т, 3,2 г/т и 3,3 г/т, соответственно. Данные интервалы характеризуются повышенным содержанием органического вещества, вероятно способного генерировать нефть. К сожалению, полноценно оценить генерационные свойства изучаемых отложений для скважины невозможно из-за

Краткая характеристика пластов-коллекторов и геохимических аномалий

Пласт – коллектор свита	Интервал по ГИС, м	Мощность, м	№ аномалии	Интервал по данным геохимии, м	Мощность, м	Уср, г/т	Литология и петрография	Тип, состав и содержания битумоидов, %	Результаты испытаний
Краткая характеристика пластов-коллекторов и геохимических аномалий по скважине Северо-Ванкорская-1 (по результатам опробования керна и шлама)									
Дл-I-III	1103,0-1110,0	7,0	1	1000,2-1004,0	3,8	1,48	Интервал перекрывается глинами дорожковской свиты. Сложен песчаниками мелко-тонкозернистыми с единичными прослоями алевролитов. Пористость высокая Песчаники с запахом УВ	Эпибитумоиды 0,03 (0,02-0,06) маслянисто-смолистого и маслянистого состава	1000-1009 м, Приток газа
			2	1006,5-1008,0	1,5	1,4			
Як-I	1620,0-1622,7	2,7	7	1620,1-1621,62	1,52	0,91	Песчаники, алевропесчаник	Эпибитумоиды в песчаниках 0,06-0,08 %, в алевролитах и аргиллитах 0,02 % маслянистого, маслянисто-смолистого состава	1603-1625 м, Приток газа
Як-III-V	1631,0-1658,0	27,0	8	1632,76-1638,43	5,67	0,78	Песчаники с запахом УВ, алевроаргиллит, алевропесчаник		1638-1658 м, Приток нефти
Як-III-V	1655,0-1673,0	18,0	9	1670,6-1671,4	0,8	1,15	Алевролиты, песчаники		1665-1672м, Приток нефти и газа
Як-III-VI	1677,0-1688,0	11,0	10	1679,0-1684,0	5,0	1,02	Песчаники, аргиллиты		
Яковлевская свита K ₁ jak	-	-	11	1730-1750	20	1,2	Песчаники	-	Не проводились
Сх-IX	2400-2440	40,0	12	2386,2-2389,0	3,2	1,21	Песчаники, переслаивание алевролита и аргиллита	-	2400,0-2406,0 Приток нефти и газа
			13	2420,25-2430,97	10,7	1,18	Песчаники мелкозернистые, интенсивно пористые, слабо окварцованные		
Нижнехетская свита K ₁ nch	-	-	1П	2602-2615	13	3,58	Алевроаргиллиты, песчаники	-	-

Пласт – коллектор свита	Интервал по ГИС, м	Мощность, м	№ аномалии	Интервал по данным геохимии, м	Мощность, м	Уср, г/т	Литология и петрография	Тип, состав и содержания битумоидов, %	Результаты испытаний
Нижнехетская свита K ₁ nch	-	-	2П	2650-2660	10	3,2	Аргиллиты	-	-
Нижнехетская свита K ₁ nch	-	-	3П	2805-2905	~100	3,3	Аргиллиты	-	-
Нх-III-IV	2755,0-2777,0	22,0	14	2758,0-2833,0	75	1,39	Песчаники с запахом УВ светло-серые, серые мелкозернистые, однородные, пористые, средней крепости с пятнами глинистого материала и единичными прослоями аргиллитов	Эпибитумоиды в песчаниках – 0,03; в аргиллитах 0,01-0,02 легкого смолистого состава	2755-2761 м Приток газа 2768-2777 м Приток нефти и газа
Нх-V	2823,0-2837,0	14,0							Приток воды

отсутствия данных по яновстанской свите, которая на данном объекте является нефтегазоматеринской.

Таким образом, данные интерпретации ГИС и газогеохимического исследования практически совпадают с данными литогеохимии. Однако выделяются возможные перспективные интервалы с отрицательными геохимическими аномалиями урана в долганской, яковлевской и суходудинской свитах мощностью от 10 до 60 м, которые можно рекомендовать для дальнейших испытаний.

Скважина Восточно-Лодочная-1. Поисково-оценочная скважина пробурена на южном фланге Ванкорского месторождения с целью уточнения контуров его продуктивности.

По результатам интерпретации ГИС и газогеохимических методов исследования в разрезе в отложениях дорожковской и долганской свит выявлены слабоперспективные коллекторы. В яковлевской свите вскрыты пласты Як-II-III и Як-IV, однако нефтегазоносности пластов не выявлено. В отложениях нижнехетской свиты сосредоточены основные газово-нефтяные ресурсы. Для испытаний выделено 3 объекта: Нх-III-IV в интервалах 2848–2860 м и 2843–2850 м и Нх-Iв интервале 2732–2736 м. Высокий нефтегазоносный потенциал зафиксирован только в пласте Нх-I, где получен фонтанирующий приток нефти, а в пласте Нх-III отмечается только обводненность пород с пленкой нефти.

По результатам литолого-геохимического исследования выделено несколько интервалов перспективных коллекторов: 1360–1400 м и 1160–1600 м (долганская свита), 1702,9–1721,4 м, 1840–1920 м и 1640–1800 (яковлевская свита), 1990–2160 м (малохетская свита) и 2250–2300 м (суходудинская свита), 2858–2876 м (нижнехетская свита) (табл. 6.6).

Результаты испытаний и литолого-геохимического исследования по данной скважине совпадают в интервалах нижнехетской свиты. Отложения же долганской, яковлевской (1703,6–1713; 1716–1718,8; 1721,4 м), суходудинской свиты, выделенные как перспективные по геохимическим данным, испытаниям не подвергались.

По результатам испытания скважина законсервирована как продуктивная до организации промысла.

В результате проведенных литолого-геохимических исследований в целом в скважине выделено 9,2 м продуктивных отложений.

Скважина Хикиглинская-1 заложена в присводовой части одноименного поднятия, являющимся сателлитом Большехетско-Тагульского горста. В административном отношении скважина пробурена в северно-западной части Ванкорского лицензионного участка.

По результатам интерпретации ГИС на испытание рекомендовано 4 объекта: 1) интервал 3782,5–4115 м (пласты сиговской и малышевской свит) – в пластах Сг-V₁, Сг-VI отмечены незначительные притоки загазированной воды, в пласте Мл-I-III выявлена смесь

Краткая характеристика пластов-коллекторов и геохимических аномалий

Пласт-коллектор	Интервал по ГИС, м	Мощность, м	№ аномалии	Интервал по данным геохимии (по керну), м	Уср, г/т	Литология и петрография	Тип, состав и содержание битумоидов, %	Интервалы, рекомендуемые к испытаниям	Результаты испытаний
Краткая характеристика пластов-коллекторов и геохимических аномалий по скважине Восточно-Лодочная-1									
Як-II-III	-	-	1	1702,9-1721,4	1,07	Песчаники с обрывками УРД, местами карбонатизированные	Эпигенетические битумоиды маслянисто-смолистые. Содержание 0,01-0,04%	1703,6-1713; 1716-1718,8; 1721,4	Не проводилось
Нх-I	2732-2736	4	2	2728,45-2731; 2736,5	1,76	Песчаники с маломощными прослоями алевролитов, местами с запахом УВ	Эпигенетические битумоиды от маслянистого до смолистого. Содержание 0,02-0,05%	~2736,5-2740	2732,4-2742,2 м Приток нефти
Нх-III-IV	2848-2860; 2843-2850	27	3	2858-2876	1,44	Песчаники с РОВ, в верхней части с запахом УВ	Эпигенетические битумоиды от маслянистого до смолистого. Содержание 0,02-0,08%	~2869	2850,8-2868,6 м Приток воды с пленкой нефти
Краткая характеристика пластов-коллекторов и геохимических аномалий по скважине Хикиглинская-1									
Суходудинская свита K ₂ sh	-	-	1	2503; 2511	1,42; 1,27	Песчаники аркозовые, пористые	-	2503; 2511	Не проводились
Нх-I	3104-3109	5	2	3107,4-3117,5	1,69	Песчаники мелкозернистые, алевролиты с УРД	Эпигенетические битумоиды от смолистых до маслянистых. Содержание 0,01-0,04%	3113,5	3104-3109 м Приток воды
Нх-III-IV	3262-3266	4	3	3266,5	0,5	Песчаники среднезернистые с УРД	Эпибитумоиды смешанного типа от смолистого до маслянистого. Содержание 0,01-0,02%	-	3262-3266 м Приток воды с пленкой нефти
	3278-3284	6	-	Нет данных	-			-	

