На правах рукописи

Заграновская Джулия Егоровна

Прогнозирование залежей свободной нефти в баженовском горизонте по данным комплексирования геологогеофизических исследований в Красноленинской и Фроловской нефтегазоносных областях Западной Сибири

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель доктор геолого-минералогических наук Калмыков Георгий Александрович

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ4
1. СТЕПЕНЬ РАЗРАБОТАННОСТИ ИССЛЕДУЕМОГО НАПРАВЛЕНИЯ. ГИПОТЕЗЫ ФОРМИРОВАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ В БАЖЕНОВСКОМ ГОРИЗОНТЕ14
1.1 Модели образования трещиноватости21
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ
3. КРАТКИЙ ОБЗОР СЛАНЦЕВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МИРА (США)28
4. ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЯ
4.1 Стратиграфия
4.2 Тектоника
4.3 Краткая характеристика нефтегазоносности Красноленинской и Фроловской НГО для верхнеюрских отложений47
4.4 Особенности геологического строения и стратификация баженовского горизонта
4.5 Литологические типы пород баженовского горизонта и седиментационная модель
4.6 Геохимические предпосылки нефтегазоносности баженовского горизонта64
4.7 Теплофизический каротаж на керне – новый способ определения Сорг и геомеханических свойств
4.8 Оценка степени керогенонасыщенности пород БС с использованием данных метода ЯМР
5. ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЛАТЕРАЛЬНУЮ НЕОДНОРОДНОСТЬ ПРОДУКТИВНОСТИ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА
5.1 Характеристика изученности продуктивных пластов по керну на Пальяновской площади Красноленинского месторождения и специфика исследований отложений баженовского горизонта71
5.2 Гидротермальный минерагенез в обстановке Пальяновской площади и продуктивность скважин
5.3 Доломитообразование и сопутствующий минерагенез в высокобитуминозных породах126
5.4 Тектоно-минералогическая модель продуктивных участков баженовской свиты131
6. ДОЛОМИТООБРАЗОВАНИЕ И СОПУТСТВУЮЩИЙ МИНЕРАГЕНЕЗ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА137
6.1 Доломитообразование и сопутствующий минерагенез в высокобитуминозных породах, удаленных от зон разломов (закрытая система)137
6.1 Доломитообразование и сопутствующий минерагенез в высокобитуминозных породах зоны разлома (открытая система)

7. ФАН	ОСНОВНЫЕ БЛАГОПРИЯТНЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ СТОРЫ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ СВОБОДНОЙ НЕФТИ	В
БАЭ	КЕНОВСКОМ ГОРИЗОНТЕ	144
7.1	Методика выделения перспективных площадей	144
7.2	Построение карт зрелости и суммарного содержания органического 146	углерода
7.3 аном	Построение карт температур кровли баженовской свиты и темпера алий	турных 149
7.4	Построение карт эффективных толщин	152
7.5	Выделение перспективных площадей с наличием подвижных УВ	155
ЗАК	ЛЮЧЕНИЕ	168
СПИС	ОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	171
спис	ОК ЛИТЕРАТУРЫ	172
СПИС	ОК РИСУНКОВ	
СПИС	ОК ТАБЛИЦ	

введение

Актуальность темы исследования. Диссертационная работа посвящена изучению генезиса коллекторов, содержащих подвижные углеводороды (УВ) продуктивных отложений баженовского горизонта на основании геолого-геофизических и геохимических данных. Изучение нефтематеринских пород требует нестандартного подхода к комплексу геолого-геофизических исследований для построения достоверных геологических моделей. Особое внимание уделено определению геологических факторов, влияющих на ключевые критерии перспективности баженовского горизонта с наличием свободной нефти (подвижных УВ), а также эффективные геолого-геофизические методы, позволяющие оконтурить перспективные нефтеносные зоны.

Открытие новых залежей в верхнеюрских отложениях баженовского горизонта ЗСБ все еще остается случайным событием, из 70 открытых месторождений более чем за полувека, ни одно из них полностью не закончено разведкой, т.к. нет обоснованной концептуальной модели строения с достоверно определённым контуром продуктивности для подсчета запасов. Таким образом, учитывая огромные площади распространения и перспективность нетрадиционных отложений, изучение строения и условий формирования залежей баженовского горизонта, как одного из перспективных (пропущенных) объектов для восполнения минерально-сырьевой базы в развитых нефтедобывающих районах является актуальной задачей.

В результате проведенных работ выявлена генетическая природа коллекторов, определены минералы индикаторы зрелости измененных пород за счет гидротермальнометасоматических процессов и обосновано влияние эпигенеза на битуминозные породы баженовского горизонта на примере Пальяновской площади Красноленинского месторождения.

Использование выявленных генетических особенностей развития коллекторов нетрадиционного типа в баженовском горизонте с наличием свободной нефти и методики картирования перспективных зон позволило спрогнозировать и оконтурить наиболее перспективные площади в пределах центральной части Фроловской и Красноленинской НГО.

Возможности применения метода и его эффективность показаны на региональных моделях в пределах центральной части Фроловской и Красноленинской НГО, с элементами детальных исследований на Пальяновском ЛУ. Исследования в разрезе бассейна выявили наличие наиболее «горячих» участков с повышенным нефтегенерационным потенциалом, что полностью изменило стратегию поисков перспективных участков в баженовском горизонте.

Полученные в ходе исследования результаты могут быть использованы в дальнейшем для прогноза распространения нетрадиционных коллекторов с наличием свободной нефти

баженовского горизонта на территории Западно-Сибирского НГБ с целью определения перспективных участков и постановки поисково-разведочного бурения на новых территориях с высоким потенциалом открытия новых залежей, а также для поиска пропущенных объектов в пробуренном фонде скважин.

Степень разработанности исследуемого направления

Изучением нефтеносности баженовского горизонта занимались многие научные коллективы и организации в России: ВНИГНИ, ЗапСибНИГНИ, ИНГГ СО РАН, СибНИИНП, СНИИГГиМС, ИГИРГИ, МГУ и др. Направление разрабатывается очень давно, существуют десятки гипотез формирования пустотного пространства, типов ловушек и перспективных зон развития коллекторов в баженовском горизонте.

Все исследователи отчасти правы, т.к. изучали баженовский горизонт на свой площади, а объединения результатов не последовало еще долгие годы. Модели залежи чаще рассматривали с точки зрения осадочно-миграционной теории Н.Б. Вассоевича, не учитывая тот факт, что коллектор является вторичным, сформированным внутри комплекса в результате созревания ОВ при эпигенезе сингенетичными углеводородами, образуя локализованные по площади спорадически развитые коллекторы.

Одна из первой и приемлемой гипотезой формирования залежей свободной нефти в баженовском горизонте, описанная в 1978 году С.Г. Красновым, М.Д. Хуторским, модель перспективных участков в результате созревания ОВ, где показано, как влияют интрузии в фундаменте Западно-Сибирской плиты на нефтеносность баженовской свиты.

Модель коллектора И.И. Нестерова и др., основана на выводах, что коллектором нефти служат листовые и тонкослоистые битуминозные глины (бажениты). Емкостные свойства связаны с наличием многочисленных, большей частью горизонтальных микротрещин, параллельных друг другу [97].

В модели коллектора представленной В.П. Соничем, К.С. Юсупова и др. были выделены трещинные коллекторы в микрослоистых глинах, радиоляритах, а мергели и известняки по существу являются экранами, протяженность линз 0,6 – 3 км., в большинстве случаев линзы не связаны между собой, толщина тел – 10-15% от общей толщины пласта.

Модель зрелости НАЦ РН им. В.И. Шпильмана основана на модели погружения и зрелости OB. Оценка учитывает объёмы OB, наличие аномальных температур и давлений, способствующих генерации УВ. В качестве коллектора рассматривают радиоляриты и карбонатизированные трещиноватые пропластки. Пустотность коллекторов в баженовском горизонте может быть поровой, межкристаллической, трещинно-каверновой и органической. При большом исходном содержании OB, с увеличением зрелости OB до MK3, вклад органической пористости в общее поровое пространство может достигать 50% от объема OB. [58-67]

Тектоно-гидротермальная модель М.Ю. Зубкова (2002 г.) состоит в способе прогноза пород-коллекторов трещиноватого типа в различных литотипах пород осадочного чехла, в которых под действием тектонических напряжений возможно формирование вторичных коллекторов. В способе рассматривается только тектоническая составляющая, связывая вторичные процессы образования коллекторов с тектоническими напряжениями, возникшими в результате роста структур.

Принципиальная схема строения резервуара нефти и газа в погребенном палеорифте Западной Сибири, рассмотренная Коробовым А.Д. (2011 г.), основана на выводах, что залежи углеводородов в битуминозных глинистых отложениях (нетрадиционных коллекторах баженовской свиты) определены по совпадению отрицательных аномалий магнитного и гравитационного полей, в результате которого выявляют наличие кислых экструзивных куполов в породах фундамента, которые обеспечивают за счет гидротермальной проработки дополнительный прогрев и зрелость ОВ. Гипотеза указывает на физические параметры явления и возможный способ картирования распространения перспективных областей.

Модель порового пространства и насыщающих флюидов для пород баженовской свиты [52], разработанная Калмыковым Г.А. в 2015 г., является одной из самых прорывных. В модели отражена структура порового пространства, а также показаны углеводородные соединения, заполняющие поровое пространство различающиеся по подвижности. Отмечено, что в баженовском горизонте микронефть образуется за счет собственного OB, являющегося одним из основных компонентов пород, где присутствуют одновременно: кероген, углеводородные соединения, физически связанные с керогеном или минеральной матрицей, а также свободные углеводородные соединения, образующие скопления подвижной и запечатанной нефти. Соотношение типов пустот в объеме породы определяется литологическим составом и катагенетической преобразованностью, в которой особую роль играет тектоно-гидротермальная проработка. В результате в баженовском горизонте УВ соединения отнести к ресурсам.

Таким образом, модели коллекторов баженовского горизонта можно разделить на три группы по процессам формирования: 1) преобразование органического вещества и нефтегенерация; 2) преобразования минеральной части пород, неравномерное уплотнение осадка, чередование слойков различного минерального состава, вторичное минералообразование и 3) трещинно-каверновые коллекторы, образованные в результате

средне- и высокотемпературных гидротермальных флюидов. Следует отметить, исследователями признается, что коллекторы пласта БГ вторичные.

Отложения баженовского горизонта, исходя из площадного распространения нефтенасыщенных толщин относят к резервуарам непрерывного типа, что связано с достаточно низким уровнем их изученности, несмотря на их региональное распространение. По выделению перспективных площадей распространения коллекторов с подвижными УВ определены три механизма: 1) области трещиноватости (стрессово-деформационное влияние в напряженных зонах); 2) области с повышенными значениями зрелости OB; 3) области развития интрузивных тел кислого состава (гидротермальные процессы).

Ни одна из известных моделей не нашла своего полного подтверждения, проблема прогноза нефтегазоносности баженовского горизонта заключается именно в отсутствии обоснованной методики картирования в них залежей подвижных УВ. Оконтуривание залежей производится по данным скважинной информации и находится в прямой зависимости от изученности исследуемого объекта бурением.

В представленной работе показан механизм преобразования минеральной матрицы и части органического вещества при гидротермальных процессах, а также на минералогическом уровне при эпигенетических процессах перераспределение элементов и как результат - образование вторичной пустотности. Определены основные параметры, для прогноза залежей в баженовском горизонте с подвижными УВ.

Таким образом, предложенный метод картирования перспективных площадей в настоящей работе с учетом дифференциации по степени подвижности УВ, рассмотренной в методике интерпретации коллекторов по разрезу в диссертационной работе Г.А. Калмыкова, определит объем нефтенасыщенных пород с элементами прогнозирования. Результаты комплексирования данных в дальнейшем можно использовать при подсчете запасов и ресурсов нефти сложнопостроенных залежей баженовского горизонта, сократив часть принятых допущений.

Цель работы состоит в выявлении ключевых критериев перспективности, обусловливающих локализацию площадей нефтеносности баженовского горизонта с наличием свободной нефти (подвижных УВ) и способах оконтуривания перспективных площадей.

Задачи:

1. Анализ ранее выполненных геолого-геофизических работ с выявленными критериями перспективности для отложений баженовского горизонта;

2. Обобщение материалов и верификация данных с установленной нефтеносностью в отложениях баженовского горизонта Центральной части Западно-Сибирского бассейна в Красноленинской и Фроловской нефтегазоносных областях;

3. Определение геологических факторов, влияющих на ключевые критерии перспективности баженовского горизонта с наличием свободной нефти (подвижных УВ) на примере центральной части Западно-Сибирского бассейна в Красноленинской и Фроловской нефтегазоносных областях – изучение вещественного состава фундамента и результатов переинтерпретации методов потенциальных полей;

 Определение генезиса залежей свободной нефти в баженовском горизонте на основе минералогического исследования кернового материала и комплексирования геологогеофизической информации по скважинам Пальяновского ЛУ;

5. Оконтуривание перспективных участков по комплексу данных: потенциальных полей, сейсморазведочных работ и литологических исследований в Красноленинской и Фроловской нефтегазоносных областях.

Поставленные задачи позволят определить основные факторы, контролирующие продуктивность отложений баженовского горизонта изучаемого региона, а также выявить основные методы геолого-геофизических исследований, с помощью которых возможно определить границы залежей с подвижными УВ и уточнить методические рекомендации по подсчету запасов нетрадиционных коллекторов баженовского горизонта.

Объект и предмет исследования. Объектом данного исследования являются отложения баженовского горизонта Красноленинского и Фроловского НГО, Западно-Сибирской НГБ. Предмет исследования - выявление перспективных площадей в баженовском горизонте.

Фактический материал, методы исследования, личный вклад автора. В основу работы положены геолого-геофизические материалы, собранные автором в 2010-2018 гг., в которые входили: региональные и детальные сейсморазведочные данные; результаты гравиметрических И магнитометрических исследований; скважинные данные; опубликованные результаты региональных исследований по суммарному содержанию органического углерода и степени катагенеза органического вещества нефтематеринских формаций (баженовский горизонт); результаты опробования скважин в интервале баженовской свиты; карты вещественного состава фундамента, детальное описание и минералогические исследования В интервалах баженовского керна горизонта. Систематизированные проинтерпретированные автором И региональные геологогеофизические данные рассматривались на территории Красноленинской и Фроловской нефтегазоносных областях, а детальные исследования керна на площадях Пальяновского (7 скважин), Салымского 2 (1 скважина) и Вынгаяхинского ЛУ (2 скважины). Специфика работ на Пальяновской площади заключалась в петрографическом описании шлифов, выполнены рентгенофазовый анализ природных образцов и рентгенофазовый анализ тонких фракций (менее 0,001 мм), а также бензольная (хлороформная) обработка битуминозных пород.

Защищаемые положения:

1. Латеральная неоднородность продуктивности в баженовском горизонте связана с повышенной зрелостью OB, определяемой локальным проявлением гидротермальных процессов, индикатором которых является аутигенный доломит

2. Источниками подвижного магния для образования аутигенного доломита являются карбонатный материал остатков водорослей и железомагнезиальный хлорит и доломит, входящие в состав сланцев фундамента;

3. Основными благоприятными факторами для формирования залежей свободной нефти в баженовском горизонте являются зоны влияния тектоно-гидротермальных систем в области развития интрузивных тел, а также области выклинивания нижнеюрской покрышки.

Научная новизна. Научная новизна исследования связана с определением генетических особенностей нетрадиционных коллекторов, а также способами интерпретации контуров продуктивности отложений баженовского горизонта с наличием свободной нефти. В результате исследования получены следующие результаты, характеризующиеся научной новизной:

- впервые выявлены геолого-геофизические процессы, влияющие на формирование нетрадиционных залежей свободной (подвижной) нефти в баженовском горизонте;

- установлено, что на повышение степени зрелости ОВ и формирование залежей свободной нефти в баженовском горизонте, непосредственно повлияли унаследованные гидротермальные системы;

- впервые установлен интегральный контур залежей свободной (подвижной) нефти в баженовском горизонте, в зависимости от строения осадочного чехла и вещественного состава фундамента, рассмотрены геолого-геофизические условия их экранирования;

- рассмотрены модели формирования залежей свободной нефти в баженовском горизонте открытой и закрытой углеводородной системы;

установлены парагенетические процессы на минералогическом уровне формирования
и скопления свободной (подвижной) нефти в отложениях баженовского горизонта на
Пальяновской площади;

-определены источники магния для формирования аутигенного доломита во вторичных коллекторах (доломитизированных пропластках) в отложениях баженовской свиты на Пальяновской площади;

- выполнен региональный прогноз распространения залежей в отложениях баженовского горизонта и подкреплен данными верификации распространения перспективных объектов в пределах Красноленинской и Фроловской нефтегазоносных областях по результатам обобщения геолого-геофизической информации;

- разработаны новые методические приемы картирования ловушек нетрадиционных залежей в отложениях баженовского горизонта по материалам площадных грави- и магнитометрических исследований, сейсморазведочных работ МОВ ОГТ и бурения, в основу которых положены геолого-физические процессы, влияющие на образование залежей нетрадиционного типа;

- впервые определена формула расчета коэффициента успешности для выявления залежей свободной нефти в нетрадиционных коллекторах.

Теоретическая и практическая значимость. В работе обоснованы генетические особенности изучаемых отложений, что создает возможности использования геофизических методов потенциальных полей в комплексе с сейсмическими исследованиями для целей прогноза и оконтуривания перспективных геологических объектов. На основании полученных результатов тонкого минералогического анализа выявлен минерал-индикатор проявления зрелости ОВ при образовании коллекторов в отложениях баженовского горизонта, что позволяет достовернее интерпретировать перспективные толщины отложений. Разработанные новые методические приемы картирования ловушек нетрадиционных залежей в отложениях баженовского горизонта, в основу которых положены геолого-физические и геохимические процессы, влияющие на образование залежей нетрадиционного типа, характеризуются инвариантностью по отношению к нетрадиционным объектам исследования, что позволяет тиражировать результаты на других месторождениях и других нефтегазоносных бассейнах с учетом специфики геолого-геофизических условий.

Предлагаемая методика картирования перспективных площадей представляет практическую значимость и позволяет перейти к количественному анализу и прогнозу перспективных отложений, что ранее имело условный характер с допущениями.

Практическая значимость регионально-локального прогноза связана с получением новых сведений о генезисе и строении перспективных отложений баженовского комплекса изучаемого региона.

Полученные результаты распространены на Красноленинский и Фроловский нефтегазоносные области и на ЛУ в зоне интереса ГПН, что позволило оконтурить перспективные объекты с подвижными УВ в баженовском горизонте на основании выявленных генетических особенностей. Обоснованные контуры продуктивности

перспективных участков обеспечивают планирование дальнейших геологоразведочных работ в регионе с высоким потенциалом подтверждения наличия подвижных УВ.

Апробация и реализация результатов работы. Степень достоверности. Апробация выполнена на ряде месторождений компании ПАО «Газпром нефть». Использование полученных результатов осуществлялось как на стадии построения концептуальной геологической модели пласта, так и на этапе геологоразведочных работ и мониторинга бурения.

исследований, определения Результаты выполненные автором, с целью распространения залежей свободной (подвижной) нефти в баженовском горизонте, использованы при решении производственных задач, планировании поискового и разведочного бурения на территории деятельности ПАО «Газпром нефть», а также ранжирования территории по привлекательности лицензионных участков для расширения минерально-сырьевой базы предприятия. Определение генезиса коллекторов в баженовском горизонте и выявление основных критериев перспективности залежей свободной (подвижной) нефти, за счет осуществления целенаправленности геолого-геофизических исследований позволяет сократить объемы исследований и поисково-разведочного бурения, а также определяют вектор оптимального комплекса технологии разработки.

Наиболее значительные результаты по результатам обобщения геолого-геофизической информации получены в пределах Красноленинской и Фроловской нефтегазоносных областях, а именно на следующих ЛУ:

• Пальяновский ЛУ – построена концептуальная модель по данным исследования керна 7 скважин. По результатам исследования успешно пробурено более 5 скважин;

• Вынгаяхинский ЛУ – выявлен интегральный контур продуктивности баженовского горизонта по данным переинтерпретации потенциальных полей. По результатам исследования успешно пробурена 1 горизонтальная скважина;

• Нялинский ЛУ, Панлорский ЛУ, Салымский 2 ЛУ – построение интегрального контура продуктивности пласта по данным переинтерпретации геолого-геофизического материала. Выявлены перспективные области под постановку мероприятий ГРР.

Разработка технологии прогноза залежей нетрадиционного типа включена в технологическую стратегию развития Компании ПАО «Газпром нефть». Тиражирование технологии проводится для отложений доманикового типа с учетом геолого-геофизических особенностей, характерных только для этого типа отложений.

По теме диссертации опубликовано 17 работ, из них 9 статей в изданиях, рекомендованных ВАК при Минобрнауки РФ. Также по теме диссертации опубликованы 2 патента.

Основные положения диссертационной работы докладывались на 7 российских и международных конференциях.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 7 глав и заключения. Объем работы составляет 184 страницы, она содержит 7 таблиц, 90 иллюстраций; список использованной литературы включает 133 наименований.

В первой главе на основе имеющихся литературных данных показаны основные гипотезы формирования коллекторов в баженовском горизонте и степень разработанности данного направления, во второй главе показана геолого-геофизическая изученность, в третьей главе выполнен краткий обзор сланцевых месторождений мира и показано сопоставление по геолого-физическим и геохимическим характеристикам с баженовским горизонтам. В четвертой главе выполнено детальное геологическое описание объекта исследования, показаны новые методы исследования геохимических и геомеханических параметров, а также показана методика выделения перспективных зон с наличием подвижного флюида и даны рекомендации по комплексу площадных исследований для их картирования. В пятой главе определен генезис нетрадиционных залежей в баженовском горизонте и показан минералогенез на примере изучаемого локального участка, определен минералиндикатор катагенетической преобразованности. В шестой главе определены источники подвижного магния. В седьмой главе даны рекомендации при помощи потенциальных полей и сейсморазведочных работ для оконтуривания объектов с наличием подвижных УВ, которая составляет основу модели, использованной при планировании бурения. Результаты верификации данных и бурения показывают высокую степень достоверности прогноза и подтверждают построенную модель. Положительный результат тиражирован на площадях Красноленинской и Фроловской нефтегазоносных областях с целью регионального изучения перспективности баженовского горизонта.

Благодарности. Автор выражает признательность за помощь и поддержку директору по науке ПАО «Газпром нефть», доктору техн. наук, профессору М.М. Хасанову; генеральному директору ООО «Газпромнефть НТЦ», Директору Дирекции ГРР и РРБ А.А. Вашкевичу, доктору техн. наук, профессору, генеральному директору ООО «Технологический Центр Бажен» К.В. Стрижневу, исполнительному директору по проектно-функциональному обеспечению блока ГРР и РРБ ООО «Газпромнефть НТЦ», к.г.-м.н. В.А. Шашелю; начальнику департамента региональных работ ООО «Газпромнефть НТЦ» О.А. Захаровой, начальнику департамента планирования и сопровождения ГРР ООО «Газпромнефть НТЦ» В.В. Жукову, ученому секретарю Э.Р. Керимовой.

Невероятную благодарность выражаю А.В. Ступаковой - доктору г.-м.н., профессору, зав. кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых геологического ф-та МГУ, за помощь в стратегической направленности в изложении работы.

Особую благодарность за неравнодушие и неоценимую помощь в работе выражаю своему научному руководителю – доктору г.-м.н., профессору МГУ- Г.А. Калмыкову.

За неоценимый вклад в развитие исследований по выбранному направлению - доктору г.-м.н., профессору Саратовского национального исследовательского университета, А.Д. Коробову, без помощи которого не удалось бы написать работу. Отдельная благодарность доктору геол.- мин. наук, профессору кафедры общей геологии и полезных ископаемых СГУ Я.А. Рихтеру, кандидату г.-м.н. Е.Ф. Ахлестиной и научному сотруднику О.Ю. Андрушкевичу. Доктору г.-м.н., профессору Казанского (Приволжского) Федерального университета В.П. Морозову. Выражаю благодарность О.В. Постниковой доктору г-мин. наук, кафедры литологии РГУНГ. Доктору т. н. Ю.А. Попову и к.г.-м.н. Н.Н. Богданович Сколковский институт технологий, а также всем коллегам, выполнявшим лабораторные исследования в МГУ, СГУ, КФУ, Сколково.

Особая благодарность к.г.-м.н. Е.А. Жуковской за помощь в макроописании керна. Выражаю благодарность своим коллегам, которые помогали в осуществлении практической реализации моих идей – В.О. Демо, И.А. Карпову, Н.В. Морозову, к.г.-м.н. Ф.Р. Грабовской, С.И. Чекмареву, Т.Н. Шевчуку, А.В. Олюнину, В.Ю. Демину, Д.Ю. Калачевой., доктору г.м.н. М.А. Тугаровой, к.г.-м.н. А.Д. Алексееву, к.т.н. А.С. Чинарову, И.Г. Шабакаеву, Н.Ю. Гребенкиной. Особую благодарность автор выражает членам своей семьи и друзьям за терпение, понимание и неоценимую поддержку.

1. СТЕПЕНЬ РАЗРАБОТАННОСТИ ИССЛЕДУЕМОГО НАПРАВЛЕНИЯ. ГИПОТЕЗЫ ФОРМИРОВАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ В БАЖЕНОВСКОМ ГОРИЗОНТЕ.

Изучением геологического строения и нефтеносности БС, занимались с момента получения первых притоков нефти многие научные коллективы и организации СССР и РФ: ВНИГНИ, ЗапСибНИГНИ, ИНГГ СО РАН, СибНИИНП, СНИИГГиМС, ИГИРГИ, МГУ и др.

Большой вклад в вопросы образования коллектора, минерального состава и литологии, геохимических процессов преобразования органического вещества, преобразования пород баженовского горизонта внесены В.И. Белкиным, И.И. Нестеровым, Гурари, А.Г.,,, Н.П. Запиваловым, Ю.В. Брадучаном, Э.Я. Вайцем, Ф.Г., Замирайловой, Ю.Н. Заниным, В.А. Захаровым, М.С. Зонн, М.Ю. Зубковым, Д.Ю. Давыдовым, В.А. Казаненковым, Е.Е. Карнюшиной, Л.П. Климушкиной, Т.Т. Клубовой, А.Э. Конторовичем, М.В. Корж, М.А. Беляковым, Ф.Я. Боркуном, Н.И. Коробовой, Т.А. Коровиной, В.О. Красавчиковым, Л.А. Кролем, Е.П. Кропотовой, Л.Д. Малюшко, А.В. Матигоровым, Е.Н. Махневой, В.Н. Меленевским, М.С. Месежниковым, С.И. Филиной, Г.Н. Перозио, И.И. Плуманом, А.В. Постниковым, О.В. Постниковой, Е.А. Предтеченской, В.В. Сапьяником, В.П. Соничем, В.Я. И.И. Ушатинским, И.В. Федорцовым, В.Г. Эдер, Л.С. Ямковой, Г.П. Мясниковой, О.М. Нелепченко, А.П. Соколовским, Л.А.Толстовым, А.А. Трофимуком, А.Н. Фоминым, В.В. Хабаровым, Э.М. Халимовым, А.Д.Коробовым, Г.А.Калмыковым и др.

Направление разрабатывается очень давно, существуют десятки гипотез формирования пустотного пространства, типов ловушек и перспективных зон развития коллекторов в баженовском горизонте. Часть из них представлены в таблице 1.

Все исследователи отчасти правы, т.к. изучали баженовский горизонт на свой площади, а объединения результатов не последовало еще долгие годы. Модели залежи чаще рассматривали с точки зрения осадочно-миграционной теории Н.Б. Вассоевича, не учитывая тот факт, что коллектор является вторичным, сформированным внутри комплекса в результате созревания ОВ при эпигенезе сингенетичными углеводородами, образуя локализованные по площади спорадически развитые коллекторы.

Одна из первой и приемлемой гипотезой формирования залежей свободной нефти в баженовском горизонте, описанная в 1978 году С.Г. Красновым, М, Д, Хуторским, модель перспективных участков в результате созревания ОВ, где показано, как влияют интрузии в фундаменте Западно-Сибирской плиты на нефтеносность баженовской свиты [121].

Модель коллектора И.И. Нестерова и др., основана на выводах, что коллектором нефти служат листовые и тонкослоистые битуминозные глины (бажениты). Емкостные свойства связаны с наличием многочисленных, большей частью горизонтальных микротрещин, параллельных друг другу [97].

В модели коллектора представленной В.П. Соничем, К.С. Юсупова и др. были выделены трещинные коллекторы в микрослоистых глинах, радиоляритах, а мергели и известняки по существу являются экранами, протяженность линз 0,6 – 3 км., в большинстве случаев линзы не связаны между собой, толщина тел – 10-15% от общей толщины пласта.

Модель зрелости НАЦ РН им. В.И. Шпильмана основана на модели погружения и зрелости ОВ. Оценка учитывает объёмы ОВ, наличие аномальных температур и давлений, способствующих генерации УВ. В качестве коллектора рассматривают радиоляриты и карбонатизированные трещиноватые пропластки. Пустотность коллекторов в баженовском горизонте может быть поровой, межкристаллической, трещинно-каверновой и органической. При большом исходном содержании ОВ, с увеличением зрелости ОВ до МКЗ, вклад органической пористости в общее поровое пространство может достигать 50% от объема ОВ [59].

Тектоно-гидротермальная модель М.Ю. Зубкова (2002 г. [49]) опубликована в способе прогноза пород-коллекторов трещиноватого типа в различных литотипах пород осадочного чехла, в которых под действием тектонических напряжений возможно формирование вторичных коллекторов [49]. В способе рассматривается только тектоническая составляющая, связывая вторичные процессы образования коллекторов с тектоническими напряжениями, возникшими в результате роста структур.

Принципиальная схема строения резервуара нефти и газа в погребенном палеорифте Западной Сибири рассмотренная Коробовым А.Д. в 2011 г. [78], основана на выводах, что залежи углеводородов в битуминозных глинистых отложениях (нетрадиционных коллекторах баженовской свиты) определены по совпадению отрицательных аномалий магнитного и гравитационного полей, в результате которого выявляют наличие кислых экструзивных куполов в породах фундамента, которые обеспечивают за счет гидротермальной проработки дополнительный прогрев и зрелость ОВ. Гипотеза указывает на физические параметры явления и возможный способ картирования распространения перспективных областей. Недостатком способа является то, что, он не учитывает строение всего осадочного чехла, в частности, распространение региональных и локальных покрышек, которые сдерживают движение гидротермальных растворов по вертикали, с учетом только вертикального движения флюида, в результате моделируя фильтрационные потоки без учета движения по латерали, что усиливает их влияние в областях выклинивания покрышки для нижнеюрского комплекса по разломам. Модель показывает ограничения распространения залежей нефти по площади.

Модель порового пространства и насыщающих флюидов для пород баженовской свиты разработанная Калмыковым Г.А. в 2016 г. [52] является одной из самых прорывных. В модели отражена структура порового пространства, а также показаны углеводородные соединения, заполняющие поровое пространство различающиеся по подвижности [52]. В баженовском горизонте микронефть образуется за счет собственного OB, являющегося одним из основных компонентов пород, где присутствуют одновременно: кероген, углеводородные соединения, физически связанные с керогеном или минеральной матрицей, а также свободные углеводородные соединения, образующие скопления подвижной и запечатанной нефти [52]. Емкостное пространство пород БС определяется соотношением пустот растворения (микрокаверны), перекристаллизации (межкристаллические, межагрегатные пространства), пор в керогене, трещин и микротрещин. Соотношение типов пустот в объеме породы определяется литологическим составом и ее катагенетической преобразованностью, в которой особую роль играет тектоно-гидротермальная проработка [52].

В результате в баженовском горизонте УВ соединения по подвижности можно разделить на геологические запасы свободной нефти, а все остальные УВ соединения отнести к ресурсам. Также было установлено, что из пород баженовского горизонта можно извлекать «синтетическую» нефть путем деструкции керогена, которую можно отнести к третьему типу предлагаемых к подсчету объемов УВ соединений [52].

Модель порового пространства и насыщающих флюидов для пород баженовской свиты разработанная Калмыковым Г.А. в 2015 г. (Таблица 1) определяет для всех горных пород, полный объем V породы складывается из объема твердой фазы и общей пористости. Как открытые, так и закрытые поры расположены в породе между отдельными кристаллами (межкристаллическая пористость), компонентами на границе «кероген- минеральный скелет» (межкомпонентная пористость) или непосредственно в керогене. Открытая пористость может быть заполнена как подвижными, так и неподвижными соединениями. Открытая пористость сообщающихся пор, заполненная свободными подвижными УВ, относится в нашей терминологии к динамической пористости. К неподвижным соединениям относятся физически связанные УВ и ГАС на границе «пора-твердая фаза», а также связанная вода глинистых минералов и гидрофильных капилляров - открытая пористость, заполненная физически связанными УВ и ГАС [52].

УВ соединения в динамической пористости формируют геологические запасы подвижной нефти БС. Все остальные УВ соединения, находящиеся в поровом пространстве, относятся к ресурсам. Это высвобождаемые углеводородные соединения. В результате исследований было установлено, что из пород БС можно извлекать «синтетическую» нефть путем деструкции керогена. Объем «синтетической» нефти относится к третьему типу предлагаемых к подсчету объемов УВС.

В разное время предлагались различные методики подсчета запасов Э.М. Халимовым (1984 г.), Ф.Я. Боркуном, В.П. Соничем и др. (СибНИИНП, 1985 г.), В.В. Мормышевым

(СибНИИНП, 1985 г.), М.Н. Кочетовым, В.П. Соничем, А.Я. Фурсовым и др. (ВНИИ и СибНИИНП, 1986 г.), И.И. Нестеровым, Б.Н. Льянковым (ЗапСибНИГНИ, 1986 г.), А.Г. Телишев, В.П. Сонич (СибНИИНП, 1986 г.), А.Я. Фурсовым, Б.Ю. Вендельштейном, Ю.В. Ляпуновым, А.В. Постниковым, Е.В. Постниковым (2007). Долгое время применялась методика подсчета запасов для отложений баженовского горизонта, где принималось условно принятая эффективная толщина пласта и соответствовала 1/3 от общей толщины пласта. В настоящее время на апробации находится временное методическое руководство под редакцией И.В. Шпурова, А.В. Шпильмана, Шиманского В.В., и др. 2017 г. [25]. Из-за сложного строения объекта подсчета время на апробацию продлено до осени 2020 г.

В таблице (**Таблица 1**) показаны основные рассматриваемые гипотезы по формированию коллекторов в баженовском горизонте с кратким описанием.

1	Модель коллектора И.И. Нестерова и др.	Коллектором нефти служат листовые и тонкослоистые битуминозные глины (бажениты). Емкостные свойства связаны с наличием многочисленных, большей частью горизонтальных микротрещин, параллельных друг другу [94]. <i>А – коллектор – «рыхлый» баженит; Б – «матрица» - плотный баженит; В – покрышка – массивные глинистые породы.</i> <i>1 – нефть; 2 - органическое вещество; 3 – вмещающие породы – массивные битуминозные глины; 4 – трещины</i>
2	Модель коллектора В.К. Федорцова и В.Н. Нестерова и В.Н. 1 2	автонефтегазоразрыва; Основным аккумулятором нефти являются тонкие поры и сеть микротрещин (1) в блоках породы. Крупные трещины (2) являются флюидопроводящими каналами. В процессе эксплуатации происходит подпитка каналов нефтью из матрицы породы (разница давлении несколько МПа []).
3	Модель коллектора В.П. Сонича, К.С. Юсупова и др. 1 2 3 4	Основным трещинным коллектором являются микрослоистые глины (1). Радиоляриты (2), мергели (3), известняки (4) по существу являются экранами. Протяженность линз 0,6 – 3 км. В большинстве случаев линзы не связаны между собой. Толщина тел – 10-15% от общей мощности пласта.

Таблица 1 - Гипотезы формирования коллекторов в баженовском горизонте с кратким описанием

4	Модель залежи М.В. Коржа, Т.Т. Клубовой, Б.В.	Нефтеносность связана с зонами
	Корнеева	разуплотнения в пограничных территориях
		между крупными тектоническими структурами.
5	Молель залежи В.И. Белкиной. Е.П. Ефремова.	Лва типа резервуара:
-	Н.Д. Каптелина	1. Линзовидные ловушки в БС
	1 2	2. Пласт кавернозного коллектора в нижнем экзоконтакте БС. Трещиноватость развита слабо.
6	Модель совместных типов (А.М. Халимов и В.С.	
		Коллекторами являются: 1. Листоватые трещиноватые глинисто- кремнистые породы; 2. Карбонатные породы с трещинной и кавернозно-трещинной пористостью; 3.Алевролитово-песчаные породы «аномальных разрезов» [132].
7	Модель трещиноватости Глухманчука Е.Д. ОАО	Зоны максимальной нефтеносности
	«Центр геологического моделирования»	приурочены к коридорам трещиноватости
	Концепция выделения зон трещиноватости	выделяемых по сейсмическим данным и результатам геомеханического моделирования. Методика на основе структурно- деформационного анализа по материалам сейсморазведки ЗД выделяются зоны максимальной нефтеносности, приуроченные к коридорам трещиноватости.
8	Модель зрелости НАЦ РН им. Шпильмана и	Оценка учитывает объёмы ОВ, наличие
	других исследователей	аномальных температур и давлений, способствующих генерации УВ. В качестве коллектора выступают радиоляриты и карбонатизированные трещиноватые пропластки [93].



13	Принципиальная схема строения резервуара нефти и газа в погребенном палеорифте Западной Сибири (Коробов А.Д.) 2011 г.	Залежи углеводородов в битуминозных глинистых отложениях (нетрадиционных коллекторах баженовской свиты) определены по совпадению отрицательных аномалий магнитного и гравитационного полей, в результате которого выявляют наличие кислых экструзивных куполов в породах фундамента, которые обеспечивают за счет гидротермальной проработки дополнительный прогрев и зрелость OB.
14	Модель порового пространства и насыщающих смонидов в баженовском горизонте (МГУ 2015 г. калмыков Г.А.)	В баженовском горизонте микронефть образуется за счет собственного OB, являющегося одним из основных компонентов пород. Подвижность нефти зависит от связанности пустотного пространства и степени зрелости OB. Именно этим объясняется необходимость создания нетрадиционного подхода к изучению, оценке и подсчету запасов и ресурсов технологически извлекаемой нефти из БС.
15	Данные УПНЗ Газпромнефть НТЦ 2016 г Алексеев А.Д. Нефтяной потенциал пиролиза УВ ЕК (своб. нефть в сообщ пустотах) УВ ЕК (своб. нефть в сообщ пустотах) УВ технологически стимулируемых пород (св. нефть в несообщ, или слабо связанных пустотах) (связанная (сорбированная) с ОВ нефть)	Баженовский горизонт – гибридный резервуар, в котором может одновременно присутствовать несколько видов запасов и ресурсов. Дифференциация запасов и ресурсов очень удобна для оценки добычного потенциала баженовского горизонта, а при наличии методов их локализации в разрезах скважин и по площади будет способствовать наращиванию добычи.
16	ФГУП ЗапСибНИИГТ. Ф.Я. Боркун, Ю.А. Цымбалюк, и др. Зависимость среднего	Стрессово-деформационное влияние становилось причиной появления в
	коэффициента трещиноватости от dip.	напряженных зонах повышенной трещиноватости и разрывных нарушений. Трещиноватость кремнистых и карбонатных пород создает общую фильтрационную систему. В результате выявлена зависимость, которая позволяет уверенно говорить о том, что тектоногенез оказывает непосредственное влияние для образования коллекторов трещинно- кавернозного типа в верхнеюрских отложениях.

1.1 Модели образования трещиноватости

В качестве основного нефтесодержащего объема в основном исследователи рассматривают трещинную емкость. Точки зрения по вопросу модели образования трещиноватости достаточно схожи:

Г.Р. Новиков, Ф.К. Салманов и А.В. Тян одни из первых высказали точку зрения «О приуроченности притоков нефти в баженовской свите к зонам повышенной трещиноватости».

Ф.Г. Гурари, 1974 «Образование трещиноватости обусловлено расслоением пород под действием АВПД в процессе нефтегазообразования»,

И.И. Нестеров, 1979 «Образование трещиноватости обусловлено преобразованием линз органического вещества в емкости, заполненных нефтью.»,

М.В. Корж, С.И. Филина, 1980 «Трещинный коллектор образовался в результате разрыва замкнутой системы пород с АВПД вновь образованными жидкими углеводородами»,

Е.Д. Глухманчука 2012 г. «Зоны максимальной нефтеносности приурочены к коридорам трещиноватости выделяемых по сейсмическим данным и результатам геомеханического моделирования. Методика на основе структурно-деформационного анализа по материалам сейсморазведки ЗД выделяются зоны максимальной нефтеносности, приуроченные к коридорам трещиноватости (вся площадь месторождения покрыта системой зон трещиноватости, связанных с процессами сжатия и растяжения в результате неотектонических процессов)».

Ю.А. Цымбалюк, Ф.Я. Боркун, и др. (ФГУП ЗапСибНИИГГ) 2016 г. «Флексурные градиентные зоны, фиксируемые в прибортовых, склоновых частях сводов, в наибольшей степени подвергались деформационным воздействиям разрывного характера. Стрессоводеформационное влияние становилось причиной появления в напряженных зонах повышенной трещиноватости и разрывных нарушений. В тектонически сложных структурных элементах особенно четко проявляется роль трещин в формировании фильтрационных свойств карбонатных и кремнистых, наименее пластичных, пород в верхнеюрских отложениях, где они являются основными путями фильтрации флюидов».

Выводы.

Рассмотренные ранее модели коллекторов баженовского горизонта согласно литературным данным можно разделить на три группы [52], где в качестве главного механизма формирования коллектора рассматриваются следующие процессы: 1) преобразование органического вещества и нефтегенерация [67, 68]; 2) преобразования минеральной части пород, неравномерное уплотнение осадка, чередование слойков различного минерального состава, вторичное минералообразование [48] и 3) трещинно-каверновые коллекторы

сформированные в результате средне- и высокотемпературных гидротермальных флюидов [50, 78, 44]. Несмотря на различие в выделении управляющих механизмов формирования скоплений нефти, исследователями однозначно признается, что коллекторы пласта Ю0 вторичные [52, 126].

Нефтенасыщенные толщины в отложениях баженовской свиты не представляется возможным отнести к какому-либо типу залежей, (термин залежь в данном случае принят достаточно условно – под ним понимается непрерывное площадное распространение нефтенасыщенных толщин), что связано с достаточно низким уровнем их изученности, не смотря на их региональное распространение [52].

Ни одна из известных моделей не нашла своего полного подтверждения.

В настоящее время проблема нефтегазоносности баженовского горизонта заключается именно в отсутствии обоснованной методики картирования в них залежей подвижных УВ. Оконтуривание залежей производится по данным скважинной информации и находится в прямой зависимости от изученности исследуемого объекта бурением.

В представленной работе показан механизм преобразования минеральной матрицы и части органического вещества при гидротермальных процессах, а также на минералогическом уровне при эпигенетических процессах перераспределение элементов и как результат - образование вторичной пустотности. Определены основные параметры, для прогноза залежей в баженовском горизонте с подвижными УВ.

Таким образом, предложенный метод картирования перспективных площадей в настоящей работе с учетом дифференциации по степени подвижности УВ, рассмотренной в методике интерпретации коллекторов по разрезу в диссертационной работе Г.А. Калмыкова, определит объем нефтенасыщенных пород с элементами прогнозирования. Результаты комплексирования данных в дальнейшем можно использовать при подсчете запасов и ресурсов нефти сложно построенных залежей баженовского горизонта, сократив часть принятых допущений.

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ

1.1. Геофизическая изученность

Район работ приурочен к юго-западной части Западно-Сибирского мегабассейна, который в ранней юре представлялся крупнейшим седиментационным бассейном мира, занимая площадь 3,5 млн. км². Территория Фроловской и Красноленинской НГО в пределах Ханты-Мансийского автономного округа занимает площадь 150 тыс.км².

В период до 40-50 годов работы по изучению недр были выполнены в северовосточной, приуральской и южной частях низменности, и касались преимущественно палеоген-неогеновых, четвертичных и частично юрско-меловых отложений. Стратиграфические построения базировались на изучении естественных обнажений.

С 1948 г. начинаются региональные геолого-геофизические исследования, сопровождаемые бурением глубоких опорных скважин, профильным колонковым бурением и геологической съемкой с целью поисков нефтяных и газовых месторождений.

Одной из предпосылок постановки детальных геологических исследований была проведенная в 1949 г. аэрофотосъемка всей территории Западной Сибири, позволившая за три года (1951-1953 гг.) изготовить детальные топографические карты масштаба 1:100 000. В результате работ была исследована огромная территория низменности, собран ценный материал по геологии и геоморфологии, уточнена стратиграфическая схема четвертичных отложений. Некоторые палеогеографические выводы представляют интерес до настоящего времени.

В 1958-63 гг. выполняется структурно-поисковое профильное бурение в долине р. Оби и её притоках (Тепляков, 1960 г.; Колупаев, 1958-1959 гг.; Калугин, 1960 г. и др.) в комплексе с сейсмическими исследованиями, также детальными поисковыми работами на различные виды полезных ископаемых.

Практически одновременно составляются и геоморфологические карты СССР. Наиболее информативной представляется карта под редакцией И.И. Краснова (1961).

В 1964 г. была составлена первая геологическая карта поверхности фундамента Западно-Сибирской плиты. Вопросы стратиграфии, тектоники, магматизма, строения литосферы отражены в работах П.Ф. Ли (1960), Н.Н. Ростовцева (1958,1964), В.С. Бочкарева (1967-86), П.К. Куликова (1968-79), Н.Б. Малютина (1977), В.С. Суркова и др. исследователей [44].

С 1964 по 1967 гг. в связи с необходимостью обустройства нефтяных и газовых месторождений, а также с проектированием Нижне-Обского водохранилища, в бассейнах рек Оби, Сев. Сосьвы, низовий Иртыша различными партиями Печорской экспедиции 2-го ГГУ последовательно проводились комплексные инженерно-геологические съемки масштаба 1:500 000 и 1:200 000. По итогам этих работ составлена серия карт: геологическая, геоморфологическая, инженерно-геологического районирования, дан прогноз возможных изменений инженерно-геологических условий после создания Нижне-Обского водохранилища. Позднее эти материалы в трансформированном виде нашли свое отражение на опубликованных картах инженерно-геологического районирования масштабов 1:1 000 000 (В.Т. Трофимов, 1975-1976).