Пласт-коллектор	Интервал по ГИС, м	Мощность, м	№ аномалии	Интервал по данным геохимии (по керну), м	Уср, г/г	Литология и петрография	Тип, состав и содержание битумоидов, %	Интервалы, рекомендуемые к испытаниям	Результаты испытаний
Ян-I	3555-3561	6	-	Нет данных	-			-	3555-3561 м Приток воды с пленкой нефти
Сг-V-VI	3782,5-3916,4	133,9	4	3880,2-3884; 3888-3890	1,66	Ритмичное переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников	Эпибитумоиды маслянисто-смолистые. Содержание 0,02-0,06%	-	Приток разгазированной воды
Мл-I-III	4023,2-4102,5	79,3	5	4045,2-4046,5	1,3	Переслаивание алевролитов и песчаников	Эпибитумоиды от легких до смолистых. Содержание 0,01-0,06%	4077	4022-4085 м Приток разгазированной воды с легкой нефтью
			6	4083-4108,5	1,28	Песчаник мелко-среднезернистый с УРД	Эпибитумоиды маслянисто-смолистые и легкие. Содержание 0,06-0,08%		
Краткая характеристика пластов-коллекторов и геохимических аномалий по скважине Ячиндинская-1									
Суходудинская свита K ₂ sh	-	-	1	2735,3-2739,3; 2742,7	1,35; 1,12	Песчаники среднезернистые, аркозовые, пористые	-	2735,3-2739,3	Не проводились
Нх-I	2820-2831	11	-	Нет данных	-			-	Получен приток воды
Нх-III-IV	2957-2965	8	2	2958-2965	0,49	Песчаники средне-крупнозернистые, слабый запах УВ	Эпибитумоиды маслянисто-смолистые. Содержание 0,01-0,02%	-	Приток воды с газом и пленкой нефти
Нх-III-IV	2963-2972	9	3	2963-2981,4	1,24	Песчаники тонко-мелкозернистые с прослоями алевролитов и аргиллитов	Эпибитумоиды смолисте, маслянисто-смолистые 0,01%	-	Приток разгазированной воды

загазированного бурового раствора и эмульсионной нефти; 2) интервал 3555–3561 м (пласт Ян-I яновстанской) – получен приток пластовой воды с пленкой нефти; 3) пласт Нх-III-IV в интервалах 3262–3266 м и 3278–3284 м – получен приток пластовой воды с пленкой нефти; 4) пласт Нх-I в интервале 3104–3109 м – получен слабый приток пластовой воды.

По данным литолого-геохимического исследования перспективные разуплотненные породы отмечаются в интервалах 1243–1245 м долганской свиты, 2032–2040 и 2044–2060 м яковлевской свиты, 2265,5–2283,5 м малохетской свиты, 2495–2503 м суходудинской свиты, 3880,2–3884 м, 3888–3890 м сиговской свиты; 4045,2–4046,5 м, 4083–4108,5 м малышевской свиты. Также выявлены незначительные интервалы с отрицательными аномалиями в породах суходудинской, нижнехетской и яновстанской свиты. Однако для испытаний можно было бы рекомендовать только интервалы суходудинской (2503 и 2511 м); нижнехетской (3113,5 м) и малышевской (4077 м) свит (табл. 6.6).

Результаты интерперетации ГИС в основном совпадают с данными литолого-геохимического исследования скважины Хикиглинская-1. За исключением выделенного перспективного интервала яковлевской свиты, испытание которого не проводилось.

По результатам комплексного исследования выявлено, что интенсивность проявленности процессов флюидомиграции в изучаемой скважине значительная и схожа с интенсивностью процессов в скважинах Ванкорского месторождения. Наиболее интенсивно наложенно-эпигенетические процессы проявились в юрских отложениях изучаемой скважины, что и, вероятно, определило наличие в этих интервалах проявления газов и эмульгированной нефти. По-видимому, флюидомиграционные потоки были слабо обогащены углеводородными компонентами, а их энергии оказалось недостаточно для активизации керогена типа-II яновстанской свиты.

В скважине Хикиглинская-1 наблюдаются интенсивные и мощные положительные аномалии урана в нефтематеринской яновстанской свите, свидетельствующие о хорошем генерационном потенциале данных отложений.

Несмотря на признаки перспективности отложений данной скважины по результатам испытаний промышленных притоков углеводородов не обнаружено. Данное обстоятельство, возможно, связано с более низкими фильтрационными свойствами коллекторов, сложенных существенно карбонатизированными песчаниками и алевролитами, по сравнению с отложениями Ванкорского месторождения. Получение значимых притоков УВ флюидов из таких коллекторов возможно при применении эффективных методов интенсификации.

Несмотря на отсутствие значимых скоплений углеводородов, скважина законсервирована как продуктивная. По результатам литолого-геохимического исследования в скважине выделено всего около 4 м перспективных на нефть и газ отложений.

Скважина Ячиндинская-1 пробурена в присводовой части одноименной структуры в северо-западной части Северо-Ванкорского ЛУ. Разрез меловых отложений, вскрытых скважиной, хорошо сопоставляется с разрезами скважин Ванкорского месторождения, основная продуктивность которых связана с четырьмя свитами: нижнехетской, суходудинской, яковлевской и долганской.

По данным интерпретации ГИС, наибольший интерес по разрезу скважины вызывают пласты-коллекторы нижнехетской свиты, в керновом материале которых в процессе бурения были отмечены признаки УВ. Однако в процессе испытания скважины не обнаружено значимых притоков углеводородов. Было исследовано четыре объекта: 1) пласт Нх-III-IV в интервале 2963,0–2972,0 м – получен приток разгазированной воды; 2) прикровельная часть пласта Нх-III-IV в интервале 2957,0–2965,0 м – получен фонтанирующий приток пластовой воды с газом и пленкой нефти; 3) пласт Нх-III-IV в интервале 2957–2961 м – объект признан «сухим»; 4) пласт Нх-I в интервале 2820-2831 м – получен незначительный приток пластовой воды.

Для литолого-геохимического исследования был предоставлен материал по яковлевской, нижнехетской и суходудинской свитам. Выявлено несколько незначительных интервалов с перспективными коллекторами: 1705–1707 м яковлевской свиты, 2484–2492 м, 2735–2739 м суходудинской свиты 2958–2965 м, 2976–2981 м нижнехетской свиты (табл. 6.6). Рекомендовать к испытаниям можно было бы интервал суходудинской свиты 2735,3-2739,3 м.

Выделенные по данным литолого-геохимических исследований перспективные интервалы в разрезе яковлевской и суходудинской свит испытаниям не подвергались.

В результате комплексных исследований выявлено, что эпигенетические преобразования в породах изучаемых свит проявились со средней степенью интенсивности. Наблюдается пониженные содержания эпитумоидов.

Отсутствие углеводородов в скважине Ячиндинская-1, возможно, связано с низкими генерационными свойствами нефтематеринских пород. Органическое вещество пород попадает в область керогена III типа, т.е. практически неспособно к генерации жидких углеводородов и является источником газа. Кроме того, оно вступает в фазу реализации своего потенциала значительно позже (при больших грациях катагенеза), чем органическое вещество II типа.

По результатам литолого-геохимических исследований в скважине выделяются незначительные интервалы перспективных на нефть и газ отложений общей мощностью 3,7 м. Следовательно, скважина не относится к продуктивным.

Скважина Западно-Лодочная-1 (табл. 6.7). В результате интерпретации ГИС было рекомендовано и испытано 6 объектов: 1) интервал 2014–2090 м, яковлевская свита – получен приток разгазированной пластовой воды; 2) пласт Сд-VI-VII в интервале 2784–2794 м –

получен приток разгазированной пластовой воды; 3) пласт Сд-VIII – получен приток разгазированной пластовой воды; 4) пласт Нх-I в интервале 3198–3210 м – получен приток пластовой воды; пласт Нх-III-IV в интервале 3344–3354 м – получен приток разгазированной пластовой воды; 5) пласт Нх-III-IV в интервале 3372–3384 м – получен приток разгазированной пластовой воды; 6) в интервале 3743–4200 м, малышевской–точинской свитах – получен приток газа и легкой нефти. При вскрытии отложений малышевской свиты отмечаются прямые признаки газонасыщения, однако промышленных притоков УВ получить не удалось.

По результатам литолого-геохимических исследований выявлено, что в скважине прошли интенсивные процессы флюидомиграции. По геохимии урана можно выделить следующие перспективные коллектора: 580–620 м танамской свиты, 760–1000 м насоновской свиты, 1400–1470 м долганской свиты, 1860–1915 м, 2052–2068,2 м, 2150–2210 м яковлевской свиты, 2280–2365 м, 2420–2510 м малохетской свиты, 2565–2575 м, 2910–2925 м, 2965–2985 м, 3005–3040 м, 3061–3071 м, 3100–3102 м суходудинской свиты, 3349–3357 нижнехетской свиты. Однако рекомендовать к испытаниям можно только незначительные интервалы нижнехетской (3367 м) и малышевской (4072 м) свит.

Несмотря на интенсивное проявление процессов эпигенетических преобразований пород, флюидомиграции, наличие перспективных коллекторов в меловых отложениях, формирование промышленных залежей не произошло. Данное обстоятельство, возможно, обусловлено низким нефтегенерационным потенциалом пород яновстанской свиты, а также отсутствием качественных флюидоупоров.

В результате литолого-геохимического исследования выделено всего несколько возможных перспективных интервалов в нижнехетской и малышевской свитах общей мощностью около 2 м. Таким образом, скважина является непродуктивной. Оценивая перспективность Западно-Лодочного ЛУ в целом, несмотря на безуспешность испытания поисковой скважины Западно-Лодочная-1, нельзя отрицать возможность сочетания более благоприятных факторов на остальной территории и, в первую очередь, на Ичемминском локальном поднятии.

Скважина Ичемминская-1 пробурена в восточной части Западно-Лодочного лицензионного участка. В процессе проходки скважины Ичемминская-1 в отложениях сиговской свиты вскрыта залежь УВ, приуроченная, по всей вероятности, к пласту Сг-5, характеризующаяся смешанным газонефтяным флюидонасыщением. Результатов испытания скважины нет.

Для литолого-геохимического исследования было предоставлен материал по яковлевской и суходудинской свитам. Потенциальными коллекторами по данным исследования могут служить разуплотненные породы в интервалах 1938–1987 м, 1988–2059 м, 2066–2069 м

Краткая характеристика пластов-коллекторов и геохимических аномалий

Пласт-коллектор	Интервал по ГИС, м	Мощность, м	№ аномалии	Интервал по данным геохимии (по керну), м	Уср, г/т	Литология и петрография	Тип, состав и содержание битумоидов, %	Интервалы, рекомендуемые к испытаниям	Результаты испытаний
Краткая характеристика пластов-коллекторов и геохимических аномалий по скважине Западно-Лодочная-1									
Як	2014-2090	76	1	2052-2068,2	0,45	Песчаники мелко-среднезернистые аркозовые	Эпибитумоиды маслянисто-смолистые. Содержание 0,02-0,08%	-	Приток разгазированной воды
Сд-VI-VII	2784-2794	10	-	Нет данных	-	-	-	-	Приток разгазированной воды
Сд-VIII	-	-	2	3061-3071	1,37	Песчаники аркозовые мелко-среднезернистые	Эпибитумоиды от легких до маслянисто-смолистых. Содержание 0,02-0,04%	-	Приток разгазированной воды
Нх-I	3198-3210	12	-	Нет данных	-	-	-	-	Получен приток воды
Нх-III-IV	3344-3354	10	3	3349-3357	1,28	Песчаники аркозовые тонко-мелкозернистые	Эпибитумоиды маслянисто-смолистые. Содержание 0,04-0,06%	3367	Приток разгазированной воды
	3372-3384	12	-	Нет данных	-	-	-	-	Приток разгазированной воды
Мальшевская свита J ₂ ml	3743-4200	457	4	4072,5; 4082,5	1,57; 0,95	Песчаники аркозовые с УРД, местами кальцитизированные	-	4072 (?)	Приток газа и легкой нефти
Краткая характеристика пластов-коллекторов и геохимических аномалий по скважине Ичемминская-1									
Яковлевская свита K ₂ jak	-	-	1	1919,2-1921,4	1,5	Песчаники аркозовые, пористые, местами с УРД	-	1919,2-1921,4	Нет данных
	-	-	2	1936,5-1987,3	0,9	Песчаники аркозовые, пористые, местами с УРД	-	1938,9 (?)	Нет данных
	-	-	3	1963-1987	0,9	Песчаники катаклазированные и корродированные	Эпибитумоиды смолистый и смолисто-	-	Нет данных

Пласт-коллектор	Интервал по ГИС, м	Мощность, м	№ аномалии	Интервал по данным геохимии (по керну), м	Уср, г/т	Литология и петрография	Тип, состав и содержание битумоидов, %	Интервалы, рекомендуемые к испытаниям	Результаты испытаний
							асфальтеновый. Содежание 0,03%		
	-	-	4	2066-2069,8	1,4	Песчаники катаклазированные, корродированные, местами развит процесс регенерации обломков	Эпибитумоиды маслянисто-смолистый, смолистый и смолисто-асфальтеновый. Содежание 0,02%	-	Нет данных
Нижнехетская свита	-	-	5	2875,2-2883	0,81	Песчаники пористые	Эпибитумоиды маслянисто-смолистые, легкие. Содержание 0,03-0,06%	-	Нет данных
Нижнехетская свита	-	-	6	3025,2-3044,5	0,86	Песчаники пористые	Эпибитумоиды легкие, маслянисто-смолистые, смолисто-асфальтеновые. Содержание 0,02-0,06%	-	Нет данных

яковлевской свиты и в интервалах 2875–2883 м, 2982–3044 м суходудинской свиты. Рекомендовать к испытаниям можно интервалы яковлевской свиты (1919,2–1921,4 м и 1938,9 м).

Выявлено, что в разрезе скважины процессы флюидомиграции проявились более интенсивно по сравнению со скважинами Северо-Туколандская-1 и Ячиндинская-1. Но менее интенсивно по сравнению со скважинами Ванкорской площади. Генерационный потенциал невозможно оценить в связи с отсутствием данных распределения урана по юрским отложениям (табл. 6.7).

По результатам литолого-геохимического исследования выделяется лишь несколько перспективных интервалов общей мощностью около 2,2 м. Скважину также можно отнести к неперспективным.

Скважина Северо-Туколандская-1 пробурена на западе Туколандского лицензионного участка, в сводовой части Северо-Туколандской структуры.

Интервалы суходудинской и нижнехетской свит (6 объектов), рекомендованные к испытанию по данным ГИС, не дали промышленных притоков углеводородов: 1) пласт Нх-III-IV в интервале 3748–3753,6 м – получен приток слабогазированной пластовой воды; 2) пласт Нх-III-IV в интервале 3400,0–3410,0 м – получен приток слабогазированной пластовой воды; 3) пласт Сд-XVIII в интервале 3316–3342 м – получен приток слабогазированной пластовой воды; 4) пласт Сд-XV в интервале 3228–240 м – получен приток слабогазированной пластовой воды; 5) пласт Сд-XIII в интервале 3123–3134 м – приток слабогазированной пластовой воды и 6) пласт Сд-XI в интервале 3086–3107 м – приток пластовой воды.