С 1968 г. для изучения геологического строения Западной Сибири используется аэрокосмическая информация (И.И. Башилова «Аэрогеология»). Работы касались, в основном, изучения дешифрируемых на разномасштабных снимках линеаментов и кольцевых объектов.

Разработана легенда геоморфологических карт масштаба 1:200 000, 1:500 000, 1:1000 000 для южной и центральной частей Западно-Сибирской низменности.

С конца 70-х годов проводятся среднемасштабные групповые геологические съемки, сопровождающиеся картировочным бурением, позволившим получить существенные данные по стратиграфии. Впоследствии на ряде площадей было выполнено геологическое доизучение, изданы карты.

В 1978 г. была принята новая региональная стратиграфическая схема, в 1990 г. после принятых уточнений схема была утверждена.

В период с 1980 по 2001 гг. была подготовлена и издана новая серия Государственных геологических карт м-ба 1:1 000 000. В 2005 г. были изданы листы Q-41, P-41 и O-42 Госгеолкарты третьего поколения и в стадии завершения находятся листы P-42 и P-43.

С середины 90-х годов геолого-съемочные работы и научные исследования были практически прекращены.

На современном этапе важнейшим направлением геологоразведочных работ является поиск, разведка и подготовка к разработке залежей УВ.

Гравиметрические съемки в пределах участка работ выполнены следующих масштабов: 1: 1000000, 1: 200 000, 1:100000 и 1:50000. Схема изученности участка работ гравиразведкой площадей Фроловской и Красноленинской НГО территории ХМАО представлена ниже (Рисунок 1).

Электроразведочные работы. На данной территории электроразведка проведена методами ЗСБЗ, ЧЗВП, МТЗ, ТТ.

Магниторазведочные работы на исследуемой территории выполнены в масштабе 1: 1000 000, 1: 200 000, 1: 50 000 и 1:25000 (Рисунок 1).

Съемки соответствуют современному уровню техники, методическим требованиям и потребностям геологии практически на любой стадии комплексной интерпретации геологогеофизических данных. Площадь съемок - более 1.8 млн. км². Обобщение результатов работ не выполнялось.



Рисунок 1 - Схема изученности участка работ гравиразведкой, М 1:200000

1.2. Изученность бурением и сейсморазведкой

По состоянию на 2012 год на территории Фроловской и Красноленинской нефтегазоносных областей в пределах Ханты-Мансийского автономного округа пробурено порядка 1803 глубоких поисковых и разведочных, включая эксплуатационные, опорные, параметрические и др. скважин. Осадочный чехол на территории Фроловской и Красноленинской НГО практически на полную мощность (вскрыты отложения J и PZ) пройден в 1605 скважинах (Рисунок 2).

Разбуривание территории началось с 30 годов. В основном, это были одиночные неглубокие скважины, проводившиеся параллельно с региональными геофизическими исследованиями. Скважины, вскрывшие доюрское основание, локализованы в пределах Красноленинского свода, в южных районах мегабассейна и на ряде продуктивных палеозойских структур.

На территории Фроловской и Красноленинской НГО отработана сеть региональных профилей МОВ ОГТ общим объемом более 3,5 тысяч погонных километров. Площадная сейсморазведка методом 2Д отработана в объеме 175,11 тысяч погонных километров. Территория покрыта наиболее равномерной сетью региональных профилей. На этой территории работы выполнялись по широтному и меридиональному направлениям, образуя единую систему с расстояниями между профилями 20-60 км.

Начало системных региональных сейсмических работ нового поколения относится к 1975 году, когда была разработана программа, предусматривающая отработку каркаса сейсмических региональных профилей МОГТ, рассекающих в широтном и меридиональном направлениях всю территорию Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП). По существу, эта программа представляла собой развитие на новом уровне высказанных ещё в 1932 году идей И.М. Губкина, конкретизированных в конце сороковых, в пятидесятые и шестидесятые годы ВД. Наливкиным, А.А. Трофимуком, Н.Н. Ростовцевым. Но намеченная каркасная сеть региональных профилей, в силу разных причин не выполнена до настоящего времени. Современная отработанная каркасная сеть профилей представлена ниже (Рисунок 2).

На первом этапе исследований (до 1975 года) проводились площадные сейсмические исследования, в основном, в масштабе 1:100000 в модификации однократного непрерывного профилирования МОВ. Несмотря на то, что работы МОВ составляют 20% от всего выполненного объема площадных работ, именно благодаря этим работам, по результатам которых определялось местоположение первых поисковых скважин. Но с течением времени, детальность И информативность этих работ перестали удовлетворять практике геологоразведочных работ. Параллельно сейсморазведочными с площадными исследованиями с 1959 года и по настоящее время в ряде пробуренных глубоких скважин проводятся сейсмокаротажные и ВСП работы для изучения скоростной характеристики разреза и стратиграфической привязки отражающих горизонтов.



Рисунок 2 - Схема изученности работ региональной сейсморазведкой и бурением

Второй этап (1975-1990 гг.) характеризуется переходом на многократное профилирование МОВ ОГТ, когда качественно меняются задачи и результаты сейсморазведочных работ. В эти годы широко применяются сейсмостанции с магнитной записью и обработка полевых материалов на электронно-вычислительных машинах.

Съемка 2Д до настоящего времени является одним из основных методов изучения геологического строения и подготовки перспективных объектов на постановку поискового бурения. В последние годы и по сей день, в основном, с целью моделирования разрабатываемых залежей УВ и изучения невскрытых горизонтов, всё больше внедряется трехмерная съемка 3Д, объемы которой с каждым годом наращиваются.

3. КРАТКИЙ ОБЗОР СЛАНЦЕВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МИРА (США)

В настоящее время разведка и разработка нефти и газа из горючих сланцев идут во многих регионах США (Рисунок 3). <u>https://www.vestifinance.ru/articles/53003</u>



Рисунок 3 -Основные нефтегазоносные сланцевые формации в США

Однако среди них выделяется 8 наиболее продуктивных формаций (Рисунок 4):

- формация Игл Форд (Eagle Ford) в южной части штата Texac;

- формация Баккен (Bakken), расположенная в штатах Северная Дакота и Монтана;

- формация Ниобрара (Niobrara), расположенная в штатах Вайоминг, Колорадо, Южная Дакота и Небраска;

- формация Марселлус (Marcellus), расположенная в северной части Аппалачского бассейна;

- Пермский бассейн (Permian basin), расположенный в западной части штата Texac и юговосточной части штата Нью-Мексико;

- формация Хейнсвилл (Haynesville), расположенная в штатах Арканзас, Луизиана и Техас.



Рисунок 4 - Основные сланцевые формации США

На долю данных формаций приходится почти 90% в ежегодном приросте добычи нефти и почти 99% в увеличении добычи природного газа в США. (<u>https://www.vestifinance.ru/articles/53003).</u>

Ранее, формации Монтерей в штате Калифорния считалась одной из самых крупных, но в 2014 году была выполнена переоценка запасов нефти. Управление по энергетической информации при Министерстве энергетики США понизило прежнюю оценку промышленных запасов сланцевой нефти на 96%. В результате общий объем запасов промышленной нефти в США сократился на 39%. Эксперты отметили, что в отличие от месторождений Баккен в штате Северная Дакота и Игл Форд в штате Техас сланцевая формация Монтерей является намного более "разрозненной" из-за более высокой сейсмической активности, при этом нефть залегает в более глубоких слоях пласта. (https://www.vestifinance.ru/articles/53003).

Кроме того, вполне вероятно, что препятствием для более активной разработки сланцев стали опасения по поводу frackquakes. Предполагавшиеся запасы пока остаются недоступными при существующем уровне технологий. Нет гарантий, что нефть в формации Монтерей (Рисунок 5) станет более доступной в дальнейшем: разрыв естественно сформировавшихся пластов при помощи жидкостных, газовых или каких-либо других смесей может быть противопоказан в регионах с повышенной сейсмической активностью. https://www.vestifinance.ru/articles/53003



Рисунок 5 – Сланцевая формация Монтерей Калифорния <u>https://www.vestifinance.ru/articles/53003</u>

В таблице ниже (Таблица 2) приведены основные геолого-геофизические и геохимические данные (использованы литературные источники и данные Прищепы О.М. и др.)[113] по сланцевым формациям в мире. Как видно из таблицы все формации отличаются по геолого-физическим и геохимическим характеристикам. При поиске аналога для расчета профилей добычи отложений баженовского горизонта ни одна из рассматриваемых формаций ПО своим параметрам не коррелировала с геолого-физическими И геохимическими параметрами горизонта, ЧТО свидетельствует об уникальности рассматриваемых отложений.

Но следует подчеркнуть, коллекторские свойства сланцевых толщ проявляются при вторичных процессах. Например, формация Баккен, пропластки алевролитов характеризуются вторичной доломитизацией, что может указывать на общность генезиса нетрадиционных залежей с подвижными УВ.

Стратиграфический разрез формации хорошо изучен и состоит из трех частей, выделяющихся в стратиграфической ловушке по всему бассейну: верхний пласт черных морских сланцев; средний пласт с пропластками песчаника, доломитового алеврита и известняка; нижний пласт темно-коричневых/черных сланцев, богатых OB.

Вся формация «зажата» снизу и сверху между двумя низкопроницаемыми карбонатными пластами. Сланцы (Lower shale, Upper shale) считаются лучшей нефтематеринской породой. Средний пласт (Middle Bakken) обладает коллекторскими свойствами. Строение пласта, очень сильно напоминает аномальный бажен, где также между битуминозными пластами находятся пласты песчаников и алевролитов, характеризующихся коллекторскими свойствами традиционных коллекторов. На (Рисунок 6) показан разрез формации Баккен.

На (Рисунок 7) показаны графики основных геолого-физических и геохимических характеристик нефтегазоматеринских формаций с акцентом на отложения баженовского горизонта.



Рисунок 6 - Строение формации Баккен

Таблица 2 - Геолого-геофизические и геохимические данные по сланцевым формациям в мире.

Сланцевая формация	New Albany	Bakken	Exshaw	Duvernay	Eagle Ford	Woodford	Wolfcamp	Domanik	Domanik	Kalinin arad	Бажен	Permian Basin			
Бассейн	(USA) Illinois Basin	(USA / Canada) Williston Basin	(USA/Canada)WCSB	(Canada) WCSB	(USA) Maverick Basin	(USA) Anadarko Basin	(USA) Delaware Basin	(Russia) Volga-Ural	(Russia) Timian- Pechora	Baltic	(Russia) Western Syberia	Midland Basin	Delaware Basin	Marfa Basin	
Возраст	Upper Devonian	U. Devonian-Miss	Upper Devonian	Upper Devonian	Upper Cretaceous	Upper Devonian	U. Penn- L. Permian	Upper Devonian	Upper Devonian	Lower Silurian		L. Carbon- L. Permian			
Площадь распространения зрелой материнской толщи (млн. акров)	6	14	65	49	11,7	9,6	8,6	47	50	1,7	370	47			
Толщина (фт)	50-100	30-135	10-65	20-240	50-600	150-250	200-1800+	80-650	50-650	390- 490	65-200	>650			
Тип керогена	Π	п	П	Π	II	II/III	I/II/III	II&I	II&I	п	Π	I/II/III			
Обстановка осадконакопления	Marine, anoxic	Marine, anoxic	Marine, anoxic	Marine, anoxic				Marine, anoxic	Marine, anoxic		Marine, anoxic				
Содержание Сорг (%)	1-25	15-25+	1-16+	1-20	2-6	1-14	5-14	1-20+	1-20+		3-20	5-14			
Среднее содержание Сорг (%)	6	19	10	6	4,7	6	7	7,5	6	7	5,1	7			
Водородный индекс (мг/г ТОС)	450	625	500	500	650	375	450	500/450	600	400	350-750	370-500			
Зрелость (Ro%)	0,85	0,8	0,9	1,25	0,74	1,5	0,9	0,9	0,8	1	0,7	0,9			
S1 (mg HC/ g rock)	4,7	12	4,3	2,03-3,3	4,8	4,8		4,22			1-5 (4,2)				
УВ потенциал (S1+S2)	45	162	57	40	32	30			35		0,6-129 (19,9)				
Удельный генерационный потенциал (бар./акр)	25243	29592	10049	25145				40717	5015		20216				
Глубина бурения (фт)	3400-4600	8850-11500	5000-9000	>8,000	4000-10000	5000-9500	5500- 11000	6550-13000	6500- 11500+	4600- 7500+	7500- 10000	5570-10800			
Содержание SiO2 (%)	31-49	20-68	7-82	0-50	25-40	41-75	20-50	10-15	35-95		20-30	5-45			
Содержание карбонатов (%)	12-36	20-60	20-60	18-90	10-90	2-14	10-60	70	0-40		10	0-70			
Пористость (%)	10-14	2-10	4-8	3-15	4-15	3-9	2-10	9-12	2-10	5,9- 15,9	5-10	10-12			
Содержание глин (%)		2-40		0-50	20-35	30-46	24		5-9		≈30	5-60			
Проницаемость (mD)		0,005-0,01 mD			<0,001 мD	<0,001 мD	<0,03 mD	~0,1 mD	~0,1 mD		0,01-0,1 mD	1-30 mD			
Давление	нормальное	АВПД		АВПД	АВПД	ниже нормы	АВПД	небольшое АВПД			АВПД	АВПД			



Рисунок 7 - Графики основных геолого-физических и геохимических характеристик нефтегазоматеринских формаций

4. ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЯ

В главе рассмотрены стратиграфия осадочного чехла, элементы тектонического строения и этапы геологического развития. Для района исследования охарактеризованы нефтегазоносность и катагенетическая зональность мезозойских отложений.

4.1 Стратиграфия

Геологический разрез рассматриваемой территории сложен породами доюрского складчатого фундамента и мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом.

Выделение стратиграфических единиц разреза произведено в соответствии с «Региональными стратиграфическими схемами мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины» 1991 и 2003 годов.

Образования фундамента

В составе образований фундамента вскрыты рифейские, палеозойские (от ордовика до карбона включительно) и триасовые породы (Бочкарев, 1971; Журавлев, Лапинская, 1976; Зубков, 1991; Куликов, 1968; Сурков, Жеро, 1981). Они составляют несколько формационных комплексов, каждый из которых отражает определенный тектономагматический этап.

Докембрийские образования, слагающие нижний структурный этаж, распространены в пределах Красноленинского и Полуйского сводов (Красноленинская НГО) и вскрыты рядом скважин, приуроченных к осевой части Шаимско-Айторского антиклинория. Они представлены биотитовыми, хлорит-серицитовыми, глинисто-серицитовыми, кварцевографитовыми, кварцит-серицитовыми сланцами и амфиболитами. Плагиогнейсы вскрыты в скв. 27, 32, 37, 59 Пальяновской площади, биотитовые и двуслюдяные гнейсы – в скв. 44, 59 Пальяновских и в скв. 15 Лорбинской, слюдяно-альбит-кварцевые сланцы описаны в скв. 7, 20 Ай-Торской площади, в скв. 1009 Лебяжьей – биотит-мусковит-амфиболовые гнейсы.

Палеозойские образования представлены менее метаморфизованными породами и чаще развиты на крыльях антиклинориев и в синклинориях. Они установлены в ряде скважин Фроловской и Красноленинской нефтегазоносных областей.

Нижнепалеозойские породы, как правило, наиболее метаморфизованные и представлены различными типами сланцев и кварцитов. В Сергинском НГР вскрыты слабокарбонатизированные слюдисто-кремнистые сланцы, биотит-амфиболит-кварцевые сланцы нижнего палеозоя.

Среднепалеозойские образования сложены породами девона и нижнего карбона. Девонские комплексы представлены вулканогенными и вулканогенно-осадочными породами. В их состав входят разнообразные порфириты, которые залегают среди метаморфизованных песчано-глинистых И филлитовых песчаников, сланцев. Встречаются ЛИНЗЫ мраморизованных известняков. В Приобском НГР вскрыты терригенно-сланцевые толщи нижнего и среднего палеозоя, а также трещиноватыми доломитами и гранитами. В ΗΓΡ Красноленинском отложения нижнего И среднего палеозоя представлены вулканогенными и терригенно-сланцевыми толщами.

Петрографические наблюдения на Пальяновской площади показали, что в скважине 130 вскрыли на глубине 2521,9 м (обр. 130-15) доломит – хлоритовый сланец, который слагает палеозойский фундамент (Рисунок 8).



а) б) Увеличение 100; а-николи ||, б-николи + 1 – хлорит, 2 – доломит.

Рисунок 8 -Доломит-хлоритовый сланец палеозойского фундамента. Пальяновский лицензионный участок. Образец 130-15, скважина 130, глубина 2521,9 м.

В пределах Салымского НГР развиты вулканогенные и карбонатные породы с прослоями терригенных пород, известняками девона и карбона, туфогенными породами с прослоями порфиритов, эффузивов основного, реже кислого состава. Нижнекаменноугольные отложения вскрыты по склонам соседнего Шаимского мегавала. Они сложены темно-серыми, часто углистыми сланцами, которые содержат прослои песчаников и песчано-глинистых сланцев. Наиболее изучена глубоким бурением Ханты-Мансийская седловина в пределах Ханты-Мансийской площади. Вещественный состав палеозойских образований представлен биогенными и органогенно-обломочными слабомраморизованными известняками девонсконижнекаменноугольного возраста. В некоторых скважинах вскрыты эффузивные породы основного и среднего состава, туфогравелиты и туфопесчаники, гравелиты, конгломераты. В

Ляминском НГР развиты преимущественно карбонатно-песчано-глинистые отложения девонско-нижнекаменноугольного возраста, в восточной части – терригенно-сланцевые отложения нижнего и среднего палеозоя.

Верхнепалеозойские образования представлены метаморфизованными темно-серыми и зеленовато-серыми алевролитами, аргиллитами с прослоями песчаников, реже гравеллитов.

Палеозойские сланцы часто бывают прорваны интрузиями различного состава и возраста. Чаще всего встречаются диориты и биотитовые граниты, а также переходные разновидности. Возраст интрузий также палеозойский. Палеозойские сланцы, а также прорывающие их интрузивные породы подвергались вторичным изменениям - гидротермальному воздействию, а также выветриванию. Толщина пород, измененных наложенными вторичными процессами, достигает первых десятков метров.

Доюрский фундамент нарушен многочисленными разломами северо-западного и субмеридионального простирания. По всем типам доюрских пород развиты коры выветривания. Они представляют определенный интерес как коллекторы нефти и газа. Минералогический состав пород коры выветривания определяется составом материнских пород. Профиль преимущественно каолинитовый. Представления о возрасте коры выветривания разноречивы. С известной долей условности время начала формирования коры выветривания принимается пермско-нижнетриасовое.

С кровлей отложений доюрского основания связан отражающий горизонт «А».

В геологическом строении Красноленинского и Фроловской нефтегазоносной области принимают участие комплексы пород от докембрийских до четвертичных включительно.

Мезозойская группа

Триасовая система

Отложения триасового возраста развиты не повсеместно и имеют мозаичный характер распространения. Они заполняют только отдельные впадины, грабены и представлены в основном вулканогенно-осадочными породами туринской серии: эффузивами основного состава, их туфами, реже кислыми эффузивами. Отличительной чертой изверженных базальтов является очень высокое содержание бария. В частности, в андезитах Ва присутствует в количестве 1135-1470 г/т, что объясняется региональными особенностями эффузивной толщи Западно-Сибирской плиты (Медведев и др., 2002, 2006). Им присущи процессы поствулканической гидротермальной деятельности, которые выражаются в окварцевании, аргиллитизации и частичном рассланцевании в зонах более активной тектонической деятельности (скв. 43 Куртымская – гидротермально-измененные базальты).
Юрская система

Юрская система с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывает породы палеозойского фундамента и промежуточного триасового комплекса. Система представлена всеми тремя отделами – нижним (береговая, ягельная, горелая и шеркалинская свиты), средним (тюменская свита) и верхним (абалакская, баженовская и тутлеймская свиты).

Береговая свита залегает несогласно на доюрских образованиях и перекрывается отложениями ягельной свиты. Свита сложена мелко-, средне- и грубозернистыми гравийными песчаниками с прослоями гравелитов и конгломератов. В составе свиты выделяется группа пластов Ю12. Береговая свита распространена на востоке рассматриваемой территории в Салымском и Приобском НГР. Толщина достигает 60-80 м. Свита постепенно выклинивается в западном направлении (между Приобским и Ляминским НГР). По палинокомплексам возраст свиты синемюрский-плинсбахский.

Ягельная свита трансгрессивно перекрывает отложения береговой свиты, сложена аргиллитами темно-серыми почти черными, тонкоотмученными, слабоалевритовыми, с прослоями алевролитов и гравелитов. В отложениях свиты определены палинокомплексы плинсбаха. Ягельная свита развита на востоке рассматриваемой территории в пределах Салымского и Приобского НГР. Свита постепенно выклинивается в западном направлении (между Приобским и Ляминским НГР).

Горелая свита характеризуется терригенными породами морского и прибрежноморского генезиса. Литологически она снизу-вверх разделяется на четыре пачки: песчаноалевритовый пласт Ю11, тогурскую глинистую, пласт Ю10 и радомскую глинистую.

Пласт Ю11 сложен переслаиванием песчаников, алевролитов и гравелитов с подчиненными прослоями коричневато-черных аргиллитов толщиной 2-5 м. Гравелиты и песчаники плохо отсортированные, полимиктового состава, обычно крепко сцементированные, с низкими коллекторскими свойствами. Толщина пласта достигает 30-60 м. В прослоях определены спорово-пыльцевые комплексы верхнего плинсбаха-нижнего тоара.

Тогурская пачка сложена аргиллитами с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов. Аргиллиты темно-серые с коричневатым или зеленоватым оттенком, прослоями сидеритизированные. Толщина пачки до 50 м. Возраст пачки по палинокомплексам – раннетоарский.

Пласт Ю10 сложен преимущественно песчаниками с прослоями гравелитов, алевролитов и коричневато-черных аргиллитов. Грубо- и среднеобломочные породы имеют

полимиктовый состав, обычно очень крепкие, с низкими коллекторскими свойствами. Толщина пласта до 60 м. Возраст по спорово-пыльцевым комплексам – тоарский.

Радомская пачка сложена аргиллитами с подчиненными прослоями алевролитов и редко песчаников. Аргиллиты коричневато-черные, прослоями слабо битуминозные. Общая толщина пачки достигает 40-50 м. По палинокомплексам возраст – позднетоарский-раннеааленский.

Горелая свита повсеместно распространена во Фроловской НГО. Общая толщина горелой свиты достигает 170 м. Возраст свиты, установленный по палинологическим данным, датируется плинсбах-тоарским, частично ааленским.

В Красноленинской НГО стратиграфическим эквивалентом горелой свиты является *шеркалинская свита*.