Для литолого-геохимического исследования были предоставлены материалы по яковлевской, малохетской, суходудинской и нижнехетской свитам. В отличие от изученных ранее разрезов, вещественный состав пород этой скважины свидетельствует о смене питающей провинции, поставлявшей основную массу обломочного материала в бассейн осадконакопления. Для пород характерен гранитоидный состав (кислый и даже щелочной) обломочного материала. Интенсивность процессов флюидомиграции значительная. Наиболее интенсивно процессы проявились в отложениях яковлевской, малохетской и суходудинской свитах. На основе исследования выделены следующие интервалы коллекторов: 2170,6–2175 м, 2231–2238 м, 2410–2414 м, 2454–2463 м яковлевской свиты; 2525–2540 м, 2583–2899 м, 2840–2855 м, 2960,4–2964,1 м малохетской свиты; 3236–3252 м, 3315–3333 м суходудинской свиты и 3730–3737 м нижнехетской свиты (табл. 6.8). Наиболее перспективные из них – интервалы 2172,1–2173 м; 2231–2232,5 м; 2235,3–2236,6 м; 2412,4 м; 2464,5–2467,2 м) яковлевской свиты.

Скважина ликвидирована по геологическим причинам по категории «II», пункт «а», как доведенная до проектной глубины, но оказавшаяся в неблагоприятных геологических условиях.

Отсутствие притоков углеводородов в скважине можно объяснить тем, что нефтегазоматеринские породы по генерационному потенциалу относятся к бедным, содержат органическое вещество «низкого качества» и на современном этапе способны лишь к генерации газа.

Однозначная положительная оценка Северо-Туколандской площади по комплексу независимых исследований и отрицательные результаты испытания скважины, при наличии значительной вертикальной миграции УВ наводят на мысль о присутствии возможных залежей в юрских отложениях.

Таким образом, по данным литолого-геохимических исследований скважина также является неперспективной. Выделяется несколько продуктивных интервалов в яковлевской свите общей мощностью до 4 м. Данные интервалы не подвергались испытаниям.

Скважина Туколандо-Вадинская-320 пробурена в пределах Вадинского лицензионного участка. По результатам интерпретации ГИС были выделены перспективные отложения в яковлевской свите (пласты ПК-17 и ПК-19). Породы в интервале пластов Як-III-IV 2127–2201 м водонасыщены. В интервале 3011–3042 м песчаники обводнены. Из песчаников пласта Нх-IV₁ получено 30 л нефти. Пласт Нх-II, залегающий в верхней части свиты водонасыщен.

По особенностям поведения урана выявлены следующие интервалы коллекторов: 1610–1630 м, 2035–2040 м, 2076–2085 м яковлевской свиты; 2286–2300 малохетской свиты; 2678–2680 м суходудинской свиты и 3640–3645, 3647–3650 м нижнехетской свиты.

По данным геохимии не обнаружено продуктивных отложений.

Таким образом, при сопоставлении данных геофизического и геохимического исследований можно наблюдать близкое, хотя и неповсеместное совпадение. В результате проведенного исследования установлено, что закономерности распределения химических элементов в разрезах скважин способствует более объективной геометризации зон продуктивных отложений. Этот вывод иллюстрируется таблицами 6.3–6.8, где представлены интервалы, выделенные по геохимическим критериям и рекомендуемые к испытаниям.

Краткая характеристика пластов-коллекторов и геохимических аномалий по скважине Северо-Туколандская-1

Пласт-коллектор	Интервал по ГИС, м	Мощность, м	№ аномалии	Интервал по данным геохимии (по керну), м	Уср, г/т	Литология и петрография	Тип, состав и содержание битумоидов, %	Интервалы, рекомендуемые к испытаниям	Результаты испытаний
Яковлевская свита K ₂ jak	-	-	1	2170,6-2175	0,9	Песчаники аркозовые, пористые, местами с УРД	-	3172,1-3173	Не проводились
	-	-	2	2231-2238,3	1,4	Песчаники аркозовые, пористые, местами кальцитизированные	-	2231-2232,5; 2235,3-2236,6	Не проводились
	-	-	3	2410,4-2414	1,2	Песчаники аркозовые, пористые	-	2412,4	Не проводились
	-	-	4	2464,5-2467,2	1,2	Песчаники аркозовые, пористые, местами с УРД	-	2464,5; 2467,2	Не проводились
Сд-ХI	3086-3107	21	5	3089,4; 3096,7;3100,6 3103,6-3104,6	1,17	Песчаники трещиноватые, корродированные	Эпибитумоиды смолистые, маслянисто-смолистые. Содержание 0,01-0,04%	-	Приток воды
Сд-ХIII	3123-3134	11	-	Нет данных	-	-	-	-	Приток слабогазированной воды
Сд-ХV	3228-3240	12	6	3236-3252	1,21	Песчаники трещиноватые, корродированные	Эпибитумоиды маслянисто-смолистые. Содержание 0,01-0,06%	-	Приток слабогазированной воды
Сд-ХVIII	3316-3342	26	7	3315-3333	1,2	Песчаники корродированные, развиты процессы регенерации кварца, кальцитизации и слюдизации	Эпибитумоиды маслянисто-смолистые, смолистые. Содержание 0,01-0,02	-	Приток слаборазгазированной воды
Нх-III-IV	3400-3410	10	-	Нет данных	-	-	-	-	Приток слабогазированной воды
Нх-III-IV	3748-3753,6	5,6	8	3730-3737	1,08	Песчаники катаклазированные и корродированные	Эпибитумоиды маслянисто-смолистые. Содержание 0,02-0,05%	-	Приток слаборазгазированной воды

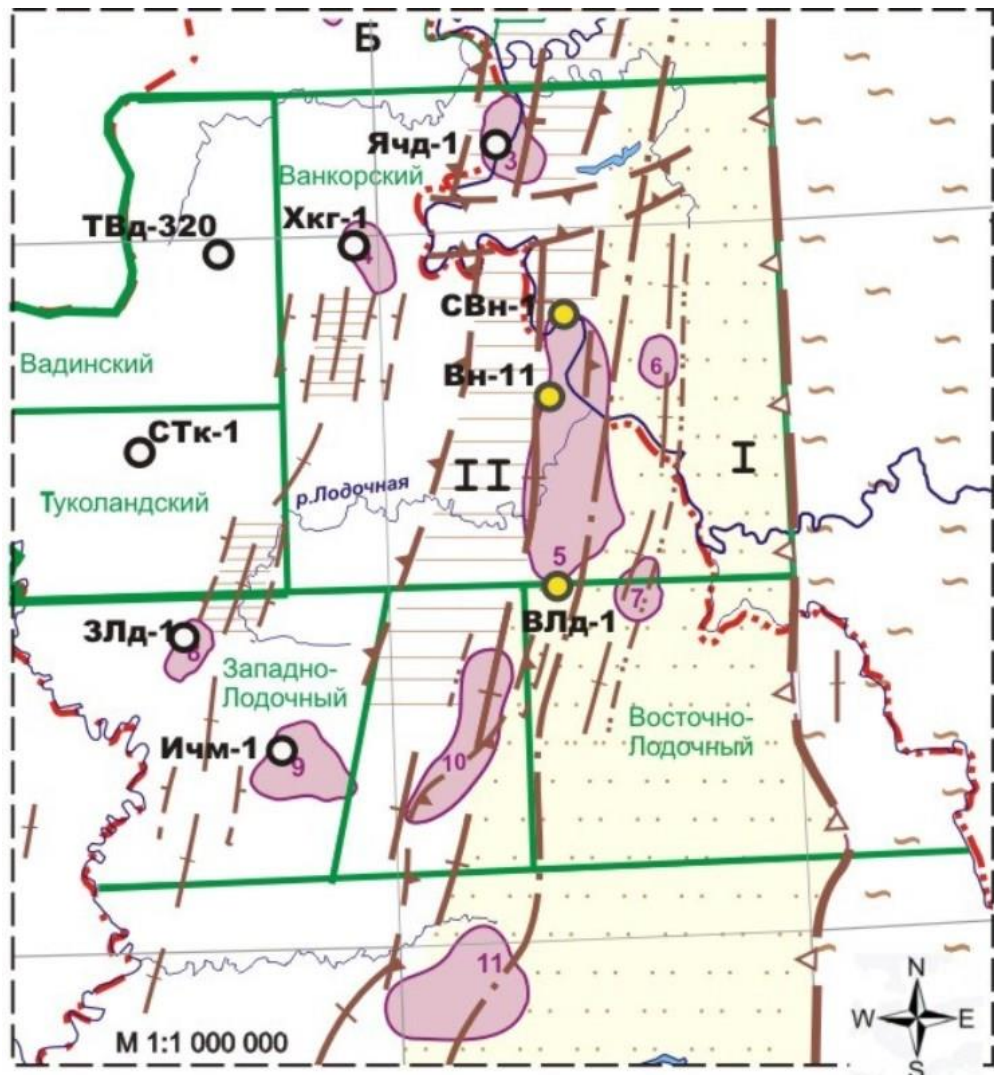
Анализ комплексного исследования всех изучаемых скважин позволяет сделать следующие основные выводы:

- наибольшей продуктивностью обладают нижнемеловые отложения (нижнехетская, суходудинская, малохетская, яковлевская и долганская свиты). Формирование газонефтяных залежей в отложениях нижнехетской свиты чаще всего происходило в разуплотненных песчаниках при наличии пластов-флюидоупоров. Ограниченное количество флюидоупоров в отложениях суходудинской и малохетской свит не препятствовало миграции УВ в вышележащие горизонты и способствовало образованию газонефтяных залежей в благоприятных структурах яковлевской и долганской свит. Процессы флюидомиграции с формированием газовых залежей в основном завершились в отложениях долганской свиты. О снижении процессов флюидомиграции в отложениях верхнего мела (дорожковской – танамской свитах) свидетельствуют содержания урана в разрезах большинства изученных скважин;
- при оценке нефтегазоносности юрских отложений выявлено слабое присутствие углеводородов.

Полученные литогеохимические данные не противоречат геофизическим и газогеохимическим наблюдениям, а дополняют их и уточняют.

По результатам комплексной оценки перспектив нефтегазоносности (по разрезам изученных скважин) выделены продуктивные отложения и произведена оценка перспективности нефтегазоносности каждой скважины и площади в целом. По степени снижения нефтегазоносного потенциала скважины можно расположить в следующей последовательности (рис. 6.7):

- скважины Ванкорского месторождения (Ванокрская-11 (общая мощность продуктивных отложений по данным геохимии составила 24,9 м) и Северо-Ванкорская-1);
- южный фланг Ванкорского месторождения по результатам анализа скважины Восточно-Лодочная-1 (общая мощность продуктивных отложений составила 9,4 м);
- Ванкорский лицензионный участок вблизи скважины Хикиглинская-1 (общая мощность продуктивных отложений составила около 4 м);
- северо-запад Северо-Ванкорского лицензионного участка вблизи скважины Ячиндинская-1 (общая мощность продуктивных отложений составила около 4 м);
- Туколандский лицензионный участок вблизи скважины Северо-Туколандская-1 (общая мощность продуктивных отложений составила около 4 м);



Условные обозначения

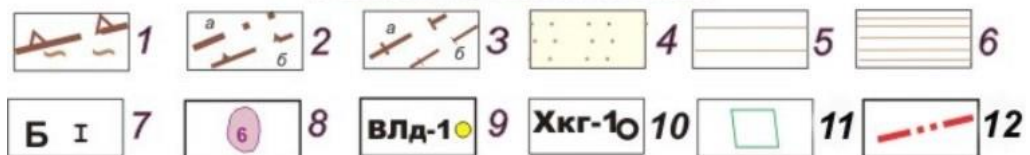


Рис. 6.7. Оценка перспективности нефтегазоносности изучаемых скважин на основе комплексных исследований (за основу взята выкипировка из тектонической схемы фундамента (фрагмент карты (Исаев, 2005ф))

Условные обозначения: **1** – участок приподнятого положения докембрийского складчатого фундамента (граница Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты); **2** – а) оси синклиналиев первого порядка (грабены); б) границы антиклиналиев первого порядка (горсты); **3** – оси антиклиналиев а) первого порядка; б) второго порядка. **Площади развития** **4** – Приенисейского грабена; **5** – Большехетско-Тагульского горста; **6** – Хикиглино-Верхнелодочного горстоподобного блока; **7** – геоструктуры А – Игаро-Тураханский выступ; Б – Худосейский грабен-рифт, I – Приенисейский грабен, II – Большехетско-Тагульский горст; III – Маковская впадина; **8** – локальные положительные структуры: 1-Сузунская; 2-Восточно-Чарская; 3-Ячиндинская; 4-Хикиглинская; 5-Ванкорская; 6-Ниричарская; 7-Талая; 8-Западно-Лодочная; 9-Ичемминская; 10-Лодочная; 11-Тагульская; **9** – перспективные скважины глубокого бурения (оцененные по литогеохимическим данным); **10** – неперспективные скважины (оцененные по литогеохимическим критериям); **11** – границы ЛПУ; **12** – административные границы

– Западно-Лодочный лицензионный участок вблизи скважин Западно-Лодочная-1 и Ичемминская-1 (общая мощность продуктивных отложений составила около 2 м).

В результате проведённого комплексного исследования можно сделать вывод, что продуктивными являются скважины Ванкорского месторождения (изучались скважины Северо-Ванкорская-1, Ванкорская-11 и Восточно-Лодочная-1), локализуящегося в пределах главной линеаментной зоны (Худосейского рифта) или на ее сателлитных разломах. Таким образом, повышенная интенсивность флюидомиграционных процессов, обусловленная близостью Ванкорской площади к зоне глубинного долгоживущего разлома, закартированного по результатам гелиевой съемки и космоструктурных исследований, а также насыщенность юрских отложений ОВ, способных генерировать углеводороды, привели к формированию нефтегазового Ванкорского месторождения.

Скважины (Западно-Лодочная-1, Ичемминская-1, Ячиндинская-1, Северо-Туколандская-1 и Хикиглинская-1), находящиеся западнее Ванкорского месторождения, не являются продуктивными и, в основном, насыщены водой. Отсутствие залежей УВ в исследуемых отложениях, по всей видимости, можно объяснить недостаточной зрелостью нефтематеринских пород.

По нашему мнению, уменьшение интенсивности процессов эпигенетических преобразований пород в разрезах скважин, пробуренных западнее Ванкорского месторождения, обусловлено более слабыми притоками флюидов из глубоких горизонтов в связи с удаленным расположением этих скважин от зоны тектонической активизации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате комплексных (литологических, минералого-петрографических, геохимических) исследований отложений Пур-Тазовской нефтегазоносной области (на примере девяти глубоких скважин – Северо-Ванкорской-1, Ванкорской-11, Восточно-Лодочной-1, Западно-Лодочной-1, Хикиглинской-1, Северо-Туколандской-1, Туколандо-Вадинской-320, Ячиндинской-1 и Ичемминской-1) получены следующие результаты:

1) Установлено, что наложенно-эпигенетические процессы в зоне стабилизации ВНК привели к развитию вторичного минералообразования (каолинита, карбонатов, слюд, кварца), образованию зон разуплотнения и цементации, формированию пород-коллекторов и запечатыванию пустотно-порового пространства, к битумообразованию и скоплению УВ. Выявлено, что процесс образования вторичного каолинита способствует развитию пустотного пространства, а регенерация кварца, формирование карбонатов, слюд, хлорита, твердых продуктов окисления углеводородов приводят к ухудшению коллекторских свойств пород.

2) Установлено перераспределение ряда химических элементов в ходе наложенного эпигенеза:

- каолинитизация приводит к выносу К, Ti, Cr, Mn, Fe, Rb, Ca, Sr, Ba;
- процесс регенерации кварца сопровождается незначительным повышением концентраций К и снижением – Ca, Ti, Cr, Mn, Fe;
- карбонатизация приводит к относительному накоплению Ca, Mn, Sr, Cr, Fe, Ti и выносу К и Rb.
- Зоны стабилизации ВНК в целом характеризуются выносом U. Максимально этот процесс проявлен в подзоне каолинитизации.

3) Выделенные по наличию отрицательных аномалий урана (с содержанием менее 1,5 г/т) интервалы могут соответствовать высокопористым породам, насыщенным УВ, а также водонасыщенным и уплотненным кальцитизированным породам. Вычислены уравнения линейных дискриминантных функций, позволяющие классифицировать породы коллектора по характеру насыщения на основе особенностей распределения в породах К, Ca, Ti, Cr, Fe, Mn, Rb, Sr, Ba, Zr. Это позволяет выделить продуктивные отложения, насыщенные УВ, которые могут быть рекомендованы для испытаний.