Шеркалинская свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. В нижней подсвите выделяются две пачки. Первая пачка соответствует пласту Ю11 и сложена кварцевыми гравелитами и песчаниками грубозернистыми, часто каолинизированными, с прослоями аргиллитоподобных глин. Толщина пачки составляет 0-40 м. Вторая пачка (тогурская) сложена глинами уплотненными, темно-серыми, тонкоотмученными, с единичными прослоями алевролитов. Часто встречаются стяжения пирита, сидерита, единичные фораминиферы. Пачка является локальной покрышкой над пластом Ю11. Возраст подсвиты – плинсбах-тоарский.

Верхняя подсвита шеркалинской свиты также представлена двумя пачками. Нижняя пачка соответствует пласту Ю10. Пачка сложена кварцевыми песчаниками, гравелитами с прослоями аргиллитоподобных темно-серых глин, иногда углистых. Грубообломочные породы часто каолинизированы. Встречается растительный детрит, единичные фораминиферы, двустворки. Толщина пачки колеблется от 0 до 40 м. Породы пласта Ю10 являются основным продуктивным пластом. Верхняя пачка (радомская) представлена глинами аргиллитоподобными, в разной степени битуминозными, иногда углистыми, темно-серыми, черными. Толщина верхней части шеркалинской свиты меняется от 0 до 80 м., возраст – тоарский.

Общая толщина шеркалинской свиты составляет 75 – 200 м. Возраст свиты датируется плинсбах-тоарским, частично ааленским.

Тюменская свита развита по всей рассматриваемой территории и перекрывает отложения горелой и шеркалинской свит. На некоторых участках свита несогласно залегает на породах доюрского основания (в Ляминском, Сергинском НГР). Отложения свиты

38

характеризуются значительной примесью обугленного растительного детрита в виде скоплений на поверхностях наслоения. Часто наблюдаются отпечатки листьев и стеблей растений, а также погребенные почвы и прослои угля толщиной от 0.1 до 4 м. Свита расчленяется на три подсвиты.

На рисунке (Рисунок 9) показан геолого-геофизический разрез юрской части разреза Салымского НР Фроловской НГО.



Рисунок 9 - Геолого-геофизический разрез юрской части Салымского НГР Фроловской НГО [93]

Нижняя подсвита сложена переслаивающимися аргиллитами, алевролитами и песчаниками с преобладанием алевролито-глинистых пород. Песчаники светло-серые, мелкои среднезернистые. Алевролиты серые, слюдистые, в основном мелкозернистые. Часто встречаются линзы и конкреции сидерита толщиной 3-6 см. Нередки прослои угля толщиной 1,2 м, редко до 4 м. В подсвите обособляются песчано-алевритовые пласты Ю9, Ю8 и Ю7 толщиной 10-20 м. Толщина подсвиты 60-100 м. По палинокомплексам возраст подсвиты ааленский. Средняя подсвита сложена аргиллитами с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников. Песчаники образуют пласты толщиной 5-10 м. В пачке выделяются пласты Ю6 и Ю5. Общая толщина подсвиты составляет 60-80 м. Возраст по палинокомплексам – байосский.

Верхняя подсвита сложена ритмично чередующимися пластами песчаников и пачками алеврито-глинистых пород. В аргиллитах и алевролитах наблюдаются изредка ходы илоедов, остатки корней растений, погребенные почвенные горизонты толщиной 0.5-1 м. В подсвите обособляются пласты Ю2, ЮЗ и Ю4 толщиной от 10 до 20 м каждый. Наиболее выдержанными являются пласты Ю2 и Ю4. Общая толщина подсвиты достигает 100 м. Возраст подсвиты по палинокомплексам – байосский-раннекелловейский.

Пласты песчаников тюменской свиты вследствие значительной литологической неоднородности и тонкого переслаивания характеризуются обычно низкими коллекторскими свойствами.

Абалакская свита трансгрессивно залегает на отложениях тюменской свиты и согласно перекрывается баженовской свитой. Она представлена глинами темно-серыми, слабослюдистыми, с включениями глауконита, пирита, остатками морской фауны (обломки раковин пелеципод, ростры белемнитов, отпечатки аммонитов, рыбные остатки), с маломошными прослоями алевролитов и песчаников. Характерной особенностью рассматриваемых отложений является выдержанность литологического состава в разрезе и на площади. Толщина отложений изменяется от 40 до 50 м. Возраст абалакской свиты датируется келловейский-ранневолжский.

К трещиноватым карбонатным прослоям на площадях Красноленинского свода приурочен продуктивный пласт ЮК1. Толщина абалакской свиты, вскрытая скважинами на участке работ, составляет 27-33 м. С кровлей свиты связан сейсмический отражающий горизонт «Аб».

К востоку от Салымского НГР стратиграфическими эквивалентами абалакской свиты являются васюганская и георгиевская свиты.

Баженовская свита (горизонт) развита повсеместно в пределах Фроловской НГО. К ее кровле приурочен опорный отражающий горизонт «Б». Он является и прекрасным маркирующим горизонтом. Свита слагается аргиллитами черными и коричневато-черными, битуминозными, иногда плитчатыми, часто массивными, с большим количеством рыбных остатков, давленых раковин бухий, аммонитов и редко ростров белемнитов, с прослоями глинистых известняков, толщиной 1-4 м. В нижней части свиты развиты прослои радиоляритов, а в верхней части-выдержанный горизонт с остатками планктонных водорослей

кокколитофорид толщиной 2-5 м. Верхняя и нижняя границы согласные при отсутствии подводных размывов и оползней. Общая толщина свиты достигает 50 м. Возраст свиты по многочисленным остаткам фауны, определяется как волжский – ранневаланжинский, при этом берриас составляет всего 5-7 м по толщине.

В западном направлении баженовская свита постепенно переходит в отложения *тутлеймской свиты*. Граница перехода достаточно условна и проходит примерно вблизи западной границы Фроловской НГО.

Тутлеймская свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Породы нижней подсвиты сложены аргиллитами коричневато-черными, битуминозными, местами углистыми, реже отмечаются тонкие пропластки песчаника и желваки пирита. К кровле нижней подсвиты тутлеймской свиты приурочен опорный отражающий горизонт «Б». Породы верхней подсвиты выполнены аргиллитами черными, углистыми, битуминозными и аргиллитами темно-серыми, легко колющимися и крошащимися. По всему срезу отмечаются включения тонкокристаллического пирита (по слоистости), реже с мелкими гнездами. Толщина отложений тутлеймской свиты варьирует от 30 до 38 м. Возраст пород – волжский-берриаснижневаланжинский. К тутлеймской свите (баженовский горизонт) на Красноленинском своде приурочен продуктивный пласт ЮК0 – ЮК01.

Меловая система

Меловая система перекрывает породы юрской системы и представлена двумя отделами – нижним во Фроловской НГО выделяется - ахская, черкашинская, алымская, кошайская, викуловская и ханты-мансийская свиты В составе нижнего отдела меловых отложений Красноленинского нефтеносного района выделяются: верхняя часть отложений тутлеймской свиты, фроловская, кошайская, викуловская и ханты-мансийская свиты; - верхним (уватская, кузнецовская, березовская, ганькинская свиты).

<u>Тутлеймская свита</u> (верхняя часть) представлена темно-серыми и серыми битуминозными аргиллитами с многочисленными отпечатками пиритизированных водорослей, обломками раковин пелеципод, аммонитов. Толщина верхней части баженовской свиты изменяется от 8 до 15 м.

В составе кайнозойской группы пород выделяются палеогеновые и четвертичные отложения. Неогеновые отложения на изучаемой территории отсутствуют.

4.2 Тектоника

Западная Сибирь в тектоническом отношении является эпигерцинской плитой молодой Урало-Сибирской платформы. В истории развития Западной Сибири четко выделяется два

41

этапа: рифейско-палеозойский (1600 – 250 млн. лет) и мезозойско-кайнозойский (250 – 0 млн. лет). В рифейско-палеозойский этап на территории Западной Сибири проявились четыре тектономагматических цикла, с каждым из которых связано формирование сложного ряда до орогенных (этап деструкции, расширения, прогибания), ранне- и позднеорогенных (этап сжатия) структур. В мезозойско-кайнозойский этап, в его начальной стадии, на территории Западной Сибири проявился рифтогенный процесс. С этим этапом связано формирование мезозойско-кайнозойского плитного комплекса. На (Рисунок 10) показана карта тектонического строения нижнеплитного комплекса Западно-Сибирской плиты. Составители: Л.В. Смирнов, В.С. Сурков, В.Н.Крамник.

Структурный план мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты формировался под воздействием постумных движений структурных зон и блоков фундамента, образованных покровно-складчатыми системами рифейского, палеозойского возрастов и раннетриасовой рифтовой системой. Структурные зоны триасовой рифтовой системы (грабенрифты и межрифтовые поднятия), как наиболее молодые, продолжали унаследовано развиваться на протяжении всего мезозоя и кайнозоя. Они сыграли определяющую роль в формировании структур платформенного чехла. Над грабен-рифтами в платформенном чехле сформировались мегажелоба. Над межрифтовыми поднятиями сформировались крупные сложнопостроенные структуры типа сводовых поднятий.

Изучением геодинамики и палеогеодинамики Западно-Сибирского НГБ в разные годы занимались С.В. Аплонов, А.А. Бакиров, В.С. Бочкарев, О.Г. Жеро, А.Н. Золотов, А.Э.Конторович, К.И. Микуленко, В.С. Сурков, Д.Ф. Уманцев, Ф.З. Хафизов и др. [64].

Исследователи выделяют в мезозойско-кайнозойском структурном этаже три структурных яруса, отвечающих трем этапам тектонического развития, оказавших существенное влияние на современное строение исследуемого региона: юрский, ранний мел — туронский и коньяк-кайнозойский.

Юрский этап. На рубеже триаса и юры происходили активные вертикальные тектонические движения, приведшие к существенной дифференциации палеорельефа. В целом, в юрское время происходило постепенное заполнение бассейна, и уже к концу аалена около 70% территории Западной Сибири было перекрыто отложениями осадочного чехла. Юрский этап развития завершился региональной трансгрессией, соответствующей максимуму «тектонического покоя», в эпоху которой накопились отложения баженовской свиты.



Рисунок 10 - Карта тектонического строения нижнеплитного комплекса Западно-Сибирской плиты. (Составители: Л.В. Смирнов, В.С. Сурков, В.Н.Крамник)

Ранний мел - туронский этап подразделяется на два «подэтапа»: берриас-аптский и поздний апт-туронский.

Берриас-аптский «подэтап» ознаменовался в конце юры — начале мела регрессией и некоторой активизацией тектонической жизни. В региональном плане это скорее всего связано с началом позднекиммерийской складчатости.

Активизация тектонической деятельности в аптском веке также имеет глубинные корни. В частности, в начале сеномана интенсивные тектонические процессы отмечаются в Альпийско-Гималайском поясе — в Альпах, на Балканах, на Малом Кавказе и т.д. [131].

Тектонические процессы, протекавшие в ранний мел-туронском этапе, привели к тому, что к концу туронского века в палеорельефе баженовской свиты уже были сформированы почти все структуры III порядка - куполовидные поднятия, валы, впадины и прогибы. В то же время они не были объединены в тектонические элементы более низких порядков и их гипсометрическое положение отличалось от современного.

На коньяк-кайнозойском (альпийском) этапе тектонического развития происходило региональное погружение центральной части Западно-Сибирской мегасинеклизы, а также шло формирование узких линейных депрессий северного направления и серии параллельных им поднятий.

С позиции глобальной тектоники, в конце эоцена начались процессы коллизии Африканского, Аравийского и Индостанского континентов с Евразийским континентом. Этот процесс сопровождался интенсивными складчатыми и надвиговыми деформациями. В олигоцене - миоцене в деформацию были вовлечены и глубокие горизонты коры с образованием современных альпийских горных сооружений, представителями которых являются Пиренеи, Аппенины, Альпы, Карпаты, Кавказ, Гималаи и т.д. [131]. Возможно, на фоне альпийской тектонической активизации в Западной Сибири «оживают» раннетриасовые рифтовые системы, что приводит к активному формированию надрифтовых прогибов и межрифтовых поднятий — к процессам «неорифтогенеза». Этот процесс сопровождался активной дизъюнктивной тектоникой.

В концепции глубинных разломов и тектонике плит отмечено, что активизация разлома чаще всего происходит при появлении горизонтального стресса, приложенного извне в благоприятном направлении, или же при соответствующем повороте самой литосферной плиты (микроплиты) относительно существующих напряжений. По отношению к напряжениям один и тот же разлом в разное время может оказаться в различной ориентировке и, в зависимости от этого, будет испытывать то растяжение (образуются сбросы или раздвиги), то сжатие (взбросы, надвиги), то сдвиг [79].

44

К поверхности фундамента Западно-Сибирской плиты приурочен отражающий сейсмический горизонт – А. В пределах рассматриваемой территории поверхность фундамента постепенно погружается в восточном направлении и характеризуется довольно выдержанным градиентом, создающим региональный склон шириной 300-400 км. Этот склон осложнен небольшими структурными формами, имеющими амплитуду в несколько сот метров. Образования фундамента погружены в среднем на 3,0-3,5 км, а перепады глубин между опущенными и приподнятыми блоками не превышают 0,5-1,5 км. Форма морфоструктур в западных регионах более линейная. На востоке рельеф фундамента характеризуется большей сглаженностью, структурные формы теряют свою линейность.

В платформенном чехле на рассматриваемой территории выделяется ряд крупных положительных и отрицательных структур (Рисунок 11). Отметим основные особенности тектонического строения центральной и юго-западную части Западно-Сибирского бассейна в пределах нефтегазоносных областей: Фроловской и Красноленинской.

Фроловская НГО почти целиком приурочена к Фроловской мегавпадине, особенностью которой является преобладание отрицательных тектонических элементов (котловин, впадин и прогибов), таких как Вынлорская, Тундринская, Ханты-Мансийская впадины и Елизаровский прогиб. Наиболее крупные положительные структуры – Салымский и Верхнесалымский мегавалы, расположенные в юго-восточной части Фроловской НГО, отделяют Фроловскую мегавпадину от Юганской. Менее крупная система валов (Верхнеляминский, Туманный и Ай-Пимский) в центральной части Фроловской НГО (в северной части ХМАО-Югры), отделяют Вынлорскую котловину от Тундринской и Елизаровского прогиба, система валов, расположенных на юго-западе НГО (Эргинский, Ендырский и Зимний) отделяют Тюмский прогиб от Ханты-Мансийской впадины и Тундринской котловины. Здесь широко развиты тектонические напряжения и нарушения.

Красноленинская НГО в тектоническом отношении объединяет такие крупные положительные структуры как – Красноленинский свод, Сергинское куполовидное поднятие, Радомский мегавал, Полуйский свод, разделенные крупными отрицательными элементами – Южно-Бобровским и Бобровским мегапрогибами. Западная и северо-западная граница Красноленинской нефтегазоносной области проведены по днищу Шеркалинского мегапрогиба, восточная захватывает приграничные территории Вынлорской котловины, Елизаровского и Южно-Елизаровского прогибов. На юге территория области включает в себя Согомскую моноклиналь с прилегающими к ней Шебурским прогибом и Заозерным выступом.



Рисунок 11 - Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под редакцией В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, 1998 г.)

Условные обозначения к рисунку 11



4.3 Краткая характеристика нефтегазоносности Красноленинской и Фроловской НГО для верхнеюрских отложений

Приведенное районирование проводилось на основании «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты» под редакцией В.И. Шпильмана и др. по общепринятой в России методики. При нефтегеологическом районировании учитывались закономерности размещения залежей, в плане и разрезе особенности их строения и фазового состояния.

Рассматриваемая территория занимает центральную и юго-западную части Западно-Сибирского бассейна. Предметом интереса при рассмотрении нефтегазоносности нашей территории является Фроловская и Красноленинская нефтегазоносные области (Рисунок 12). Пальяновская площадь находится в Красноленинской НГО и Красноленинском НГР. Следует особо отметить, что в отношении нефтегазоносности абалакских и баженовских битуминозных отложений Фроловская и Красноленинская НГО (Фроловско-Тамбейский тип разреза и Казым-Кондинский тип разреза соответственно) являются уникальной территорией для Западной Сибири [93].



Рисунок 12 - Фрагмент схемы нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НАЦ РН им. В.И. Шпильмана)

Только в пределах этих областей повсеместно выявлены продуктивные объекты. В других районах известны только единичные случаи притоков и нефтепроявлений. В совокупности Фроловская и Красноленинская НГО образуют линейно вытянутую в северо-

восточном направлении зону, соответствующую по всем геологическим параметрам осевой зоне верхнеюрско-неокомского морского бассейна, которая наследует основную мезозойскую рифтогенную область Западной Сибири. Некоторое отличие Фроловской НГО от Красноленинской заключается в том, что в пределах первой в баженовском горизонте отмечается относительное превышение пластового давления над гидростатическим (коэффициент аномальности до 1,3), в то время как в Красноленинской НГО такой аномалии давления не наблюдается.

До сих пор остается много вопросов связанных с прогнозом продуктивности баженовского горизонта. На западе Широтного Приобья выявлены десятки месторождений в отложениях баженовского горизонта, такие как Лебяжье, Средне-Назымское, Галяновское, Большое, Красноленинское и др. В этом районе баженовский горизонт отождествляется с отложениями нижнетутлеймской подсвиты (Ю.В. Брадучан, Ф.Г. Гурари, В.А. Захаров, А.А. Нежданов и др.).

Продуктивность абалакских отложений доказана на месторождениях Красноленинского свода. Ем-Еговское и Галяновское месторождения находятся в активной стадии промышленной разработки. Высокодебитные притоки получены на Водораздельной (Восточно-Каменной) и Сергинской площадях. В южной части Фроловской НГО - Уватский НГР - абалакские залежи нефти выявлены на Центрально Алымском, Северо-Комарином, Северо-Демьянском и Гусеничном месторождениях. На Западно-Эргинском лицензионном участке при испытании этого объекта (отдельно от других пластов) в скважине 4 Турумской площади был перфорирован только один карбонатизированный пропласток, дебит нефти составил 0.38 м3/сут.

Основными коллекторами в глинах абалакской свиты считаются карбонатные маломощные (не более 2-3 м) прослои рисунок. Предполагается, что коллекторы имеют вторичное происхождение и относятся к трещинно-кавернозному типу. Но не исключается и участие нефтенасыщенной трещиноватой глинистой матрицы. О генезисе карбонатных прослоев единого мнения нет. Фроловская нефтегазоносная область расположена в западной части Западно-Сибирской НГП и в предмете нефтеносности юрских отложений включает Ярудейский, Юильский, Приобский, Ляминский, Салымский и Уватский НГР. На её территории открыто 35 месторождений нефти. Выявлено 41 залежь, из них 32 –в баженовской свите, 9 – в абалакской. Уникальным месторождением во Фроловской НГО являются Салымское. Ряд месторождений являются крупными по количеству запасов нефти (Ай-Пимское, Северо-Салымское, Среднешапшинское, Правдинское). Остальные месторождения средние и мелкие по запасам. Красноленинская нефтегазоносная область расположена в западной части Западно-Сибирской НГП. В состав области входят Красноленинский и

Сергинский НГР. Всего на территории НГО открыто 17 месторождений углеводородов, в них выделено 14 залежей, из них 11 - залежи нефти, 2- газа и одна газоконденсатная залежь. В НГО расположено уникальное по запасам нефти Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение [44].

Освоение запасов баженовской свиты выглядит привлекательнее ряда альтернативных направлений, ориентированных на поддержание нефтедобычи, — северного шельфа восточнее Урала, как и новых слабо освоенных районов Восточной Сибири. Ведь в регионе, где эта свита простирается, уже есть вся необходимая инфраструктура, поэтому можно рассчитывать на меньшие затраты и меньший ущерб для окружающей среды. Вероятность обнаружения таких залежей, связанных с ними, перспективна в районах с повышенным температурным градиентом. Это прежде всего Мансийская синеклиза с Красноленинским, Салымским, Сургутским районами и территориями, прилегающими к ним.

4.4 Особенности геологического строения и стратификация баженовского горизонта

Строение баженовского горизонта, стратиграфия, палеонтология, палеогеография, наиболее полно освещены в работе «Баженовский горизонт Западной Сибири» [20]. Стратиграфические границы обычно устанавливаются на основе биостратиграфии. Однако возрастные границы баженовской и тутлеймской свит, пород, частично входящих в состав баженовского горизонта, граница баженовской и абалакской свит, а также граница юры и мела являются спорным вопросом [17, 128, 20].

В первой корреляционной и унифицированной схеме 1957г. «битуминозные» отложения как самостоятельное литологическое тело (свита) с определенным возрастным объемом не обособлялись. Они входили в состав марьяновской подсвиты тебисской свиты, которая выделялась в объёме от келловейского яруса верхней юры до среднего валанжина [85]. В 1960 г. марьяновская подсвита была переведена в ранг свиты. В центральных районах Западно-Сибирской низменности и в Омском районе, по предложению Ф.Г. Гурари, она подразделялась на нижнюю подсвиту - абалакскую, и верхнюю подсвиту - баженовскую [32, ее определялся в объёме волжского (титонского) яруса.

В последующие годы результаты стратиграфических исследований БС были учтены при составлении общих и региональных стратиграфических схем Западной Сибири, утвержденные международной стратиграфической комиссией в 1991г и уточнявшиеся позднее. На межведомственном стратиграфическом совещании в 2004 г. в качестве региональных стратиграфических подразделений приняты горизонты. Баженовский горизонт принимается в объёме верхов нижневолжского - низов нижнеберриасского подъярусов. Нижняя граница БС проведена в нижней части нижневолжского подъяруса, а верхняя - в низах нижнего берриаса. К баженовскому горизонту, помимо баженовской свиты, отнесены частично марьяновская, даниловская, тутлеймская, яновстанская и другие свиты [115], прослеживаемые на западе и востоке Западно-Сибирского осадочного бассейна. При этом в составе «битуминозных» отложений выделяются три самостоятельные свиты: баженовская, тутлеймская, мулымьинская, отличающиеся друг от друга литологическим составом и стратиграфическим объемом. Возраст нижней подсвиты тутлеймской свиты определяется как титонский (без его нижней части) – раннеберриасский [9, 20] (Рисунок 13). Он устанавливается на основании фауны аммонитов и комплексов фораминифер, которые аналогичны комплексам нижней части баженовской свиты. Возраст верхней подсвиты тутлеймской свиты определяется на основании находок аммонитов как берриасранневаланжинский [128]. То есть породы верхнетутлеймской подсвиты моложе пород баженовской свиты.