4) Дана оценка перспектив нефтегазоносности по разрезам изучаемых скважин. По данным литогеохимических исследований, наиболее перспективными являются отложения, вскрытые скважинами Северо-Ванкорская-1, Ванкорская-11 и Восточно-Лодочная-1. Вероятно, это связано с повышенной интенсивностью флюидомиграционных процессов, обусловленных близостью Ванкорской площади к зоне глубинного долгоживущего разлома, а также

насыщенностью юрских отложений ОВ, способных генерировать углеводороды, что привело к формированию нефтегазового Ванкорского месторождения.

Скважины (Западно-Лодочная-1, Ичемминская-1, Ячиндинская-1, Северо-Туколандская-1 и Хикиглинская-1), находящиеся западнее Ванкорского месторождения, не являются продуктивными и, в основном, насыщены водой. Отсутствие залежей УВ в исследуемых отложениях, по всей видимости, можно объяснить недостаточной зрелостью нефтематеринских пород. Уменьшение интенсивности процессов эпигенетических преобразований пород в разрезах скважин, пробуренных западнее Ванкорского месторождения, по нашему мнению, обусловлено более слабыми притоками флюидов из глубоких горизонтов в связи с удаленным расположением этих скважин от зоны тектонической активизации.

Проведенные исследования свидетельствуют о том, что формирование коллекторов и самих залежей углеводородов в существенной степени зависит от процессов миграции углекислотных и углеводородных флюидов и обусловленных ими эпигенетических преобразований.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВНК – водонефтяной контакт

ГИС – геофизические исследования

ЗОВ – захороненное органическое вещество

ЗСП – Западно-Сибирская плита

Инт. – интервал

НО – нефтегазоносная область

ОВ – органическое вещество

РОВ – рассеянное органическое вещество

Скв. – скважина

УРД – углефицированный растительный детрит

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агафонов Г.Д. Электропрофилирование методом переходных процессов для полевой привязки водонептяных контактов месторождений в Припятском прогибе / Г.Д. Агафонов. – М.: Литосфера, 2005. – №2 (23). – С. 114-118.
2. Арбузов С.И. Геохимия радиоактивных элементов: Учебное пособие. / С.И. Арбузов, Л.П. Рихванов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 315 с.
3. Багринцева К.И. Теоретические основы прогнозирования карбонатных коллекторов на больших глубинах / К.И. Багринцева // Коллекторы нефти и газа и флюидоупоры. – Новосибирск: Изд-во Наука, 1983. – С. 29-35.
4. Берзина И.Г. Определение концентрации урана и его пространственного распределения в различных минералах и горных породах / И.Г. Берзина, И.Б. Берман, М.Ю. Гурвич. – Дубна: [б. и.], 1967. – 20 с.
5. Вильковская И.Ю. О постседиментационных изменениях в породах юрско-неокомских пластов, их влияние на коллекторские свойства и нефтеотдачу / И.Ю. Вильковская, З.Я. Сердюк, Л.И. Зубарева, Н.В. Кирилова, О.Н. Стефаненко, Е.С. Бубнова // Материалы VII всероссийского литологического совещания «Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории», Сиб. Отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. – Т. I. – С. 163–167.
6. Гаврилов В.П. Как устроены и чем богаты наши недра / В.П. Гаврилов. – М.: Недра, 1981. – 192 с.
7. Гончаров И.В. К вопросу о генерационном потенциале яновстанской свиты северо-востока Западной Сибири / И.В. Гончаров, В.А. Кринин, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, С.В. Фадеева // Химия нефти и газа: Седьмая Международная конференция. – Томск: Институт оптики атмосферы СО РАН, 2009. – С. 26-30.
8. Грамберг И.С. Сдвиги как возможные пути миграции нефти и газа / И.С. Грамберг, О.И. Супруненко // Докл. РАН. – 1995. – Т. 340, № 1. – С. 75-77.
9. Григорьев Н.А. Распределение химических элементов в верхней части континентальной коры / Н.А. Григорьев. – Екатеринбург: УрОРАН, 2009. – 383 с.
10. Данчев В.И. Экзогенные месторождения урана / В.И. Данчев, И.Н. Стрелянов. – М.: Атомиздат, 1979. – 274 с.
11. Жариков В.А. Метасоматизм и метасоматические породы / В.А. Жариков, В.Л. Русинов, А.А. Маракушев и др. – М.: Научный мир, 1998. – 490 с.

12. Житков В.Г. Структуры северо-востока Пур-Тазовской нефтегазоносной области в материалах космических съемок / В.Г. Житков, А.А. Поцелуев, В.А. Кринин, В.Н. Устинова, Ю.С. Ананьев // Газовая промышленность. – М.: «Газоилпресс», 2013. – 692. – С. 52-57.
13. Жуковская Е.А. Влияние вторичных изменений на коллекторские свойства верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения / Е.А. Жуковская, Г.Г. Кравченко // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – Т. 316, №1: Науки о Земле. – С. 93-98.
14. Зарайский Г.П. Зональность и условия образования метасоматических пород / Г.Н. Зарайский. – М.: Наука, 1989. – 344 с.
15. Ильясова Е.Н. Влияние условий формирования нефтяных залежей на степень изменения полевых шпатов / Е.Н. Ильясова, Р.С. Сахибгареев // Влияние вторичных изменений пород осадочных комплексов на их нефтегазоносность. – Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1982. – С. 94-103.
16. Исаев В.П. Современные геохимические технологии и их эффективность при региональном прогнозе нефтегазоносности в малоизученных районах Сибирской пдлатформы / В.П. Исаев, Н.П. Пастухов // Материалы конференции: Региональные геохимические работы как основа для оценки рудоносности и нефтегазоносности территории.– М.: ИМГРЭ, 2015. – С. 18-19.
17. Исмагилов И.Х. Геохимические аномалии нефтеносных районов Башкортостана / И.Х. Исмагилов, В.Н. Никонов, Л.Н. Белан // Материалы конференции: Региональные геохимические работы как основа для оценки рудоносности и нефтегазоносности территории.– М.: ИМГРЭ, 2015. – С. 65-66.
18. Инструкция по геохимическим методам поисков рудных месторождений / отв. ред. Л.Н. Овчинников. – М.: Недра, 1983. – 198 с.
19. Карнюшина Е.Е. Формирование состава и свойств пород-коллекторов нефтегазоносных бассейнов в зоне катагенеза / Е.Е. Карнюшина // Автореферат на соис. уч. ст. д.г.-м.н. – Москва, 1996. – 41 с.
20. Кашик С.А. О замещении кварца кальцитом в осадочных породах / С.А. Кашик // Геохимия. – М.: Недра, 1965. – № 2. – С. 180-187.
21. Климушина Л.П. Нефти баженовской свиты Салымского месторождения / Л.П. Климушина, А.Н. Гусева // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. – М.: ИГиРГИ, 1980. – 95 с.
22. Коноваленко С.И. Возможность использования минералогической информации для решения прикладных задач нефтяной геологии / С.И. Коноваленко, Н.М. Недоливко // Природокомплекс Томской области: межвузовская региональная научно-техническая программа «Природокомплекс». – Томск: Изд-во ТГУ, 1990. – С. 34-38.