12				1	8				-				Тамб	ейско-Ом	ская зона		-	÷ .
ewa	5	Rpyc	apyc	EL NO	vdau vdau	Леу	Игримско- Леушинская		Березово-		Внутренняя область							30H
Cucn	Omde		Подъ	Lopus	Rpurro 3ayp		30H	а	3	она	C.	лымский район	Тарио- салинский район	Там- бейский рейон	Нижне- вартовский район	Вахслий район	об-	06ь-1 ская
		Ksh	HUM-				6.		IS		(terri					(s)////		
	~		den la		SK39		Ceum		113	Перекрывающие отложения						Kast U NCKas		
106.85	Нижний	Kivn	3	- 5	Xapocumo	ла хная под	2	ихняя поду	IB_			(алясовская, ахская, фроловская, сортымская мегионская, куломзинская свиты)						UTHO COMULA
Mer			Huck	WOW			жняя		18	Верхняя				,				ynow Dwinen
		Kib		2 10	-	ceun	a l	10	IX	ma		Charena 4	(Javera 6	<u>}</u>	1	112	1	×£
	a		Bepic- NUÚ			СКАЯ		3.5	HUNNER	ema	Пачию З	Rauka 5	Пачка 3	2	18			
		Javg		ņņ		WP OF	emu	{ and	See Ce	nodcau- ma	a cau	Пачка 2	Пачка 4	Пачика 2	court	{ e	C Day	72
			Drug Marine	NO BCK	50	Wymer	odce	{ # }			DOCKE	ł	flaws 3		ская	1	T (Kan u
80			7	7	Cped	awen	TORCK		NRR D	<pre>}</pre>	/www		DWGWC		flawra 2	Dawn 1	кеное	15 -
Dpcw	ржни		\$ 2		- Internet		Tpex(IS-I		2i		Church 1		Eau	8 <u>}</u>	â	lapus
×	Be		Ha		4	\vdash	2			12-		रार	THU-SHO I	-			-	NOHB
		km		opeu	CKUÖ				IK			şiş	Подс	пилающи	е отложения	\$112	1	
		2		5 8									(seopsue	аская и аб	алакская свил	пы)		_

Рисунок 13 - Стратиграфическая схема баженовского горизонта [20]

Принятый возрастной объём БГ вызывает возражения многих геологов. Исторически сложилось так, что горизонты Западной Сибири устанавливались не на биостратиграфической

основе, а как толщи, отражающие специфические этапы осадконакопления. Границы горизонтов, таким образом, отвечают изменениям режима осадконакопления [115]. Формирование пород баженовского горизонта происходило в условиях максимальной позднеюрско-раннемеловой трансгрессии, сменившейся регрессивным этапом с заполнением бассейна осадочным материалом в неокоме. В связи с этим многими геологами баженовская свита рассматривается как единое тело с изохронными границами на всей территории распространения. Существует и противоположная точка зрения, согласно которой породы баженовского горизонта являются дистальными частями неокомских «клиноформ», и их формирование происходило на протяжении всего волжско-неокомского времени [31]. Наиболее древние верхнеюрские клиноформы представлены отложениями яновстанской свиты, известной на восточной окраине Западно-Сибирского бассейна. Согласно «клиноформно-слоистой» модели строения баженовского горизонта, поверхность прилегания клиноформ отвечает времени максимальной трансгрессии с накоплением конденсированных осадков с повышенным содержанием в них OB.

К настоящему времени в целом сформирована общая модель строения юрсконеокомских отложений западных районов [116, 115, 137]. Тем не менее, остается много неясных вопросов, касающихся расчленения и корреляции разрезов скважин, выделения и закономерностей распространения основных типов разреза на площади и их возрастной датировки, а так же «привязки» и прослеживания основного опорного отражающего горизонта «Б» на сейсмических разрезах [91, 137], поскольку кровля битуминозных отложений является скользящей и т.д. Эти проблемы обусловлены близостью изучаемых районов к обрамлению Западно-Сибирской равнины, что определяет сокращенные толщины осадочных образований мезокайнозойского чехла, выпадение из разреза большей части юрских отложений, а в ряде случаев и нижнемеловых отложений. На породах фундамента и коры выветривания залегают разновозрастные отложения тюменской свиты, вогулкинской толщи, а в наиболее приподнятых участках – песчаные и глинистые отложения харосоимской и улансынской свит. По составленным региональным схемам корреляций юрско-неокомских отложений вдоль субширотных и субмеридианальных региональных профилей R1-R19 проведена привязка отражающих сейсмических горизонтов к разрезам скважин и откартированы (прослежены) в региональном плане основные сейсмические горизонты («А», «Ттог», «Трад», «ТЮ2», «Б», «М», «М1» и др.), обобщены материалы палеонтологических данных. Выделялись и сопоставлялись крупные литологостратиграфические подразделения: свиты, подсвиты, пачки. В результате проведенных исследований Мухер А.Г. с соавторами [91, 137] в составе юрсконеокомских отложений выделено пять типов разрезов: даниловский, фроловский,

мулымьинский, чуэльский, тутлеймский, и два подтипа – трехозерный и переходный от даниловского типа к фроловскому Даниловский тип разреза развит в Приуральской НГО, в пределах Ляпинской, Малососьвинской, Даниловской, Иусской, Супринской, Верхнекондинской и др. площадей. Границы распространения этого типа разреза картировались с учетом временных сейсмических разрезов и анализа строения всей толщи верхнеюрско-нижнемеловых отложений. Здесь верхнеюрско-нижнеберриасские отложения представлены даниловской свитой, которая трансгрессивно залегает на породах тюменской свиты или палеозоя и перекрывается согласно отложениями харосоимской, улансынской, леушинской свитами. Характерной особенностью даниловского типа разреза являются сокращенные толщины мезозойско-кайнозойских отложений, наличие песчано-алевритовых пород в верхней части харосоимской свиты, с которыми связано формирование клиноформ западного падения, и резкое снижение битуминозности пород верхнеданиловской подсвиты. Даниловская свита (J2-келловей-верхняя юра - нижний берриас) по литолого-фациальным особенностям подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита является фациальным аналогом абалакской свиты, верхняя подсвита является аналогом баженовской свиты и нижнетутлеймской подсвиты. Представлена глинами аргиллитоподобными, темносерыми, почти черными со слабым буроватым оттенком, с прослоями слабобитуминозных разностей. По всему разрезу встречаются остатки рыб, двустворчатые моллюски. Толщина отложений 41-68 м, в Ляпинской впадине - до 120

На северо-западе даниловский тип разреза переходит во фроловский, а южнее, в Шаимском районе, - в мулымьинский. Фроловский тип разреза развит в пределах Красноленинской НГО и в северной части Шаимского НГР (Западно-Ловинская, Ловинская, Пайтыхская, Новомостовская и др. площади). В составе верхнеюрско-нижнеберриасских отложений выделяется абалакская и тутлеймская свиты. Подстилаются они отложениями тюменской свиты или породами фундамента, перекрываются глинистыми отложениями фроловской свиты. В этой зоне наблюдается значительное увеличение толщин мезозойскокайнозойских отложений, близкая по величине радиактивностью как в титонских, так и в нижнемеловых отложениях.

Переход от даниловского типа разреза к фроловскому происходит постепенно, в фациальном отношении отвечает смене прибрежно-морских песчаных отложений харосоимской свиты на глубоководные морские глинистые отложения низов фроловской свиты (Рисунок 14) Эта зона особенно четко картируется по сейсмическим разрезам, с/п 52, 57/03-06 (Рисунок 15), подтверждается материалами бурения, палеонтологическими данными, и выделяется в переходный тип разреза (скв.7 Верхнепурданская, скв.16, 17, 18 Адым-

Юганские, Ловинские, Пайтыхские и др.). Мулымьинский тип разреза развит в Шаимском НГР (Потанайская, Оханская, СреднеМулымьинская, Южно-Убинская и другие площади), где верхнеюрские отложения представлены абалакской и мулымьинской свитой.



Рисунок 14 - Геофизическая характеристика Красноленинского и Фроловского типов разреза по данным исследований [91]

Мулымьинская свита (J3-титон (волжский) – К1-готерив). Подразделяется на две подсвиты. Нижнемулымьинская подсвита (J3-титон (волжский)), является фациальным аналогом баженовской свиты и нижнетутлеймской подсвиты. Представлена аргиллитами темно-серыми, до черных, в разной степени битуминозными. Верхнемулымьинская подсвита (К1 берриас - К1 нижний готерив) характеризуется переслаиванием битуминозных разностей с небитуминозными. В Шаимском районе палеонтологически установлено наивысшее положение в разрезе слабобитуминозных глин нижнеготтеривского возраста. Максимальная толщина подсвиты до 50 м. В западном направлении стратиграфичекий объем битуминозных пород уменьшается за счет возрастного скольжения их кровли, вплоть до полного исчезновения битуминозных разностей в Приуральском районе. За счет седиментационной цикличности битуминозные разности пород на нескольких стратиграфических уровнях образуют переслаивания с небитуминозными глинами. Стратиграфические уровни таких переслаиваний используются для описания непрерывного литологического скольжения кровли битуминозных глин и их замещения небитуминозными разностями набором свит со ступенчатым изменением возраста кровли. Переход от даниловского типа разреза к мулымьинскому достаточно четко отражается на схемах корреляции и сейсмических разрезах [91].



Рисунок 15 - Зона перехода от даниловского типа к фроловскому. Фрагмент временного сейсмического разреза по региональному профилю R 10/04-05 по данным исследований Мухер А.Г. и др.[91, 90].

Чуэльский тип разреза развит в Березовском НГР Отличие Березовского района от Шаимского носят условный характер - разрезы районов близки. По существу, в Березовском районе описываются литостратиграфические единицы внешней западной части зоны распространения битуминозных глин. Стратиграфический объем их показан до нижнего валанжина. Называется эта толща верхней подсвитой тутлеймской свиты (К1 берриас). Выше тутлеймской свиты залегает алясовская свита (К1 берриас – К1 нижний готерив). Нижняя пачка 1 (деминская) - глины аргиллитоподобные, темно-серые, с прослоями битуминозных, слабобитуминозных и сидеритизированных разностей, толщина 0-120 м. Совместно с тутлеймской свитой деминская пачка составляют полный стратиграфический объем мулымьинской свиты.



Рисунок 16 -Карта районирования баженовского горизонта (западные районы) по данным исследований Мухер А.Г. и др.[90, 91]

Тутлеймский тип разреза развит на значительной части Карабашского НГР. В этом типе верхнеюрские отложения представлены абалакской и тутлеймской свитами. Последняя согласно перекрывается отложениями ахской и леушинской свит нижнемелового возраста. Таким образом, на основании полученной информации была сформулирована уточненная сейсмогеологическая модель строения юрских и нижнемеловых отложений западных и югозападных районов ЗСР, выделены пять типов разреза, уточнены границы их распространения на площади (Рисунок 16)(Рисунок 17), установлена зависимость смены типов разреза от условий их формирования и т.д. Комплексная интерпретация данных бурения и сейсмических материалов (региональных и площадных) позволили проследить на временных разрезах, как собственно границу изменения типов разреза, что соответствует в палеогеоморфологическом плане смене прибрежно-морских условий осадконакопления на морские глубоководные.

Восточно-Уральская НГО Приуральская НГО				кая НГО Приуральская НГО НГО				Приура	пьская НГ	Красн	юленинс	кая НГО		Фроло	вская НГС	0	
	Березовский НГР Иусский НГР Карабошский НГР Шаимский НГР				Јаимский	нгр	Березовский НГР				Красноленинский НГР Сергинский НГР						
Ярус	Свита	Подсви та	Пачка/ пласт	Ярус	Свита	Подсви та	Ярус	Свита	Подсви та	Пачка/ пласт	Ярус	Свита	Подсви та	Ярус	Свита	Подсви та	Пачка/ пласт
K ₁ g	леуш. улан			K ₁ g	леуш. улан		K ₁ g	леуш. в вр	аналог улан.	устрем чузльс	K ₁ g	ская		K ₁ g	Каж		
K ₁ b-K ₁ v	харосов.			K ₁ b-K ₁ v	мьинская	верх.	K ₁ b-K ₁ v	алясовс		деминск. пачка	K ₁ b-K ₁ v	фролов		K ₁ b-K ₁ v	фроловс		
J ₃ v	π	верх.		Jav	мулы	ниж.	J ₃ v	тутл.	верх. нижн.		V _s L	тутл.	верх. ниж.	J ₃ v	бажен.		
J ₃ O J ₃ km	даниловска	ижняя		Jao Jakm	алакская	вшпот.нияг	J ₃ O J ₃ km	алакская			J ₃ O J ₃ km	алакская		J ₃ o J ₃ km	алакская		
J ₃ k				Jak	a6	Bory	J ₃ k	aQ			J ₃ k	ag		J ₃ k	aõ		
J₂bt	тюменская			J₂bt	тюменская		J₂bt	тюменская			J₂bt	тюменская		J₂bt	тюменская		

Рисунок 17 - Типизация разрезов верхнеюрских отложений Западных районов ХМАО-Югры по данным Мухер А.Г. и др.[91]

На (Рисунок 18) показана принципиальная схема строения глинисто-битуминозной формации баженовской свиты и ее аналогов Широтного Приобья и Шаимского района Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Пальяновская площадь расположена в зоне перехода от баженовской свиты к тутлеймской.



Условные обозначения: 1- породы: а – песчаные, б – глинистые, в –битуминозные; 2 – несогласия; 3 – отражающие горизонты; Широтное Приобье (А;) Шаимский район (В)

Рисунок 18 - Принципиальная схема строения глинисто-битуминозной формации в Среднем Приобье (А) и в Шаимском районе (В) [82]

В сейсмостратиграфическом отношении верхнеюрский комплекс заключён в интервале ОВ Т (Тю₂) и Б. Подошвой сейсмокомплекса является ОГ Т (Тю₂), приуроченный к верхам тюменской свиты, а кровлей – ОГ Б, отождествляемый с кровлей баженовской свиты и нижнетутлеймской подсвиты. В переходной зоне развития этих типов разреза какого-либо изменения в волновой динамике ОВ Б не наблюдается.

Вне зависимости от возраста, породы, входящие в состав БГ, имеют общий характерный признак - повышенное содержание в них ОВ. Именно этот параметр следует считать основным при выделении границ интересующих отложений в составе БГ.

Так как исследуемый объект в настоящее время интересен не только на площадях с развитием баженовской свиты, но и западнее, с выделенным тутлеймским типом разреза, для упрощения далее по тексту принимаем название – баженовский горизонт или баженовская свита.

4.5 Литологические типы пород баженовского горизонта и седиментационная модель

Дифференциация пород баженовского горизонта на литологические типы проводилась по критериям, которые с одной стороны характеризуют их вещественный состав, а с другой 58 стороны отражают интегральные физические характеристики, определяемые в скважине при проведении каротажа. В результате сопоставлений между собой объемного содержания основных компонентов пород баженовской свиты было выделено 5 пачек из 11 литологических типов (Грабовская Ф.Р. и др.) [29].

При выделении литологических типов пород использованы следующие критерии:

1. Вещественный состав: количество глинистых, карбонатных, кремнистых и др. минералов (по рентгенофазовому анализу и шлифам),

2. содержание органического вещества (по результатам пиролиза Rock-Eval),

3. структурно-текстурные признаки, органические остатки, аутигенные образования (по материалам описания керна и шлифам).

При литологической типизации использована классификация Н.Н. Верзилина [23], которая предполагает выделение следующих групп пород: 1. однокомпонентные – содержание одного из компонентов более 60 % (наименование примесей: до 25 % – «-истый», 25–40 % – «-овый»); 2. двухкомпонентные – любого компонента меньше 60 %, сумма двух главных 80 % и более; 3. многокомпонентные – каждого компонента меньше 60 % и сумма любых двух меньше 80%. Дополнительно была выделена группу «чистых» пород, с содержанием одного компонента более 80 %. Примеры наименования: «чистые» – силициты, однокомпонентные – силициты глинистые, двухкомпонентные _ глинисто-кремнистые породы, многокомпонентные – глинистокремнисто-карбонатные породы. Отметим, что принятое нами, вслед за Н.Н. Верзилиным, определение однокомпонентной породы по нижней границе преобладающего компонента в 60% не отвечает общепринятому [135], но в ходе работы это оказалось удобным для рассматриваемых смешанных пород. Для разделения пород по содержанию органического вещества мы учитывали количество органического углерода (Сорг), высвобождающегося в составе различных соединений при термической деструкции керогена. Согласно показателю Сорг, породы разделены на: 1. низкоуглеродистые – Сорг < 3 %; 2. углеродистые – 3 < Сорг < 6 % 3. сильноуглеродистые Сорг > 6 % Обоснование нижней границы Сорг равной 3% для разделения пород на низкоуглеродистые и углеродистые представлено в работе [138].

Поскольку рассматриваемые нами породы локализованы на небольшой площади (один лицензионный участок) и претерпели приблизительно одинаковые катагенетические преобразования, мы не стали оперировать «приведенными» содержаниями Сорг, отвечающими начальной стадии катагенеза, как это рекомендуют авторы книги [138] В разрезе тутлеймской свиты выделено 11 литологических типов пород [29]:

Литотип 1. Силициты глинистые, низкоуглеродистые (содержание минералов кремнезема более 60 %, С орг < 3%), темно-серые. Преобладающая структура пелитоморфная,

59

на фоне которой отмечаются остатки кремневых скелетов радиолярий (до 10 %) в виде мелких светлых сфер диаметром 0,05 – 0,15 мм. Порода массивная или с тонкой горизонтальной слойчатостью, намечаемой микролинзовидным распределением глинистого и кремневого материала. Присутствуют раковины двустворок, стяжения сульфидов, редко карбонатные конкреции.

Литотип 2. Силициты (содержание минералов кремнезема более 80%) низкоуглеродистые, светло-серые. Структура органогенно-пелитоморфная – порода содержит от 10 до 50 % остатков радиолярий средней сохранности. Текстура массивная. Присутствуют стяжения сульфидов, редко мелкие разнонаправленные ходы илоедов.

Литотип 3. Силициты углеродистые (3 < С орг < 6%), темно-бурые, с органогеннопелитоморфной структурой, близкой к описанной для логотипа 2, массивные. Отмечаются выделения сульфидов и линзовидные стяжения фосфоритов (до 4 см в поперечнике). Литотип 4. Силициты низкоуглеродистые, светло-серые, с биозернистой структурой, образованной остатками радиолярий (более 50%) преимущественно хорошей сохранности. Промежутки между ними заполняет пелитоморфный матрикс, сложенный остатками практически полностью растворенных радиолярий со сгустками и микролинзами органического вещества. Иногда за счет пелитизации скелетов радиолярий границы между ними и матриксом установить трудно. Характерна тонкая горизонтальная слойчатость, намечаемая нитевидными прослоями глинистого вещества.

Литотип 5. Карбонатизированные силициты, низкоуглеродистые, темно-серые. Структура реликтовая радиоляриевая – остатки радиолярий (более 50%) нацело замещенные карбонатными минералами (кальцит и доломит). В керне проявлена пятнистая текстура, обусловленная наличием хлопьевидных светло-серых пятнышек, равномерно рассеянных в породе.

Литотип 6. Глинисто-кремнистые породы (сумма глинистых минералов и минералов кремнезема более 80%) и силициты глинистые, сильноуглеродистые (С орг > 6%), темнобурые. Структура пелитоморфная. Порода массивная или с тонкой горизонтальной слойчатостью, намечаемой плитчатым расколом породы. Органическое вещество образует многочисленные тонкие пленки, сгустки и стяжения. Присутствуют микропрослои, состоящие из остатков радиолярий различной сохранности, отпечатки раковин аммонитов на межслойковых поверхностях, фосфатизированные остатки морской фауны, округлые стяжения сульфидов.

Литотип 7. Близок литотипу 6, но отличается наличием тонких (до 1,5 см) горизонтальных карбонатных прослоев, представленных скоплением детрита морского бентоса.

Литотип 8. Глинисто-кремнисто-карбонатные (каждого компонента меньше 60%, сумма любых двух компонентов менее 80%), сильноуглеродистые, темно-бурые породы. Структура пелитоморфная, на фоне которой отмечаются реликты остатков радиолярий (менее 10%). Карбонатная часть обнаруживается на снимках РЭМ и представлена остатками микроскопических водорослей - кокколитофорид. Текстура массивная. Органическое вещество образует многочисленные тонкие пленки, сгустки и стяжения. Присутствуют отпечатки раковин аммонитов на межслойковых поверхностях, фосфатизированные остатки морской фауны, округлые стяжения сульфидов.

Литотип 9. Глинисто-пиритово-кремнистые углеродистые и сильноуглеродистые породы, темно-бурые с металлическим отблеском. Структура пелитоморфная. Порода с отчетливой горизонтальной микрослойчатостью, обусловленной наличием тонких прослоев, обогащенных глинистой и кремневой составляющей, подчеркнутой неравномерным распределением OB. Характерно высокое (до 30%) содержание рассеянных микроагрегатов пирита, равномерно распределенных в основной массе, что и стало основанием для его включения в название породы. На межслойковых поверхностях присутствуют фосфатизированные остатки морской фауны.

Литотип 10. Кремнисто-карбонатные и карбонатные низкоуглеродистые, редко углеродистые, светло-серые породы. Структура сферо-микритовая. Округлые Образования (от 10 до 50% и более) крупноалевритовой размерности, сложены кристаллическим кальцитом, реже доломитом. Они распределены неравномерно и образуют микропрослои. Межкомпонентное пространство заполнено микритом. Текстура массивная или неотчетливо слоистая. Эти породы образуют овальные, шаровидные, иногда уплощенные стяжения, мелкие (размер стяжений < диаметра керна) и крупные (размер стяжений > диаметра керна). В карбонатных разностях иногда присутствуют разнонаправленные трещины и небольшие каверны с оторочкой вторичного кальцита.

Литотип 11. Карбонатно-фосфатные углеродистые коричневые породы с зернистой структурой, которую образуют фосфатные округлые образования песчаной размерности ((от 0,05 мм до 0,5 мм), сцементированные поровым или базальным карбонатным (кальцит и доломит) спаритовым цементом. Текстура массивная. Эти породы образуют линзовидные прослои и округлые желваки. Анализ вертикальных последовательностей установленных литотипов позволил сгруппировать их в 5 пачек, которые уверенно идентифицируются во всех изученных разрезах по всей Пальяновской площади. По содержанию органического вещества пачки могут быть подразделены на низкоуглеродистые (пачка I), углеродистые (пачка II), сильноуглеродистые (пачка III, V) и характеризующиеся переслаиванием пород низкоуглеродистых и сильноуглеродистых (пачка IV) (Рисунок 19).



Рисунок 19 - Схема сопоставления разрезов верхов абалакской и тутлеймской свит Пальяновской площади по данным Грабовской Ф.Р. и др. [29]

Условные обозначения: 1 – аргиллиты и алевролиты, 2 – силициты глинистые низкоуглеродистые, 3 – силициты низкоуглеродистые, 4 –силициты углеродистые, 5– силициты с радиоляриевой структурой низкоуглеродистые, 6 –силициты карбонатизированные с реликтовой радиоляриевой структурой, 7–силициты глинистые и глинисто-кремнистые сильноуглеродистые породы, 8 – прослои раковинного детрита, 9 – глинисто-кремнисто- карбонатные сильноуглеродистые породы, 10 – карбонатные конкреции (мелкие и крупные), 11 – стяжения фосфоритов, 12 – выделения сульфидов, 13 – выделения глауконита, 14 – известковистость, 15 – детрит морского бентоса, 16 – детрит морского нектона, 17 – ходы илоедов, 18 – фосфатизированные остатки морской фауны.

Седиментационная модель формирования баженовского горизонта

Установлено, что разрез тутлеймской свиты (баженовского горизонта) на Пальяновской площади характеризует единая вертикальная последовательность из выделенных пачек. Волжско – берриасское время в Западной Сибири пришлось на конечную стадию крупнейшей в геологической истории Сибири позднеюрско–неокомской морской трансгрессии, в результате которой появилось обширное эпиконтинентальное море (Рисунок 20 а) со спокойной гидродинамической обстановкой, пологими берегами, ограниченным терригенным сносом и бурным развитием планктонных организмов [8].