23. Коссовская А.Г. Проблема эпигенеза / А.Г. Коссовская, В.Д. Шутов // Эпигенез и его минеральные индикаторы. – М.: Наука, 1971. – С. 9-34.
24. Кравченко К.Н. Размещение уникальных скоплений нафтидов в генерационно-аккумуляционных элементах богатейших бассейнов мира / К.Н. Кравченко // Геология нефти и газа – М.: Изд-во Геоинформмарк, 1999. – №7-8. – С. 46-56.
25. Кринин В.А. Тектоника фундамента и оценка ресурсов нефти юрскомеловых отложений северо-востока Западно-Сибирской плиты в пределах Красноярского края / В.А. Кринин // Горные ведомости — 2011. — №9 (88).— С. 16-24.
26. Кузьмин Д.А. Аппаратно-методическое обеспечение оперативных геохимических исследований разрезов глубоких и сверхглубоких скважин / Д.А. Кузьмин, Г.В. Тарханов, В.В. Горбачев // Материалы конференции: Региональные геохимические работы как основа для оценки рудоносности и нефтегазоносности территории. – М.: ИМГРЭ, 2015. — С. 97-98.
27. Лебедев Б.А. Влияние эпигенетических процессов на параметры коллекторов и покрышек в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / Б.А. Лебедев, Г.Б. Аристова, Е.Г. Бро. – Л.: Недра, 1976. – 132 с.
28. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах / Б.А. Лебедев. – Л.: Недра, 1992. – 239 с.
29. Лифшиц С.Х. Роль глубинных флюидов в формировании и генезисе газонефтяных залежей / С.Х. Лифшиц // Материалы Всероссийской конференции: Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. – М.: Геос, 2008. – С. 278-281.
30. Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород (с основами методиками исследования): Учебник для студентов геол. спец. вузов / Н.В. Логвиненко. – М.: Высшая школа, 1984. – 416 с.
31. Логвиненко Н.В. Образование и изменение осадочных пород на континенте и в океане / Н.В. Логвиненко, Л. В. Орлова. – Л.: Недра, 1987. – 237 с.
32. Лукьянова Т.В. Катагенез в орогенных областях / Т.В. Лукьянова. – М.: Товарищество науч. изд. КМК ЛТД, 1995. – 172 с.
33. Мельник И.А. Вторичная каолинизация песчаных пластов как признак тектонических нарушений осадочного чехла / И.А. Мельник // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Изд-во Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 2014. – №9. – С. 22-27.
34. Мельник И.А. Интенсивность пиритизации как индикатор характера насыщения юрских пластов Томской области / И.А. Мельник // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Изд-во Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 2016. – С. 41-49.

35. Мельник И.А. Определение интенсивности вторичных геохимических процессов на основе статистической интерпретации материалов ГИС / И.А. Мельник // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Изд-во Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 2012. – №11. – С. 35-40.
36. Митропольский А.К. Техника статистических вычислений. (2-е изд.) / А.К. Митропольский. – М.: Наука, 1971. – 570 с.
37. Недоливко Н.М. Влияние гранулометрического и минералогического состава на формирование коллекторских свойств песчаников пласта Ю13 Западно-Моисеевского участка Двуреченского месторождения (Томская область) / Н.М. Недоливко, А.В. Ежова, Т.Г. Перевертайло, Е.Д. Полумогина // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – Т. 307, № 5. – С. 48-54.
38. Недоливко Н.М. Роль дизъюнктивной тектоники в формировании пустотного пространства в коллекторах пласта Ю13 Западно-Моисеевского участка Двуреченского нефтяного месторождения (Томская область) // Н.М. Недоливко, А.В. Ежова, Т.Г. Перевертайло, Е.Д. Полумогина // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – Т. 308, № 5. – С. 47-53.
39. Недоливко Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин: учебное пособие / Н.М. Недоливко. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 163 с.
40. Недоливко Н.М. Эволюция пустотно-порового пространства в зонах водонефтяных контактов / Н.М. Недоливко // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – Т. 316, №1: Науки о Земле. – С. 99-107.
41. Неручев С.Г. Нефтеобразование в отложениях доманикового типа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, И.А. Зеличенко. – Л.: Наука, 1986. – 247 с.
42. Неручев С.Г. Справочник по геохимии нефти и газа / С.Г. Неручев. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.
43. Омеляненко Б.И. Околорудные гидротермальные изменения пород / Б.И. Омеляненко. – М.: Недра, 1978. – 215 с.
44. Перельман А.И. Геохимия эпигенетических процессов / А.И. Перельман. – М.: Недра, 1968. – 331 с.
45. Перозио Г.И. Эпигенез терригенных отложений осадочных пород юры и мела юго-восточной части Западно-Сибирской низменности / Г.П. Перозио. – М.: Недра, 1971. – 159 с.
46. Плотникова И.Н. Элементный состав нефти и рассеянного органического вещества и методы его изучения / И.Н. Плотникова. – Казань: Казанский университет, 2012. – 163с.

47. Портнов А.М. Углекислота – как диспетчер рудоотложения / А.М. Портнов, М.Н. Кандинова // Природа. – М.: Наука, 1992. – Выпуск № 11. – С. 64-69.
48. Предтеченская Е.А. Влияние CO₂-содержащих гидротермальных растворов на коллекторские свойства глубокозалегающих песчаных пород (по экспериментальным данным) / Е.А. Предтеченская // Известия ТПУ: Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Томск: Изд-во ТПУ, 2002. – Т. 305, №8. – С. 62-70.
49. Предтеченская Е.А. О генезисе карбонатов в составе баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты / Е.А. Предтеченская, Л.А. Кроль, Ф.Г. Гурари, В.В. Сапьяник, Г.Н. Перозио, Л.Д. Малюшко // Литосфера. – Екатеринбург: Изд-во УроРАН, 2006. – № 4. – С. 131-148.
50. Рудкевич М.Я. Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты / М.Я. Рудкевич, В.С. Бочкарев, Е.М. Максимов, А.А. Тимофеев // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень.: Изд-во ЗапСибНИГНИ, 1970. – №28. – 175 с.
51. Сахибгареев Р.С. Изменение коллекторов на водонефтяных контактах / Р.С. Сахибгареев // Доклады АН СССР. – М.: Наука, 1983. – Т. 271, № 6. – С. 1456-1460.
52. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей / Р.С. Сахибгареев. – Л.: Недра, 1989. – 260 с.
53. Сахибгареев Р.С. О коррозии минералов нефтями и битумами / Р.С. Сахибгареев // Геология и геохимия горючих ископаемых. – Киев, 1978. – С. 22–24.
54. Сергеева Э.И. Эпигенез осадочных пород: Учеб. Пособие / Э.И. Сергеева. – СПб.: Изд-во С.–Петербург. ун-та, 2004. – 152 с.
55. Сердюк З.Я. Образование гидрохимических и минералогических аномалий в Западно-Сибирской плите под воздействием глубинного углекислого газа / З.Я. Сердюк, А.А. Розин // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТГУ, 1969. – Вып. 4. – С. 28-36.
56. Сердюк З.Я. О составе вторичных карбонатов, развитых в трещинах и порах пород фундамента и осадочного чехла Обь-Иртышского междуречья / З.Я. Сердюк, Б.Г. Эренбург // Литология и геохимия мезозойских отложений Сибири. – Новосибирск: [б. и.], 1972. – С. 87–93.
57. Смыслов А.А. Уран и торий в земной коре / А.А. Смыслов.– Л.: Недра, 1974. – 231 с.
58. Соколов Б.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования / Б.А. Соколов, Э.А. Абля. – М.: ГЕОС, 1999. – 76 с.
59. Соловов А.П. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых / А.П. Соловов. – М.: Недра, 1985. – 294 с.
60. Столбова Н.Ф. Результаты лито-ядерно-геохимических исследований отложений

- доманикового типа в западной Сибири / Н.Ф. Столбова, Ю.М. Столбов // Сб. Научн. Тр. Межвуз. Н.Т.П. «Нефтегазовые ресурсы». – М.: Изд-во ГАНГ им. Губкина, 1995. – Вып. II. – С. 29-37.
61. Столбова Н.Ф. Некоторые вопросы прикладной геохимии урана нефтяных месторождений / Н.Ф. Столбова, Ю.А. Фомин, Ю.М. Столбов. – Томск: Изд-во ТПИ, 1988. – 16 с.
62. Столбова Н.Ф. Природа глинистости продуктивных пород-коллекторов нефтяных месторождений Томской области / Н.Ф. Столбова, М.В. Шалдыбин // Мат-лы науч. конф. поев. 120-летию осн. ТГУ: Актуальные вопросы геологии и географии Сибири. – Томск: Изд-во ТГУ, 1998. – С. 146-148.
63. Столбова Н.Ф. Природа уранорганических соединений, их эволюция и особенности миграции / Н.Ф. Столбова // Углерод: минералогия, геохимия и космохимия. – Сыктывкар, 2003. – С. 139-142.
64. Столбов Ю.М. О возможности применения методов прикладной ядерной геохимии при изучении процессов наложенного эпигенеза нефтегазоносных осадочных бассейнов / Ю.М. Столбов, Н.Ф. Столбова, Ю.А. Фомин // Сб. науч. тр. НТН «Нефтегазовые ресурсы». – М.: Изд-во ГАНГ им. И.М. Губкина, 1994. – С. 32-40.
65. Столбов Ю.М. Исследования геохимии явлений наложенного эпигенеза с применением ядерно-физических методов анализа / Ю.М. Столбов, Н.Ф. Столбова // Труды Международной конференции «Закономерности эволюции земной коры». – С-Петербург, 1996. – С. 277.
66. Столбов Ю.М. Возможность применения прикладной геохимии урана при исследовании процессов наложенного эпигенеза терригенных отложений Западной Сибири / Ю.М. Столбов, Ю.А. Фомин, Н.Ф. Столбова // Тр. II. Международная конференция «Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ». – С-Петербург.: Изд-во ВНИГРИ, 2000. – С. 160-171.
67. Столбов Ю.М. Влияние процессов наложенного эпигенеза на коллекторские свойства нижнесреднеюрских отложений юго-востока Западной Сибири / Ю.М. Столбов, М.В. Шалдыбин // Мат-лы межд. науч.-техн. конф. «Горногеологическое образование в Сибири. 100 лет на службе науки и производства». – Томск: Изд-во ТПУ, 2001. – С. 260-263.
68. Столбов Ю.М. Оценка влияния процессов наложенного эпигенеза на фильтрационно-емкостные свойства терригенных пород-коллекторов юго-востока Западной Сибири / Ю.М. Столбов, М.В. Шалдыбин, Е.И. Бочаров // Сб. науч. тр. 30 лет на службе Томской геологии. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2002. – С. 114-117.
69. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза / Н.М. Страхов. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – Т. 1. – 212 с.

70. Татаринов А.В. Дегазация и образование плазмодных структур в приземной тропосфере / А.В. Татаринов, Л.И. Ялович // В кн. Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы: Материалы Всероссийской конференции. – М.: Геос, 2008. – С. 483-486.
71. Ушатинский И.Н. Методика и результаты изучения минералогии глин продуктивных отложений Западно-Сибирской низменности в связи с их нефтегазоносностью / И.Н. Ушатинский и др. // Тр. ЗапСибНИГГИИ. – Тюмень: Изд-во ЗапСибНИГГИИ, 1970. – Вып. 35. – 313 с.
72. Ушатинский И.Н. Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты / И.Н. Ушатинский, О.Г. Зарипов. – Свердловск: Среднеуральское к. изд-во, 1978. – 207 с.
73. Хаин В.Е. Флюидодинамический анализ – новый этап развития учения о нефтегазоносности осадочных бассейнов / В.Е. Хаин, Б.А. Соколов // Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов. – М.: Наука, 1989. – С. 5-12.
74. Хаин В.Е. Роль флюидодинамики в развитии нефтегазоносных бассейнов / В.Е. Хаин, Б.А. Соколов // Вест. Моск. ун-та. Геология. – М.: Изд-во Вест. Моск. ун-та, 1994. – Сер. 4.– №5.– С. 3-11.
75. Чепиков К.Р. Эпигенетические минералы как показатели времени прихода нефти в песчаные промышленные коллектора / К.Р. Чепиков, Е.И. Ермолова, Н.А. Орлова // Докл. АН СССР. – М.: Наука, 1959. – Т. 125. – №5. – С. 1097-1099.
76. Шалдыбин М.В. Литогеохимия как резерв повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ в Томской области / М.В. Шалдыбин, Ю.М. Столбов., Ю.А. Фомин // Тез. докл. Научно-практической конференции: Перспективы нефтегазоносности слабоизученных комплексов отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. Палеозой. Нижняя-средняя юра. – Томск: Томскгеолком, 1995. – С. 65-67.
77. Шалдыбин М.В. Роль явлений наложенного эпигенеза в формировании фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов / М.В. Шалдыбин // Мат-лы науч. конф. посв. 120-летию осн. ТГУ: Актуальные вопросы геологии и географии Сибири. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 1998а. – С. 178-179.
78. Шалдыбин М.В. Явления наложенного эпигенеза и вторичная глинистость в нефтегазоносных отложениях Западной Сибири / М.В. Шалдыбин // Мат-лы докл. второй межд. научн. конф. ст. асп. и мол. уч.: Проблемы геологии и освоения недр. – Томск: Изд-во НТЛ, 1998б. – С. 105-107.
79. Шванов В.Н. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов / В.Н. Шванов, В.Т. Фролов, Э.И. Сергеева и др. – С-Пб.: Недра, 1998. – 352 с.

80. Шварцев С.Л. К проблеме самоорганизации геологической системы вода–порода / С.Л. Шварцев // Геология и геофизика. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1995. – JV2 4. – С. 22-29.
81. Шварцев С.Л. Геологическая система «вода–порода» / С.Л. Шварцев // Вестник РАН. – М.: 1997. – Том. 67. № 6. – С. 518-524.
82. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза / С.Л. Шварцев. – М.: Недра, 1998. – 366 с.
83. Шутов В.Д. Классификация песчаников // Литология и полезные ископаемые. – М.: Наука, 1967. – №5. – С. 86-102.
84. Шутов В.Д. Минеральные парагенезисы граувакковых комплексов / В.Д. Шутов – М.: Наука, 1975. – 110 с.
85. Япаскурт О.В. Стадиальный анализ литогенеза. Учебное пособие / О.В. Япаскурт. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 1995. – 142 с.
86. Япаскурт О.В. Вопросы типизации постдиагенетического литогенеза (в складчатых системах) / О.В. Япаскурт // Геология и разведка. – М.: Изд-во Изв. вузов. Геология и разведка, 1991. – № 10. – С. 40-55.
87. Binney S E Sherpelz R J 1978 Review of delayed fission neutron technique: Nuclear Instruments and Method №3 413–431.
88. Carstens H 2008 Finding Oil – Using Geochemistry [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.geoexpro.com/articles/2008/05/finding-oil-using-geochemistry>.
89. Duan S Wojtanowicz A K 2008 Theoretical and experimental investigation of water in oil transverse dispersion in porous media: SPE Annual technical conference and exhibition, Colorado 1376-1401.
90. Frank T H Burchfield T E 1987 Researched aimed at immiscible CO₂ flooding: Oil and gas Geology 85 №17 76–82.
91. Franklin S P Hajash A Jr Dewers T A Tieh T T 1994 The role of carboxylic acids in albite and quartz dissolution: An experimental study under diagenetic conditions Geochimica et Cosmochimica Acta, Abstr V 58 4259–4279.
92. Hunt J M 1979 Petroleum Geochemistry and Geology. Freeman, San Francisco 704.
93. Helgeson H C Owens C E Shock E L 1993 Petroleum, oil field waters, and authigenic mineral assemblages are they in metastable equilibrium in hydrocarbon reservoirs: Geochimica et Cosmochimica Acta, Abstr V 57 3295–3339.
94. Hervey J R Jakovakis A S 1991 Perfomans review of miscible CO₂ tertiary project: Rangely Weber Sand Unit, Colorado SPE Reservoir no 2 163–168.
95. McCarthy K Nienmann M Palmowsky D Peters K Stankiewicz A 2011 Basic Petroleum Geochemistry for source rock evalution: Schlumberger Oilfield review summer 23 no 2 32-43.
96. Peters K E Fowler M G 2002 Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management: Organic Geochemistry 33(1) 5–36.

97. Shengkai D Wojtanowicz A K 2008 Hydrodynamic transition zone at OWC in non-darcy flow: The second international energy 2030 conference, Abu Dhabi U.A.E. 84-86.
98. Diasty W Sh El Beialy S Y El Mostafa A R Abo Ghonaim A A Peters K E 2015 Crude oil geochemistry and source rock potential of the Upper Cretaceous-Eocene succession in the Belayim oilfields, Central Gulf of Suez, Egypt: *Journal of Petroleum Geology* 38 193-216.

Фондовые

99. Отчет о результатах геологических работ «Переработка сейсмических материалов на территории новых лицензированных участков (200000 кв. км.)» / Отв. исп. Исаев А.В., Новосибирск, 2005.