Рисунок 20 - Схематические палеогеографические карты [8] и модельные профили дна вдоль широтного Приобья [46] Западно-Сибирского бассейн

а — волжское - раннеберриасское время, б — берриасское - ранневаланжинское время 1 — глубокая часть шельфа, 2 — относительно глубокая часть шельфа, 3 — мелкая часть шельфа, прибрежная зона, 4 — суша, 5 — Пальяновская площадь.

В конце баженовского времени обширное эпиконтинентальное море начало быстро сокращаться, отступая к западу от Сибирской суши – самого существенного источника сноса. В берриас – ранневаланжинское время наиболее глубоководная часть бассейна продолжала существовать только в северо-западной четверти Западно-Сибирской плиты (Рисунок 20 б) [8]. В результате, дистальная зона глубоководного шельфа приняла облик локальной впадины, которая способствовала существованию в ней изолированным объемам застойной воды. В этих условиях на территории Пальяновской площади шло накопление глинисто-пиритовокремнистых углеродистых и сильноуглеродистых осадков. По всей видимости, быстрое

сокращение площадей распространения глубоководных ландшафтов в результате регрессии моря привело к нарушению экологического равновесия в фотическом слое бассейна. Это могло стать причиной массовой гибели первичных гидробионтов, а вместе с ними и остальной морской фауны. В этих условиях на дно осаждалось большое количество биогенного детрита. Его разложение в анаэробных условиях, вероятно, приводило к сероводородному заражению придонных вод и формированию в большом количестве пирита, которым изобилует V пачка (до 30% рассеянных микроагрегатов пирита) [29].

Можно предположить, что именно резкое увеличение вклада биогенного детрита в осадке, связанное с регрессией моря, привело к формированию интервала с линзовидными прослоями и округлыми желваками зернистых фосфоритов, описанного в кровле IV пачки и прослеживающегося во всех изученных разрезах (Грабовская Ф.Р и др.) [29].

Таким образом, согласно седиментационной модели накопление отложений происходило ниже базы волнений в дистальной зоне глубоководного шельфа. В пределах этой ландшафтной зоны смену условий седиментации и типов формирующихся осадков контролировали изменения уровня моря, происходившие в три этапа: ускоренный подъем, стабилизация и последующее падение. Эволюция этих этапов и связанных с ними процессов седиментации определила основные закономерности строения баженовского горизонта [29].

4.6 Геохимические предпосылки нефтегазоносности баженовского горизонта

Баженовский горизонт, является одним из самых уникальных объектов в Западно-Сибирском НГБ. Конторович А.Э. отмечал, что около 85% коммерческих запасов нефти генетически связаны с баженовской свитой [67].

С геологической точки зрения отложения баженовского горизонта можно считать полноценным нефтегазоносным комплексом, который включает в себя нефтематеринские породы, коллекторы и покрышки. Органическое вещество, имеющее достаточно большие концентрации во всем разрезе баженовско-абалакского комплекса, представляет из себя продукт накопления в морских условиях и представлено веществом сапропелевого типа и лишь в нижней части можно встретить прослои гумусовой органики.

По собранным материалам было выявлено, что почти на вей территории района исследований ОВ баженовской свиты достаточно однотипно и принадлежит ко второму типу ОВ, такое распределение можно увидеть на графике Ван-Кревилена (Рисунок 21).

64



Рисунок 21 График Ван-Кревилена для баженовского горизонта на территории исследований

Можно сделать вывод, что на начальном уровне катагенеза МК1 водородный индекс (HI) равен 740-800. Такое распределение говорит о высоком уровне потенциала баженовского горизонта.

На основе данного вывода было сделано заключение, что ОВ баженовского горизонта в основном является одного типа и можно выделить прямую зависимость того, что чем больше количество ОВ и выше его зрелость в интервале МК1-МКЗ (зона ГЗН) тем выше количество сгенерированных углеводородов (УВ).

Для оценки зрелости Сорг использованы данные Тмах, его взаимосвязь с параметрами зрелости сопоставлялась согласно (Таблица 3) (шкала катагенеза по Вассоевичу Н.Б.).

Таблица 3 - Взаимосвязь с параметрами зрелости (шкала катагенеза по Вассоевичу Н.Б.)

Ст под	гадии и цстадии	К	Изменен оличестве показател	ие нных тей	Генерируемый флюид	Главные зоны	
кат	гагенеза	R ⁰ , %	Tmax,°C	PI, S ₁ /S ₁ +S ₂			
Прото -	ПК1- ПК3	0,3- 0,5	<430		Биогенный газ		
	МК1	0.65	438	0.1			
енез	МК2	0.85	448		Нефть	ГЗН	
-KaTaF	МК3	1.15	459	0.4			
Meao	МК4	1.50	475		Конденсат	ГЗК	
	МК5	2.00	530		Жирный газ		
нез	AK1	2.5			<u> </u>	1'31'	
rare	АК2	3.5	650	1	Сухой газ		
-Ka	АКз	7.0					
Апо	АК4	11.0					

Для выполнения работ по прогнозу нефтегазоносности баженовского горизонта были решены следующие задачи: построены карты количества органического вещества, зрелости на основе имеющейся собственной информации и литературных данных.

Карта количества ОВ и катагенетической преобразованности была построена на основе литературных данных (карт Сорг и зрелости) и уточнены, основываясь на собственных данных. При построении так же использовались карты опубликованные различными институтам: СНИИГИМС, НАЦ РН им. В.И. Шпильмана [93], ЗапСибНИИГГ [44].

4.7 Теплофизический каротаж на керне – новый способ определения Сорг и геомеханических свойств

Для определения содержания органического вещества для баженовской свиты, хорошо себя зарекомендовал метод исследований теплофизического профилирования, из которого пересчитывается непрерывный профиль Сорг по всему разрезу [106, 107, 109, 4].

Тепловые свойства пород баженовской свиты в 2015-2016 гг. в рамках совместных работ Сколковского института науки и технологий и ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр» были изучены при помощи теплофизического каротажа на керне для 8 скважин, пробуренных в Красноленинском своде (Пальяновская площадь), Приобском поднятии (Южно-Приобская площадь), Нижневартовском своде (Орехово-Ермаковское и Южное месторождения) и Вынгаяхинском вале (Вынгаяхинское месторождение) Западной Сибири. Общее число изученных образцов керна составило 2446. [110]

Породы баженовской баженовского горизонта в большинстве изученных разрезов скважин сложены кремнисто-глинистыми, кремнистыми (силициты), глинисто-кремнистыми породами, микститами (глинисто-карбонатно-кремнистые) и кремнисто-карбонатными породами с различным содержанием органического вещества. Содержание кремнистых минералов (кристобалит, халцедон, кварц) составляет 15-75%, глинистых минералов (гидрослюда, каолинит, смешаннослойные глинистые минералы, хлорит) – 9-70%, карбонатных (кальцит, доломит, сидерит) – 0-39%, пирита – 0-20%, альбита – 2-17%. Содержание С_{орг} в изученных отложениях БС варьирует от 1,1% до 24%. Органическое вещество (кероген) присутствует в породе в виде штриховидных просечек, тонких, неясногоризонтально-слоистых и линзовидных прослоек, а также пропитывает матрикс породы тонкими вкраплениями.

На (Рисунок 22) представлено распределение С_{орг} в пределах баженовской свиты для скважины № ПЗ Приобского поднятия. Каждая точка на рисунке соответствует среднему значению С_{орг} для одного образца керна. Сопоставление результатов оценки С_{орг} по данным теплофизического каротажа на керне с результатами оценки С_{орг} при помощи пиролиза показали их хорошее соответствие.

Данный метод определения С_{орг} был применен для всех изучавшихся скважин [6, 5]. Для выборочных коллекций керна всех этих скважин проводились определения С_{орг} при помощи пиролиза (прибор HAWK). Анализ соответствия результатов определения С_{орг} двумя методами во всех случаях показал хорошее соответствие данных [110, 2].

Также теплофизический каротаж на керне применяется для определения геомеханических свойств пласта. Геомеханическое моделирование и расчет устойчивости ствола скважины в настоящее время это как бы "новый стандарт" для оптимизации бурения эксплуатационных и разведочных скважин [2, 108]. Геомеханическое моделирование с учетом напряженного состояния, упругих и прочностных свойств горных пород позволяет рассчитать диапазон плотности бурового раствора для безопасного бурения (для исключения прорывов, потерь, ВЧ при бурении), что очень важно в условиях АВПД для баженовской свиты, также выполнить полный отбор керна из отложений баженовского горизонта, что часто бывает затруднительно.



Глубина, м

Рисунок 22 - Распределение общего содержания органического вещества Сорг в пределах баженовской свиты для скважины № ПЗ Приобского поднятия. Точки на рисунке соответствуют средним значениям Сорг для каждого образца керна, определенным по результатам профилирования теплопроводности по образцу [110].

Исходными данными для построения таких моделей являются непрерывные профили распределения статических механических свойств горной породы, которые строятся на основе прямых измерений по керновым данным с использованием результатов каротажа (акустических, плотностных, корреляций ГИС-Керна). Прямые измерения от основных данных всегда имеют самую лучшую точность и надежность [107]. Метод определяет правильно места отбора керна для дальнейших исследований, чтобы выявить механические типы пород для максимального охвата всех литологических типов пород; идентифицировать различные механические свойства пород в литологическом неоднородном разрезе, когда мы имеем ограниченные данные по тем или иным причинам (сложная литология, не полный комплекс ГИС). Для идентификации механических свойств литотипов часто используют метод скретчтеста. Альтернативой скретчеру является технология непрерывного теплофизического профилирования высокого разрешения. Технология основана на методе оптического сканирования, рекомендованном Международной ассоциацией геомеханики (ISRM)[110]. В низкопроницаемых, богатых органическими веществами осадочных отложениях тепловые свойства хорошо коррелируют с механическими свойствами керна. Это было подтверждено многочисленными лабораторными исследованиями и опытно-промышленными работами [111].

Также метод хорошо зарекомендовал себя для идентификации оптимального мета отбора образца и количество образцов керна для геохимических исследований [133], что очень важно при изучении нефтематеринских отложений. Геомеханическое моделирование глубоководных отложений бажено-абалакского комплекса позволило успешно пробурить первые горизонтальные скважины на месторождении, и произвести 100% отбор керна. Результаты бурения показали хорошую сходимость модели устойчивости с фактическим состоянием скважины.

4.8 Оценка степени керогенонасыщенности пород БС с использованием данных метода ЯМР

Органическое вещество пород БГ находится как в твердом (кероген и физически связанная с ним неподвижная часть битумоидов), так и в жидком (свободная часть битумоида в поровом пространстве – в открытых и запечатанных порах) состоянии. Количество свободного битумоида увеличивается с увеличением степени зрелости ОВ, что очевидно, и проявляется в разных скважинах даже в пределах одного месторождения [19].

Данные РСА подтверждают неоднородное строение изученных разрезов. Хотя, в целом, не отмечено влияния конкретных минералогических и органических компонентов на коэффициент гидрофобизации, полученные данные свидетельствуют о сложной системе взаимодействия, а, возможно, и существовании полимеров различных групп минералов с органическим веществом, насыщающем породы БГ. Дополнительного изучения требуют как оценка фазового состояния OB, так и первичность и вторичность процессов минерализации и переходных состояний минералов (например, кремнезема) [19].

Учитывая широкие возможности метода ЯМР для изучения структуры пустотного пространства горных пород и их флюидонасыщения, была сделана попытка оценить содержание ОВ в породах БГ. Такой подход может быть полезен в будущем для возможного петрофизического обеспечения ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) и расчета содержания ОВ

по данным расширенного комплекса ГИС. По результатам эксперимента было проведено сопоставление с определением общего содержания органического углерода и пересчета его на органическое вещество по данным пиролитических исследований.

Значение концентрации ОВ напрямую рассчитать нельзя, так как измеренная газоволюметрическим способом минералогическая плотность образца породы БГ искажена в меньшую сторону наличием закрытых пор, содержащих нефть. Использовалась неэкстрагированные образцы кернового материала контролируемо высушивались до постоянной массы при температуре 60°С, исключающей термическое повреждение глинистых компонентов породы, после чего на них проводились исследования методом ЯМР для определения объема нефтесодержащих закрытых пор по парциальному спектру спинспиновой (T2) релаксации. Учитывая то, что эхо-сигнал от малоподвижных и твердых углеводородов (УВ) релаксирует очень быстро и не регистрируется, весь спектр ЯМР сухого образца описывает насыщение закрытых пор подвижным флюидом. Далее, образцы кернового материала насыщались керосином для определения общего объема, а также объема пустот образца [19].

Общая теоретическая минералогическая плотность породы без керогена рассчитывалась по закону суммирования с величинами скелетных значений по (Берри, 1987). В результате проведенного эксперимента получен тренд распределения по разрезу количества органического углерода, повторяющий данные пиролитических исследований пород БГ до экстракции хлороформом, однако, расхождения могут появляться из-за неточной оценки плотности входящих компонентов или их смесей, с чем еще предстоит разобраться.

Значительное количество керогена в породах БГ может вносить искажения в значения коэффициентов гидрофобизации, для оценки корректности указанного метода предложена методика сопоставления спектров ЯМР образцов с различной насыщенностью с расчетом аналога «коэффициента смачиваемости». Возможно использовать вариант расчета количества ОВ в породах БГ с помощью суммативной модели. Указанный расчет является первым шагом к построению математической модели для оценки содержания органической составляющей в породах БГ по данным ЯМК. Полученный тренд распределения ОВ по разрезу при сравнении с пиролитическими данными поставил перед авторами ряд вопросов, которые необходимо решить в обозримом будущем.

5. ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЛАТЕРАЛЬНУЮ НЕОДНОРОДНОСТЬ ПРОДУКТИВНОСТИ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА

5.1 Характеристика изученности продуктивных пластов по керну на Пальяновской площади Красноленинского месторождения и специфика исследований отложений баженовского горизонта

Изучение литолого-петрофизических особенностей разреза и определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород и продуктивных пластов на Пальяновской площади проводилось в разные годы лабораторными исследованиям керна в концерне «Тюменьгеология», в ХМНГГ и ЗапСибНИГНИ, ООО «Газпромнефть НТЦ», ЗАО «МиМГО», Москва. На соседних площадях рад исследований выполнены в рамках работы по Консорциуму в МГУ в 2015-2016 гг.

В основу представленной работы приняты исследования, выполненные в Саратовском ГУ им. Чернышевского под руководством профессором Коробова А.Д. и ООО «Газпромнефть НТЦ». Описание петрографических шлифов проводилось канд. г.-м.н. Е.Ф. Ахлестиной и д-р г.-м.н. профессора Я.А. Рихтером. Рентгенографический фазовый анализ природных образцов и тонких, менее 0,001 мм, фракций выполнялись под руководством заведующего кафедрой, д-ра г.-м.н., профессора Казанского (Приволжского) Федерального университета д-р г.-м.н. профессора В.П. Морозова.

Специфика работ заключалась в петрографическом описании шлифов, выполнении рентгенофазового анализа природных образцов и рентгенофазового анализа тонких фракций (менее 0,001 мм), а также бензольная (хлороформная) обработка битуминозных пород. Минеральный состав пород (без учета количества битумного вещества) Пальяновского лицензионного участка определялся по результатам валового рентгенофазового анализа.

На северо-восточном участке Пальяновской площади с отбором керна из пластов ЮК0-ЮК0/1 пробурено семь скважин, в том числе две разведочные и пять эксплуатационных (Таблица 4). В период 2013-2014 гг. с отбором керна пробурена одна разведочная скважина и четыре эксплуатационных. Суммарная проходка по этим скважинам составила 93,1 м, вынос керна – 86,4 м, что составило 92,8% от проходки.

Физико-литологическая характеристика пород продуктивного пласта баженовского горизонта, базируется на макроописаниях керна и микроописаниях петрографических шлифов, результатах лабораторных анализов керна, включая определения фильтрационноемкостных свойств, результатах гранулометрического и минералогического состава, карбонатности, остаточной нефтенасыщенности. Изученность отложений тутлеймской (баженовский горизонт) свиты с точки зрения физико-литологических свойств недостаточно. Коллекторы специфичны по строению и коллекторским свойствам, поэтому необходимо продолжать детальное изучение данного объекта. В интервале пласта ЮК0-ЮК0/1 баженовского горизонта по керну пористость изменяется от 1,1 до 5,6%, при среднем значении – 2,8%; проницаемость изменяется от 0,02 до 101 мД при среднем значении – 12,4 мД.

Породы баженовского горизонта, кроме битуминозных аргиллитов, имеют кремнистый и карбонатный состав, которые являются потенциальными коллекторами с емкостью трещинного и порово-трещинного типа. Многие исследователи связывают продуктивность баженовского горизонта именно с плотными прослоями радиоляритов [52]. Состав этих пород определяется соотношением биогенного кремнезёма, керогена, кальцита и/или доломита и в меньшей степени глинистых минералов. Источником биогенного кремнезёма в данных породах служили радиолярии. Радиоляриевая структура сохраняется как в кремнистых, так и в карбонатно-кремнистых породах. На рисунке (Рисунок 23) на прокрашенных шлифах показаны особенности строения и процессов вторичного преобразования кремнисто-карбонатной породы [52] выявленные на соседних площадях.



Рисунок 23 - Особенности строения и процессов вторичного преобразования кремнисто-карбонатной породы данные [52]

Необходимо отметить важный факт, что суммарная толщина кремнистых и карбонатнокремнистых радиоляритов в разрезах в разрезе БС не превышает 2м. Например, на
Пальяновской площади по керновому материалу их практически не наблюдаем. По исследуемым скважинам, слои радиоляритов в баженовской свите составляют порядка 0,4 -0,6 м от всего отобранного кернового материала. В результате построенных зависимостей коэффициента динамической пористости от коэффициента общей пористости между пористостью до и после экстракции и их связями с проницаемостью определено, пористость основных литотипов по разрезу до экстракции изменяется в диапазоне 1 – 2%, и только в одном пласте доломитизированных радиоляритов КП до экстракции доходит до 15% (Рисунок 24), что еще раз подтверждает вторичную природу коллекторов в проявлении вторичной доломитизации.



Рисунок 24 -Зависимость коэффициента динамической пористости от коэффициента общей пористости [52]

В разрезе по данным макроописания наблюдаются локально развитые карбонатизированные нефтенасыщенные конкреции (Рисунок 25 А), также карбонатнокремнистые без признаков насыщения УВ. Деление на насыщенные и не насыщенные УВ конкреции происходит по тонким плотным пиритизированным прослоям. Подробно разрез баженовского горизонта описан выше в главе 4.5.

Помимо фактора наличия радиоляритов, карбонатизированных пропластков, вторым важным аспектом является высокая катагенетическая зрелость. Характерной чертой таких пород является высокая трещиноватость (техногенная и природная) с разнонаправленным расположением трещин. Многие трещины образуются в результате разгрузки напряженного состояния пород при бурении и подъеме на поверхность. Такого рода трещины были названы «техногенными». Также установлены природные, т.е. имеют корень. (Рисунок 25 В) (Рисунок трещиноватость субвертикальная (30° к оси керна) и субгоризонтальные трещины, показаны



 Аргиллит с овальными, и неправильной формы
включениями конкреций
нефтенасыщенных и без
признаков нефти

В) Аргиллит битуминозный буроватый, крупноплитчатый с бархатистым изломом и сильной послойной пиритизацией

С) Крепкие, хрупкие кремнистые прослои (радиоляриты), наблюдается нетипичная трещиноватость субвертикальная (30° к оси керна) и субгоризонтальные трещины.

Рисунок 25 - Пальяновская площадь. Аргиллит с конкрециями, пиритизированные аргиллиты и кремнистые прослои с проявлением трещиноватости [123].

Ранее выполненные исследования отложений баженовского горизонта наблюдается низкое влияние литологического фактора на продуктивность скважин, т.е. в единых литологофациальных зонах отложения баженовской свиты имеют различную продуктивность, что указывает на вторичную природу коллекторов [52].

					r						1	211				
№№ скв.	Пласт	Интервал	Толщина пласта, м		Характер	Интервал отбора		Проходка	Вынос керна		Эффективная толщина					
		пласта, м			насыщения	керна пос	ерна после увязки, с отбором									
						1	М	керна, м								
			общая	эффективная		кровля	подошва		М	%	всего, м	%	нефтенасы-			
						-							щенная, м			
						2458,1	2468,6	3,8	3,8	100						
130	ЮК0	2464,8-2490,0	19	9,5	н	2468,6	2481	12,4	8,57	69,1	3,9	40,7	3,87			
						2481	2493,3	9	9	100						
138	ЮКО	2775,0-2799,0	24	7,8	н	2775,1	2787,6	12,5	12,37	99	3,9	49,6	3,87			
						2787,6	2800,1	11,4	11,4	100	3,8	48,7	3,8			
	ЮКО	2973,0-2996,8	23,8	8	н	2963,9	2975,9	2,9	2,8	96,6						
157						2975,9	2984,3	8,4	6,22	74	0,72	9	0,72			
157						2984,7	2996,7	12	12	100	4,7	58,8	4,7			
						2996,7	3009,7	0,1	0,1	100						
158	ЮК0	2879,1-2900,0	20,9	6,5		2895,1	2904,1	4,9	4,9	100						
(02D	ЮК0-ЮК0/1	2342,5-2366,3	23,8	3,8	н	2353,4	2362,4	9	1,9	21,1	3,4	89,5	3,4			
003P	ЮК0/1	2366,3-2397	30,7	4,4	н	2370,6	2377,1	6,5	6,6	100	1,4	31,8	1,4			
611D		22187 2242 2	2318,7-2342,2 23,5	,5 7,7	н	2322,7	2334,7	12	11,7	97,6	6,8	88,3	6,8			
011P	IOK0-IOK0/1	2318,7-2342,2			н	2338,2	2341,9	3,7	3,5	95,4	0,9	11,7	0,9			
9426	ЮК0-ЮК0/1	K0/1 2673,8-2698,1	573,8-2698,1 24,3	24,3 9,4	н	2684,4	2690,9	6,5	6,3	96,9	3,9	41,5	3,9			
					н	2696	2702	6	6,8	113,3	1,2	12,8	1,2			
Всего по	ЮК0-ЮК0/1		159,3	52,7				114,6	101,8	88,5	33,2	62,9	33,2			
шастам	ЮК0/1	2366,3-2397	30,7	4,4				6,5	6,6	100	1,4	31,8	1,4			

Таблица 4 - Сведения об отборе и освещённости керном пласта ЮК0-ЮК0/1 северовосточного участка Пальяновской площади

Выполненные ранее исследования по баженовскому горизонту в Западной Сибири ответили на многочисленные вопросы, связанные с геолого-геофизическими и геохимическими параметрами, но на главные вопросы – каков генезис нетрадиционных коллекторов с подвижными УВ, где развиты продуктивные отложения свободной нефти, как их обнаружить и как закартировать – ответы до сих пор существенно различные. Чтобы ответить на поставленные вопросы по выявлению перспективных отложений баженовского горизонта, рассмотрим возникновение продуктивных нетрадиционных коллекторов в неразрывной связи с образованием самих нефтяных залежей в битуминозных отложениях на примере одной из исследуемых площадей – Пальяновской [121, 100].

Исследования проводились с целью определения генезиса нетрадиционных коллекторов с подвижными УВ и прогнозе коллекторских свойств по площади отложений баженовского горизонта Пальяновского лицензионного участка. Подтвердим, что главным факторов возникновения коллекторов и залежей УВ послужили нагретые воды, а на генерацию, аккумуляцию и миграцию УВ в породах баженовского горизонта непосредственное влияние оказал вещественный состав доюрского фундамента и особенности строения осадочного чехла. Нефтегенерация вызвана кондиционным прогревом, и как следствие, области с наличием свободной нефти непосредственно связаны с эпигенетическими процессами.

Во время ранней стадии тектоно-гидротермальной активизации гидротермальные растворы обеспечили разноинтенсивный прогрев материнских толщ, созревание OB, формирование емкостей и надежную изоляцию нефтенасыщенных отложений вторичными флюидоупорами. На поздней стадии тектоно-гидротермальной активизации имело место преобладающее перераспределение УВ вдоль разломов, выступающих в роли резервуара жильного типа.

Рассмотрим более подробно влияние эпигенеза на битуминозные породы на примере Пальяновской площади Красноленинского месторождения, где выявлены притоки свободной нефти различной интенсивности из отложений баженовского горизонта из вертикальных скважин. В результате проведенных работ выявлена генетическая природа коллекторов, определены минералогические, геохимические характеристики родоначальных и измененных пород за счет гидротермально-метасоматических процессов.

5.2 Гидротермальный минерагенез в обстановке Пальяновской площади и продуктивность скважин

Многочисленные исследования, проведенные С.Г. Красновым и соавторами (1980 [81, 15, 16]), В.И. Белкиным и коллегами (1983, 1985), Э.М. Халимовым и другими (2004 [132]),

Н.С. Балушкиной и соавторами (2013, 2016 [12, 13]), Ю.Н. Зубковым (2014 [50]) и многими другими геологами, показали, что связь основных литологических характеристик баженовской свиты с нефтеносностью не установлена. Очевидно, первичные седиментационные факторы не имеют определяющего влияния на нефтеносность баженовской свиты. Совершенно иные результаты дает рассмотрение изменения по площади современной пластовой температуры, а также палеотемператур – главнейшего параметра, определяющего характер протекания эпигенетических процессов. Так, Салымское и Верхне-Салымское месторождения (средние современные пластовые температуры соответственно 124 и 115° С) являются наиболее «горячими» точками в пределах площади развития баженовской свиты (Краснов и др., 1980 [80]). Не менее очевидно влияние палеотемператур, значения которых выявлены с помощью минералов – индикаторов, на продуктивность материнских пород (Коробов и др., 2011 [70]).

На примере Тевлинско-Русскинского месторождения показано (Коробов, Коробова, Морозов, 2015 [76]), что присутствие аутигенного доломита сопряжено с циркуляцией глубинного достаточно нагретого флюида, обогащенного Mg⁺². Сами же зоны доломитизации трассируют направление повышенной проницаемости и прогретости, рожденные очередным этапом структурной перестройки. По данным Е.А. Предтеченской (2013 [112]) аутигенные карбонаты, главным образом доломиты, являются индикаторами вертикальной миграции горячих глубинных флюидов в осадочных толщах тектонически-активизированных зон Западной Сибири, которые обусловливают нафтидогенез. Поэтому остановимся подробнее на особенностях развития вторичной карбонатизации (в первую очередь доломитизации) и сопутствующем минерагенезе в бажено-абалакском комплексе следующих скважин Пальяновской площади – 600Р, 601Р, 603Р, 611, 130, 138, 153, 158 – и попытаемся увязать полученные результаты наблюдения в шлифах и рентгенографические исследования (Таблица 5, Таблица 6) с их продуктивностью. При этом подчеркнем особое положение скважины, находящейся непосредственно в зоне разлома. Остальные скважины удалены на различные расстояния от разрывных нарушений.

Минеральный состав пород (без учета количества битумного вещества) Пальяновского лицензионного участка по результатам валового рентгенофазового анализа представлен в (Таблица 5).

Данные рентгенофазового анализа фракций менее 0,001 мм, выделенных из пород баженовской свиты Пальяновского лицензионного участка представлены в (Таблица 6).

76

No	No	$\Gamma_{\rm III}$ $\Gamma_{\rm IIII}$ $\Gamma_{\rm IIII}$ $\Gamma_{\rm IIII}$ $\Gamma_{\rm IIII}$ $\Gamma_{\rm IIII}$ $\Gamma_{\rm IIIII}$ $\Gamma_{\rm IIIII}$									Cymma				
JN <u>⊵</u> π/	JN <u>©</u>	Поррания налони	пубина	Илинер	альный (Vaca	Vaar	Chronica	План	Пала	I/ a m	Cur	A	Сумма 04
11/	ооразца	название породы	oroopa,	квар	АЛЬО	Слюда	ллор	Каол	Смеша	пири	доло	Каль	Сид	Allar	%0
Ш			м	ц	ИТ	(гидро	ИТ	инит	нослои	Т	МИТ	цит	ери	ИТ	
						слюда)			ные				Т		
1	130-8	Глина битуминозная	2483,9	46,65	10,17	10,60	9,19	11,28	-	7,71	4,42	-	-	-	100,02
2	130-7	Глина битуминозная	2480,5	43,73	7,88	11,10	0,89	5,33	-	6,86	24,25	-	-	-	100,04
3	138-5	Фосфорит	2785,9	28,20	-	9,50	-	2,20	барит	-	-	-	-	39,2	100,00
4	120.0	TT ~ V	2700.0	1.70		1.20		2.50	20,90	1.01	1.50	04.70			100.02
4	138-8	Известняк битуминозный	2789,9	4,72	-	1,30	-	3,50	-	1,21	4,59	84,70	-	-	100,02
5	138-9	Глинисто-альгинитовая битуминозная	2794,3	42,50	11,55	11,30	4,82	8,87	-	8,60	11,62	0,70	-	-	99,96
		порода													
6	138-10	Микроводорослевая альгинитовая	2800,5	45,19	5,44	10,60	-	7,90	-	1,90	27,20	1,69	-	-	99,92
		битуминозная порода													
7	138-11	Глина ооидная	2804,8	78,10	7,64	7,00	0,60	2,33	-	1,88	2,49	-	-	-	100,04
8	138-12	Глина сапропелевая битуминозная	2808,2	49,10	13,90	13,50	4,82	7,00	-	5,86	1,80	4,05	-	-	100,03
9	138-15	Известково-фосфатная (фосфатно-	2819,7	11,30	4,20	1,70	5,80	8,30	-	-	11,60	15,50	-	41,6	100,00
		известковая) порода													
10	153-3	Тонколепестковая сланцеватая	2656,1	22,60	-	17,50	-	40,50	-	-	-	-	19,4	-	100,00
		битуминозная порода													
11	153-8	Битуминозная глинисто-карбонатная	2666,6	31,38	-	-	-	5,50	-	4,57	7,16	51,39	-	-	100,00
		порода													
12	600P-11	Битуминозная глина	2350,8	48,50	10,80	21,20	1,30	8,10	1,60	4,10	3,60	0,90	-	-	100,10
13	601P-14	Известняк КС	2410,4	7,60	2,70	3,60	3,30	5,50	-	1,50	28,50	40,60	6,70	-	100,00
14	603P-3	Битуминозная порода	2361,8	54,80	12,46	10,20	2,71	8,90	-	10,63	0,30	-	-	-	100,00

Таблица 5 - Минеральный состав пород (без учета количества битумного вещества) по результатам валового рентгенофазового анализа

Продолжение таблицы 5

№ п/п	Номер образца	Название породы
1	130-8	Глина битуминозная
2	130-7	Глина битуминозная
3	138-5	Фосфорит
4	138-8	Известняк битуминозный
5	138-9	Глинисто-альгинитовая битуминозная порода
6	138-10	Микроводорослевая альгинитовая битуминозная порода
7	138-11	Глина ооидная
8	138-12	Глина сапропелевая битуминозная
9	138-15	Известково-фосфатная (фосфатно-известковая) порода
10	153-3	Тонколепестковая сланцеватая битуминозная порода
11	153-8	Битуминозная глинисто-карбонатная порода
12	600P-11	Битуминозная глина
13	601P-14	Известняк КС
14	603P-3	Битуминозная порода

Таблица 6 - Данные рентгенофазового анализа фракций менее 0,001 мм, выделенных из пород баженовской свиты

№ п/	Номер	Глубина	Название породы	Минеральный состав, %								
	образца	отбора, м		Слюда	Хлорит	Каолинит	Смешанослойные	Гипс	Тенардит	Апатит	%	
				(гидрослюда)								
1	153-5	2659,2	Битуминозная порода	29,5	следы	38,14	следы	-	32,2	-	100,10	
2	153-7	2665,2	Битуминозная глинисто-	18,2	0,2	6,5	?	75,1	-	-	100,00	
			карбонатная порода									

Петрографическое и рентгенофазовое изучение отложений бажено-абалакского комплекса, вскрытого в скв. 601Р, выявило вторичную карбонатизацию, которая, наряду с другими изменениями, затронула битуминозные отложения баженовской свиты, а также брекчиевидные (КС) и трещиноватые известняки абалакских отложений. Рассмотрим подробнее развитие этого процесса в различных типах пород и сопоставим полученные наблюдения с продуктивностью данной скважины.

В баженовском разрезе проявление вторичной карбонатизации можно проследить в известковом битумоиде, находящемся на глуб. 2379,6 м (обр. 601Р-4). Основная часть породы сложена черным и коричневато-бурым углисто-битумовым веществом волокнистоводорослевого строения. Битуминозные отложения в значительной степени (20-25%) насыщены бесцветными неправильными округло-овальными, реже ромбовидными включениями аутигенного кальцита (Рисунок 26). Кристаллы этого минерала образуют прожилково-линзовидные скопления размером до 0,16×1,16 мм, иногда с включениями пирита, кварца, битумов. В шлифе наблюдаются округло-овальные реликты радиолярий (?), центральные части которых сложены монокристаллом кальцита и тонкозернистым кварцхалцедоном (Рисунок 27). Здесь, наряду с кальцитом, в большом количестве отмечается тонкокристаллический и фрамбоидальный пирит.

B абалакских отложениях, как отмечалось выше, встречен осадочнодиагенетический известняк КС (корреляционного слоя) брекчиевидного (обр. 601P-12, глуб. 2402,9 м) и трещиноватого (обр. 601Р-14, глуб. 2410,4 м) облика. Характерно, что гидротермальная кальцитизация, затронувшая эти породы, сосредоточена почти исключительно в секущих их трещинах (Рисунок 28). Матрикс, сложенный пелитоморфным кальцитом в известняке КС и сферолитами кальцита в трещиноватом известняке, по данным петрографических наблюдений, остался свежим. Однако, рентгенофазовый анализ природного образца (Рисунок 29; Таблица 5) свидетельствует о присутствии наряду с кальцитом (40,6%) в основной массе породы также и вторичного доломита (28,5%).

Выявленное несоответствие определения карбонатных минералов, достаточно часто встречаемое в нашей практике, сопряжено с тем, что доломит на нефтяных месторождениях, в отличие от обычного кальцита, не всегда диагностируется под микроскопом, но четко фиксируется по результатам рентгенографического анализа (Кольчугин и др., 2011 [57]).

79



Рисунок 26 - Зерна кальцита (белый крап) в известковой битуминозной породе. Баженовская свита. 1 – кварц-халцедон. Пальяновский лицензионный участок. Образец 601Р-4, скважина 601Р, глубина 2379,6 м.





Рисунок 27 - Вторичный кальцит (1) по округлым реликтам радиолярий в известковой битуминозной породе баженовской свиты. Пальяновский лицензионный участок. Образец 601Р-4, скважина 601Р, глубина 2379,6 м. Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +



б

Рисунок 28 -Известняк КС абалакской свиты с трещиной, залеченной кальцитом. Пальяновский лицензионный участок. Образец 601Р-14, скважина 601Р, глубина 2410,4 м.



Рисунок 29 - Валовый минеральный состав известняка КС. Рентгенофазовый полуколичественный анализ. Скв. 601Р, глуб. 2410,4 м; обр. 601Р-14. Абалакская свита. Пальяновский лицензионный участок.

Кроме того, подобные осложнения, с которыми постоянно приходилось сталкиваться при работе на Пальяновском лицензионном участке, объясняются следующими причинами. Во-первых, крайне неравномерным характером вторичных изменений, контролируемых сложно построенной сетью трещинноватости. Во-вторых, разными участками одной и той же породы, предназначенными для изготовления шлифов и рентгенофазовых определений.

Возвращаясь к петрографическому описанию, отметим, что в первом случае (обр. 601Р-12) трещины шириной 0,008-0,080 мм (в штуфе до 20,0 мм) заполнены разнозернистым кальцитом. Он отличается сферолитовым строением или обладает структурой «конус в конус», развитой, преимущественно, на контакте с основной породой (матриксом). Отмечаются включения ангидрита в количестве 5-10%.

Во втором случае (обр. 601Р-14) трещины шириной 0,16-0,40 мм залечены аутигенным кальцитом с размером кристаллов 0,04-0,24 мм. С ним ассоциирует пирит (10-15%) и вторичный глауконит (10-15%) с включением редких зерен кварца.

Приведенные результаты петрографических наблюдений и рентгенофазовых исследований показывают, что особенностью наложенной карбонатизации баженоабалакского комплекса скв. 601Р является следующее.

1. Гидротермальная доломитизация сосредоточена лишь в абалакских отложениях и приурочена к осадочно-диагенетическим известнякам КС брекчиевидного облика. Здесь же отмечается вторичная кальцитизация, которая локализована в трещинах и не захватывает основную часть породы.

2. В битуминозных отложениях баженовского горизонта проявлена только аутигенная кальцитизация, которая довольно равномерно преобразует матрикс, а также локализуется в многочисленных трещинах.

3. При таком развитии гидротермальной карбонатизации скв. 601Р является «сухой», то есть в ней не обнаружены нефтепритоки.

Исследования в шлифах отложений бажено-абалакского комплекса, вскрытого скв. 158, выявили аутигенную карбонатизацию, наряду с другими изменениями, которая коснулась битуминозных отложений баженовской свиты, а также известняков КС абалакской свиты.

В баженовском разрезе проявления вторичной карбонатизации можно проследить в битуминозной породе (обр. 158-2, глуб. 2904,8 м). Матриксом породы является слегка буроватое изотропное вещество (коллоальгинит, кероген?, 60-65%) со слабо выраженной микроводорослевой структурой, неравномерно насыщенное углефицированными обрывками водорослей. На этом фоне наблюдается масса мельчайших (0,008-0,016 мм, редко до 0,040 мм) бесцветных включений вторичных минералов: ангидрита (20-25%), доломита (5-10%), кварца (3-5%). Они довольно равномерно распределены в матриксе (Рисунок 30). В ангидрит-доломитовых агрегатах иногда прослеживается кокколитовая структура.

В абалакских отложениях встречены известняки КС на глуб. 2910,9 м (обр. 158-5) и на глуб. 2912,1 м (обр. 158-6). Породы сложены в основном кальцитом с содержанием минерала 65-70% и 75-80% соответственно (Рисунок 31).

Матрицей обр. 158-5 является мутно-серый пелитоморфный кальцит с ооидами размером от 0,024 до 0,160 мм. Порода разбита сетью трещин (микротрещин) шириной от 0,008-0,200 мм до 1,0-1,5 мм. Трещины заполнены аутигенными минералами: кальцитом, кварцем (5-10%), иногда (предположительно) ангидритом. В наиболее широких трещинах размер зерен вторичного кальцита 0,04-0,12 мм, кварца от 0,04×0,08 мм до 0,16х0,50 мм. Кристаллы кварца отличаются идиоморфизмом. Причем мелкие зерна кварца обычно включены в массу кальцита, а крупные – выполняют отдельные трещины полностью.

В массе трещинного кальцита отмечаются мелкие (до 0,12 мм) гнезда каолинита.

В трещиноватом известняке КС (обр. 158-6) вторичные изменения такого же плана.



Рисунок 30 - Мельчайшие кристаллики ангидрита, доломита и кварца в битуминозной породе. Баженовская свита. 1 – каолинит. Пальяновский лицензионный участок. Образец 158-2, скважина 158, глубина 2904,8 м.



Рисунок 31 -Известняк КС абалакской свиты с трещиной, залеченной кальцитом (1), ангидритом (2) и кварцем (3). Пальяновский лицензионный участок. Образец 158-6, скважина 158, глубина 2912,1 м.

Приведенные результаты петрографических наблюдений показали, что характерной особенностью, наложенной карбонатизации, бажено-абалакского комплекса скв. 158 является следующее.

1. Развитие гидротермальной доломитизации отмечается только в битуминозной породе баженовской свиты, где она довольно равномерно преобразует матрикс.

2. В известняках КС абалакской свиты установлено формирование вторичного кальцита по трещинам.

3. Указанные особенности гидротермальной карбонатизации баженоабалакского комплекса сопряжены с продуктивностью скв. 158, которая оценивается нефтепритоком с дебитом 21,6 т/сут.

Петрографическое изучение пород бажено-абалакского комплекса, вскрытого скв. 611, выявило эпигенетическую карбонатизацию (наряду с другими изменениями), которая коснулась неодинаковых по составу отложений. Подробнее рассмотрим развитие этого процесса в различных типах пород и сопоставим полученные наблюдения с продуктивностью данной скважины.

Исследованиями, проведенными в шлифах, установлено, что в отложениях баженовской свиты присутствуют следующие кальцит содержащие образования: фосфатно-ангидритово-известковая порода (обр. 611-4, глуб. 2331,0 м), известковая битуминозная порода (обр. 611-5, глуб. 2332,8 м; обр. 611-6а, глуб. 2334,0 м).

Фосфатно-ангидритово-известковая порода (обр. 611-4) сложена кристаллическим разнозернистым кальцитом (45-50%) и ангидритом (35-40%), а также сгустками и ооидами фосфата (15-20%). Кристаллы аутигенных кальцита и ангидрита отличаются своей чистотой, свежестью и размерами, составляющими соответственно 0,16×0,60 мм и 0,28×1,04 мм.

В битуминозной известковой породе (обр. 611-6а) присутствуют органогенный и пелитоморфно-криптокристаллический кальцит (в сумме 45-50%). Органогенный кальцит сложен обломками макрофауны (иноцерама), которые несут следы выщелачивания и замещения ангидритом, халцедоном, кварцем.

Пелитоморфно-криптокристаллический кальцит, в значительной степени седиментационно-диагенетической природы, образует минеральную массу с микросгустковой структурой и включениями реликтов известковых радиолярий (?), кальцесфер (?), скелеты и пропластки которых заполнены халцедоном. Наличие подобных реликтов позволяет предполагать, что наблюдаемые выделения кальцита образовались за счет разложения и перегруппировки органогенных элементов.

87

Битумоид известковой породы (обр. 611-5) представлен полупрозрачным и непрозрачным веществом микроводорослево-волокнистого строения. В массе битума неравномерно распределены аутигенные кристаллы кальцита (5-10%), ангидрита (3-5%) и каолинита (3-5%). На этом фоне часто встречаются углефицированные фитофрагменты с полостями, в одних случаях полыми, в других – в различной степени заполненными вышеперечисленными вторичными минералами.

Приведенные данные указывают на то, что карбонатизация в породах баженовской свиты скв. 611 осуществлялась главным образом, за счет перераспределения кальцита, включая локальное. Этому процессу были подвергнуты так же и микроводорослевые нефтегенерирующие породы.

Наряду с доминирующей наложенной кальцитизацией, скв. 611 вскрыла на глуб. 2338,6 м глинисто-кремнистую битуминозную породу (Рисунок 32), испытавшую незначительную гидротермальную доломитизацию (обр. 611-7). Порода представлена битумом (50-55%), кварц-халцедоновым агрегатом (15-20%), глинистым материалом (10-15%), пиритом (5-10%), ангидритом (5-10%) и доломитом (3-5%).

Доломит более или менее равномерно рассеян в основной массе битума в виде пелитово-алевритовых ромбовидных частиц размером от 0,008 до 0,120 мм. Он ассоциирует с новообразованным ангидритом.

Если в баженовской свите скв. 611 гидротермальный доломит редок и встречен в единственной битуминозной пробе, то в абалакских отложениях он наблюдается шире и приурочен к осадочно-диагенетическим известнякам. Причем, при одних обстоятельствах доломитизация затрагивает матрикс, а при других – сосредотачивается в трещинах, секущих породу.

В первом случае начало развития процесса можно видеть в известняке, обнаруженном на глуб. 2369,5 м (обр. 611-17). Наблюдения в шлифах свидетельствуют, что основная масса породы сложена криптокристаллическим мутно-серым кальцитом (45-50%) осадочно-диагенетического происхождения. Матрикс относительно равномерно насыщен ромбовидными зернами аутигенного доломита (20-25%) и ксеноморфными кристаллами кварца (5-10%). Отдельные ромбовидные выделения доломита достигают размера 0,016-0,024 мм, а их скопления – 0,16-0,24 мм. На некоторых участках шлифа в матриксе встречаются кристаллы вторичного кальцита размером 1,5-2,0 мм, соединенные зубчатыми швами.

В основной массе породы пятнистыми участками распределены разноразмерные оолиты, концентры которых имеют, видимо, известковый состав с сильной пегментацией битумом.



Рисунок 32 - Единичные кристаллы доломита наряду с доминирующими выделениями кварц-халцедона, а также пирит и ангидрит в глинисто-кремнистой битуминозной породе баженовской свиты. Пальяновский лицензионный участок. Образец 611-7, скважина 611, глубина 2338,6 м.

Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +

Дальнейшее развитие процесса можно наблюдать на примере известкового доломита (обр. 611-11, глуб. 2355,1 м). Петрографические исследования показали (Рисунок 33–

Рисунок 35), что матрикс сложен тонкокристаллической кальцит-доломитовой массой с примерным соотношением кальцита к доломиту 1:2. На этом фоне часто просматриваются мутно-серые округло-овальные обособления реликтового пелитоморфного осадочнодиагенетического и неправильные гнезда мелкокристаллического (0,016-0,040 мм) перекристализованного кальцита. Многие из таких скоплений имеют расплывчатые реликтовые контуры остракод, фораминифер, морских звезд (?) за счет утраты четкости своей органогенной структуры в процессе перекристаллизации карбонатного материала. Эти изменения, по всей вероятности, предшествовали доломитизации.

Наряду с замещением доломитом основной массы породы, известны случаи его развития по трещинам. Это можно проследить на примере известняка, поднятого с глуб. 2366,8 м (обр. 611-16).

Матрикс породы сложен криптокристаллическим и пелитоморфным кальцитом (65-70%) с реликтовой водорослевой структурой и редкими фрагментами известковой макрофауны. Основная часть породы разбита трещинами шириной от 0,12 до 0,60 мм, которые заполнены кристаллами аутигенных доломита (10-15%) и кальцита (Рисунок 36). Размеры зерен доломита 0,024-0,050 мм. Скопления кальцита обладают структурой «конус в конус», подчеркиваемой слабой пелитизацией на контурах.

Иная ситуация, когда доломитизированный матрикс разбит трещинами, залеченными только кальцитом (иногда с глинистым веществом и халцедоном), установлена в обр. 611-11 (глуб. 2355,1 м).

Приведенные данные свидетельствуют, что характерной особенностью, наложенной карбонатизации бажено-абалакского комплекса скв. 611 является следующее.

1. Гидротермальная доломитизация была сосредоточена, главным образом, в абалакских отложениях, где она затрагивает как матрикс осадочно-диагенетических известняков, так и локализуется в трещинах породы.

2. В битуминозных отложениях баженовской свиты проявлена слабая аутигенная доломитизация, которая протекает на фоне более масштабной вторичной кальцитизации.

3. Вышеперечисленная специфика гидротермальной карбонатизации сопряжена, вероятно, с продуктивностью скв. 611, которая оценивается нефтепритоком с дебитом 1,56 т/сут.

90



Рисунок 33 - Тонкокристаллический доломит в матриксе известкового доломита. Абалакская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 611-11, скважина 611, глубина 2355,1 м.





Рисунок 34 - Пятнистое выделение кальцита и доломита (доминирует) в пелитоморфной массе известкового доломита. Абалакская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 611-11, скважина 611, глубина 2355,1 м.



Рисунок 35 -Пустотное пространство, выполненное доломитом (центр), который находится в обрамлении гидрослюды глауконитового типа; на периферии – кальцит (доломит-кальцит). Известковый доломит. Абалакская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 611-11, скважина 611, глубина 2355,1 м.



б

Рисунок 36 - Трещина, залеченная кальцитом и доломитом в пелитоморфном известняке. Абалакская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 611-16, скважина 611, глубина 2366,8 м.

Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +

Исследования в шлифах отложений бажено-абалакского комплекса, вскрытого скв. 603Р, выявили наложенную карбонатизацию, которая, наряду с другими изменениями, в неодинаковой степени затронула битуминозную породу, брекчиевидную известковую породу и многокомпонентный пелитолит. Подробнее остановимся на рассмотрении этого

процесса в различных типах пород комплекса и сопоставим полученные наблюдения с продуктивностью скважины.

Вторичная доломитизация в различных породах баженовской свиты скв. 603Р протекала неодинаково. Так, в битуминозной породе на глуб. 2361,8 м (обр. 603Р-3) процесс ограничивался развитием редких ромбовидных и таблитчатых кристаллов доломита (2-3%) размером 0,016-0,180 мм в общей массе породы (Рисунок 37). Данные рентгенофазового анализа природных образцов (Таблица 6) дают содержание доломита в породе, равное 0,3%. Битумы породы углефицированы, окислены и обладают микроволокнистой структурой. Доломит ассоциирует с небольшим количеством (1-2%) аутигенного ангидрита.

Наиболее интенсивно гидротермальный процесс проявлен в баженовских отложениях на глуб. 2375,1 м (обр. 603Р-8), где по осадочно-диагенетическим известнякам сформировалась брекчиевидная кальцит-доломитовая порода. Наблюдения в шлифах позволяют отнести ее к породам типа КС.

Гидротермальные изменения захватили как матрикс, так и трещины карбонатных образований. В матриксе, сложенном реликтовым пелитоморфным кальцитом, отмечается широкое развитие гидротермально-метасоматического доломита (Рисунок 38). Последний заметно преобладает (35-40%) над кальцитом (15-20%). Поля аутигенного доломита отличаются от участков пелитоморфного седиментационно-диагенетического кальцита своей чистотой, прозрачностью, размерами слагающих их зерен (0,008-0,024 мм) и возросшей (5-10%) пористостью. Поры размером до 0,024-0,050 мм полые, реже заполнены кристаллами кварца или глинистым материалом.

Участки пелитоморфного кальцита разбиты трещинами шириной 0,08-1,08 мм, которые залечены различными по величине зернами гидротермальных доломита (Рисунок 39), кальцита, ангидрита (гипса ?, полугидрата кальция ?), кварца, каолинита. Кварц и каолинит, являясь наиболее поздними минералами, приурочены к трещинам, в которых заполняют места выщелаченных кристаллов. Кварц приобретает как неправильные (по форме образовавшихся пустот), так и идиоморфные очертания с размером зерен до $0,12 \times 0,16$ мм. Каолинит слабо окристаллизован. Он формирует желтоватые агрегаты в виде пленки на участках (до $0,04 \times 0,16$ мм) растворения карбонатов.

В толще абалакских отложений скв. 603Р доломит петрографическими исследованиями достоверно не установлен. Порода (обр. 603Р-9, глуб. 2410,1 м), представляющая собой глинисто-доломитово (?) – ангидритовый пелитолит разбита трещинами с раскрытостью от 0,004-0,016 мм до 1,0-3,0 мм. Трещины залечены разноразмерными (0,04-0,24 мм) кристаллами гидротермальных минералов: кальцита,

ангидрита и, возможно, доломита. В крупных трещинах зерна кальцита нередко несут следы замещения ангидритом.



Рисунок 37 -Редкие ромбовидные кристаллы доломита в битуминозной породе баженовской свиты. Пальяновский лицензионный участок. Образец 603Р-3, скважина 603Р, глубина 2361,8 м.



б

Рисунок 38 - Основная масса (матрикс) известняка КС, выполненная доломитом (35-40%) и кальцитом (15-20%). Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 603Р-8, скважина 603Р, глубина 2375,1 м. Увеличение 200; а-николи ||, б-николи +



Рисунок 39 - Трещина, залеченная доломитом в известняке КС. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 603Р-8, скважина 603Р, глубина 2375,1 м. Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +

Приведенные результаты петрографических наблюдений, подтвержденные рентгенофазовыми исследованиями, показывают, что особенностью, наложенной карбонатизации бажено-абалакского комплекса скв. 603Р является следующее.

1. Гидротермальная доломитизация достоверно установлена только в отложениях баженовской свиты. При этом брекчированный седиментационнодиагенетический известняк испытал интенсивную доломитизацию как матрикса, так и трещинного пространства пород. Этого нельзя сказать относительно битуминозной породы, которая слабо доломитизирована по основной массе.

2. В абалакских отложениях пелитолит по трещинам кальцитизирован и ангидритизирован. Уверенно говорить о вторичной доломитизации пелитолита нельзя.

3. При таком развитии гидротермальной карбонатизации бажено-абалакского комплекса продуктивность скв 603Р оценивается нефтепритоком с дебитом 7,10 т/сут.

Петрографическое изучение толщ бажено-абалакского комплекса, вскрытого скв 600Р, установило наложенную карбонатизацию, которая, наряду с другими изменениями, затронула неодинаковые по составу битуминозные отложения баженовской свиты. Рассмотрим детальнее развитие этого процесса в различных типах пород свиты и сопоставим выявленные особенности его проявления с продуктивностью скважины.

Вторичная доломитизация обнаружена в шлифе, изготовленном из микроводорослевого битумоида (Рисунок 40, Рисунок 41), который отобран с глуб. 2340,6 м (обр. 600Р-7).

Матриксом породы является черный непрозрачный углефицированный битум (50-55%) со слабовыраженной микроводорослевой структурой. Битум по всему объему (по площади шлифа) неравномерно насыщен россыпью разноразмерных (от 0,008 до 0,050 мм) кристаллов аутигенных минералов: доломита (10-15%) ромбовидной формы, кальцита (5-10%), ангидрита (3-5%) таблитчатой и неправильной формы, а также кварца (3-5%) и каолинита (5-10%). Зерна доломита, кальцита и ангидрита приобретают неровные очертания или становятся кавернозными за счет частичного выщелачивания.

Кроме присутствия в виде рассеянной вкрапленности по основной массе породы, кальцит выполняет прожилки (трещины) и линзы, где часто ассоциируют с ангидритом и битумом.

В известково-глинистой битуминозной породе баженовской свиты (обр. 600Р-5, глуб. 2332,5 м) доломит петрографическими исследованиями не установлен.

Основная масса породы – глинисто-битумовый материал (45-50%). Углефицированный битум микроводорослевой структуры с плотной упаковкой волокон субпараллельной ориентировки. Этот материал насыщен фрагментами макрофауны (иноцерамов?), сложенной кристаллами кальцита (20-25%). Зерна кальцита несут следы выщелачивания или замещения ангидритом (10-15%), кварцем (3-5%), пиритом (5-10%). Известковые реликты макрофауны в различной степени выщелочены отчего приобретают поры и полые полости, составляющие примерно 5-10%.



Рисунок 40 - Микроводорослевая битуминозная порода баженовской свиты с ромбовидными кристаллами вторичного доломита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 600Р-7, скважина 600Р, глубина 2340,6 м. Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +





Рисунок 41 - Микроводорослевая битуминозная порода баженовской свиты с прожилком и линзой новообразованного кальцита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 600Р-7, скважина 600Р, глубина 2340,6 м. Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +

Кроме того, результаты рентгенофазового анализа природных образцов показывают (Рисунок 42; Таблица 5), что в глине битуминозной абалакской свиты (обр. 600P-11, глуб. 2350,8 м) развит вторичный доломит в количестве 3,6%.



Рисунок 42 - Валовый минеральный состав глины битуминозной (без содержания рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый полуколичественный анализ.

Скв. 600Р, глуб. 2350,8 м; обр. 600Р-11. Абалакская свита. Пальяновский лицензионный участок.

Приведенные данные свидетельствуют, что характерной особенностью, наложенной карбонатизации бажено-абалакских отложений скв. 600Р является следующее:

1. Развитие гидротермальной доломитизации выявлено только в битумоидных породах: в микроводорослевом битумоиде баженовской свиты, где процесс затрагивает матрикс, и в глине битуминозной абалакской свиты. Наряду с доломитизацией, матрикс битуминозных отложений баженовской свиты захвачен аутигенной кальцитизацией. Кроме того, кальцит выполняет прожилки и линзы породы.

2. Вышеперечисленная специфика гидротермальной карбонатизации битуминозных толщ, вероятно, могла определить продуктивность скв. 600Р, которая оценивается нефтепритоком с дебитом 9,40 т/сут.

Исследования в шлифах, а также рентгенофазовый анализ отложений баженоабалакского комплекса, вскрытого скв. 138, выявили наложенную карбонатизацию, которая, наряду с другими изменениями, в неодинаковой степени затронула известняки, фосфориты, фосфатно-известковые и битуминозные породы. Подробнее остановимся на рассмотрении этого процесса в различных типах пород комплекса и сопоставим полученные наблюдения с продуктивностью скважины.

В баженовском разрезе скв. 138 различают следующие типы известняков: кальцисферовый, битуминозный, глинистый.

Свежий кальцисферовый известняк (обр. 138-6, глуб. 2787,8 м) практически нацело (90-95%) сложен крипто-мелкокристаллическим кальцитом со сферолитовой текстурой.

Она обусловлена присутствием округлых буроватого цвета сфер размером 0,04-0,08 мм более или менее равномерно распределенных в основной массе породы.

В аналогичной породе, испытавшей окварцевание и сульфидизацию (обр. 138-7, глуб. 2788,8 м), матрикс представлен пелитоморфно-(кокколитово?-) криптокристаллическим кальцитом (75-80%), включающим массу кальцисфер, крупные (до 1,0×2,0 мм) фрагменты макрофауны (двустоворок?), реликты диатомей и червей. Реликты диатомей и кальцисферы нередко выщелачены, частично или полностью замещены кварцем (10-15%) и пиритом (5-10%). В массе известняка наблюдаются микротрещины, заполненные волокнистым кальцитом.

Битуминозный известняк (обр. 138-8, глуб. 2789,9 м) сложен кальцитом (80-85%) с размерами кристаллов от 0,016 до 0,120 мм. Зерна этого минерала по контактам насыщены битумом (10-20%) черного цвета при параллельных николях и буровато-коричневого — в скрещенных.

Глинистый известняк, претерпевший сульфидизацию и окварцевание (обр. 138-13, глуб. 2809,0 м), представлен главным образом кальцитом (45-50%) и глинистым, в том числе гидрослюдистым, веществом (25-30%). Порода обладает сгустковой текстурой. Сгустки мутно-серые, слабополяризующие, нередко со значительным содержанием пирита (10-15%), включениями глауконита (2-3%) и кварца (5-10%). Последним иногда сформированы зоны окварцевания.

Весьма показательны материалы по распределению гидротермального доломита в породах баженовской свиты скв. 138, которые базируются на результатах рентгенофазового анализа природных образцов (Рисунок 43 - Рисунок 49; Таблица 6).



Рисунок 43 - Валовый минеральный состав гидротермально измененного фосфорита (без содержания рентгеноаморфного битумного вещества).



Рентгенофазовый полуколичественный анализ. Скв. 138, глуб. 2785,9 м; обр. 138-5. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок.

Рисунок 44 - Валовый минеральный состав битуминозного известняка (без содержания рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый полуколичественный анализ. Скв. 138, глуб. 2789,9 м; обр. 138-8. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок



альгинитовой породы (без содержания рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый полуколичественный анализ. Скв. 138, глуб. 2794,3 м; обр. 138-9. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок



альгинитовой породы (без содержания рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый полуколичественный анализ. Скв. 138, глуб. 2800,5 м; обр. 138-10. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок



105





Counts



Больше всего доломита (27,2%, обр. 138-10) в микроводорослевой альгинитовой битуминозной и в глинисто-альгинитовой битуминозной (11,6%, обр. 138-9) породах. Значительно меньше этого минерала в битуминизированном известняке (4,6%, обр. 138-8) и глине битуминозной: 2,5%, обр. 138-11 и 1,8%, обр. 138-12. Из приведенных данных следует, что новообразованный доломит предпочтительнее всего аккумулируется в отложениях максимально богатых водорослевым материалом, претерпевшим битуминизацию. На этот вывод необходимо обратить самое пристальное внимание, так как он затрагивает принципиальный вопрос источника магния, необходимого для

возникновения вторичного доломита в продуктивных баженовских толщах. К рассмотрению этой проблемы мы вернемся в разделе Обсуждение результатов.

Особый интерес представляют фосфориты и фосфатно-известковые породы, обнаруженные как в баженовской, так и в абалакской свитах.

Фосфорит с доломитом в баженовской свите вскрыт скв. 138 на глуб. 2785,9 м (обр. 138-5). Основными минералами пород являются апатит (60-65%) и доломит (20-25%). Апатит (Рисунок 43; Таблица 5) присутствует в дисперсном виде в форме ооидов (псевдооолитов) с многочисленными концентрами размером от 0,04×0,08 до 0,12×1,08 мм. Реже отмечаются оолиты с одним фосфатным концентром, полости которых в различной степени заполнены аутигенным доломитом. Промежутки ооидов так же залечены зернистым агрегатом доломита и ангидрита (3-5%)(Рисунок 50). Во вмещающей ооиды массе часто наблюдаются идиоморфные кристаллы или неправильные зерна вторичного кварца (2-3%) (Рисунок 51).

В абалакской свите фосфатно-известковая порода вскрыта скв. 138 на глуб. 2819,7 м (обр. 138-15).

Основными минералами пород являются фосфат (апатит) 35-40% и кальцит (30-35%). В меньшем количестве присутствует ангидрит (10-15%), пирит (5-10%) и каолинит (5-10%). Матриксом породы является буровато-желтый коломорфный фосфат, в значительной степени насыщенный кристаллическим кальцитом с размером зерен от 0,008 до 0,120 мм. Большая часть выделений кальцита в массе фосфата имеет нечеткие ажурные очертания. Реже наблюдаются округлые или волокнистые включения кальцита и ангидрита, а также сгустковые и фрамбоидальные скопления пирита.

Основная часть породы разбита сетью трещин (от 0,008 до 1,000 мм в шлифе), заполненных новообразованными кальцитом и ангидритом. Участками прослеживается ангидритизация кристаллов кальцита. Часто наблюдается выщелачивание этих минералов с образованием пустот, залеченных каолинитом (Рисунок 52, Рисунок 53).





Рисунок 50 - Фосфорит (ооиды) с доломитом (1) и ангидритом (2) в баженовской свите. Пальяновский лицензионный участок. Образец 138-5, скважина 138, глубина 2785,9 м.




Рисунок 51 - Фосфорит (ооиды) с ангидритом (1) и идиоморфными кристаллами кварца (2) в баженовской свите. Пальяновский лицензионный участок. Образец 138-5, скважина 138, глубина 2785,9 м.

Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +



б

Рисунок 52 - Контакт трещин, залеченных каолинитом (1) и кальцитом (2) в фосфатно-известковой породе абалакской свиты. Пальяновский лицензионный участок. Образец 138-5, скважина 138, глубина 2819,7 м. Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +





Рисунок 53 - Трещина, залеченная каолинитом (1), пришедшим на смену кальциту (2) в фосфатно-известковой породе абалакской свиты. Пальяновский лицензионный участок. Образец 138-5, скважина 138, глубина 2819,7 м. Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +

Каолинит также заполняет линзовидные участки размером от 0,4×1,5 до 0,6×5,0 мм. По результатам рентгенофазового анализа природных образцов (Рисунок 49; Таблица 5) в этой породе отмечается также вторичный доломит, содержание которого составляет 11,6%. Присутствие апатита, находящегося в виде дисперсных коломорфных образований, названных при описании шлифов фосфатом, подтверждено рентгеноструктурными исследованиями (Рисунок 43, Рисунок 49; Таблица 5).

Приведенные данные свидетельствуют, что особенностью эпигенетической карбонатизации бажено-абалакского комплекса скв. 138 является следующее.

1. Гидротермальная доломитизация установлена преимущественно в отложениях баженовской свиты. Причем, вторичный доломит накапливается в больших количествах в тех породах, которые обогащены водорослевым материалом, испытавшим битуминизацию.

Развитие наложенной доломитизации осуществляется в фосфорите, где апатит присутствует в форме ооидов (псевдооолитов).

Известняки баженовской свиты испытывают слабую вторичную кальцитизацию.

2. Проявление аутигенной кальцитизации и доломитизации отмечается в фосфорите абалакской свиты, где апатит находится в коломорфном виде (не образует ооидов).

Основная часть абалакского фосфорита разбита сетью трещин, заполненных новообразованными кальцитом, ангидритом, каолинитом.

3. При таком развитии гидротермальной карбонатизации и сопутствующей минерализации бажено-абалакского комплекса продуктивность скв. 138 оценивается нефтепритоком с дебитом 21,6 т/сут.

Исследования в шлифах, а также рентгенофазовый анализ отложений баженоабалакского комплекса, вскрытого скв. 153 выявили наложенную карбонатизацию, которая, наряду с другими изменениями, в неодинаковой степени затронула сланцеватую битуминозную породу, а также глинисто-известковые и битуминозные глинистокарбонатные (битуминозные карбонатные) образования баженовской свиты. Подробнее остановимся на рассмотрении гидротермального процесса в различных типах пород этой свиты и сопоставим полученные наблюдения с продуктивностью скв. 153.

В свете изложенного особый интерес представляет тонколепестковая сланцеватая порода, залегающая на глуб. 2656,1 м (обр. 153-3). Основная ее часть выполнена тонкочешуйчато-волокнистым глинистым веществом с субпараллельно ориентированным чешуйчато-волокнистым материалом, который в шлифах обладает мономинеральным угасанием. Глинистое вещество послойно интенсивно пропитано нефтью, отчего приобретает полупрозрачное состояние. При этом оно окрашивается в буровато-желтый или красновато-темнокоричневый цвет.

По данным рентгенофазового валового анализа (Рисунок 54; Таблица 5) минеральная составляющая породы (за вычетом доминирующего рентгеноаморфного битумного компонента) представлена каолинитом (40,50%), кварцем (22,60%), сидеритом (19,40%) и слюдой (гидрослюдой?) (17,50%).



Характерной особенностью этих пород является развитие в них прожилков и гнезд, которые сложены аутигенным доломитом и гипсом, находящихся, примерно, в равных количествах. Петрографические исследования показывают, что гипс присутствует в виде монокристаллов, включающих в себя более мелкие зерна доломита. Крупные выделения гипса обладают прямым угасанием больших участков (полей) со слабо выраженным волокнистым строением (Рисунок 55).

свита. Пальяновский лицензионный участок.

Зерна доломита более или менее равномерно распределены в кристаллах гипса, иногда со сгущением и уплотнением их массы. Доломит там наблюдается в виде ромбоэдров (0,08-0,12 мм), их разрушенных (?) фрагментов и крошек (0,016-0,040 мм), которые часто срастаются в полусферы и «снопики» размером до 0,320 мм (Рисунок 56). Иногда в доломите присутствуют включения пирита, собранные в агрегаты размером от 0,016 до 0,080 мм.



Рисунок 55 - Фрагмент гидротермального доломит-гипсового гнезда в битуминозной породе баженовской свиты. 1 – доломит, 2 – гипс. Пальяновский лицензионный участок. Образец 153-3, скважина 153, глубина 2656,1 м. Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +





Рисунок 56 - Фрагмент гидротермального гипсо-доломитового гнезда в битуминозной породе баженовской свиты. 1 – доломит, 2 – гипс. Пальяновский лицензионный участок. Образец 153-3, скважина 153, глубина 2656,1 м. Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +

Приведенные данные говорят, что вторичная карбонатизация предшествовала сульфатизации, а сам гидротермальный минерагенез протекал в тектонически неодинаковых обстановках: доломитизация осуществлялась при заметном тектоническом

оживлении, а сменившее ее гипсообразование – в период относительного тектонического покоя.

Чрезвычайно важно подчеркнуть, что мы впервые на Пальяновском лицензионном участке наблюдаем настолько интенсивный характер вторичного минерагенеза, что он привел к развитию многочисленных гнезд и прожилков гидротермального доломита в трещиноватой битуминозной породе баженовской свиты. До этого мы фиксировали лишь отдельные разреженные или несколько сгущенные «россыпи» этого минерала в матриксе недислацированных битуминозных отложений. Такой необычный характер доломитизации обусловлен приуроченностью скв. 153 к разлому, по которому циркулировали высоконагретые растворы.

Еще один участок развития вторичного доломита в баженовском разрезе обнаружен на глуб. 2683,2 м (обр. 153-11). Матрикс доломито-глинисто-известковой породы (Рисунок 57) сложен криптокристаллическим (пелитоморфным) кальцитом и доломитом (в сумме 60-65%) с глинистым материалом (25-30%). Глинистое вещество тонкочешуйчатого габитуса, вероятно, монтмориллонит-гидрослюдистого состава за счет прогрева. В крупных полостях глинистое вещество представлено каолинитом (Рисунок 58). Иногда оно ассоциирует с вкраплениями кристаллов доломита размером 0,008-0,024 мм и, возможно, ангидрита.

Кроме того, в скважине обнаружены близкие по составу слабо измененные кальцитсодержащие породы. Одна из них битуминозная глинисто-карбонатная порода баженовской свиты вскрыта скв. 153 на глуб. 2665,2 м (обр. 153-7). Порода состоит, главным образом, из кальцита (35-40%) и битума (30-35%). В меньшем количестве присутствуют ангидрит (10-15%), глинистое вещество (5-10%), кварц (3-5%), пирит (3-5%), гипс (2-3%), каолинит (2-3%). Развитие аутигенного гипса в продуктивных баженовских отложениях этой скважины подтверждено рентгенофазовым анализом тонкой (менее 0,001 мм) фракции (Рисунок 59, Рисунок 60; Таблица 6).

В шлифе порода представлена чередующимися между собой слойками, линзами, прожилками кальцита и глинисто-ангидрит-битумового агрегата. Кальцит в основном пелитоморфный с ооидной (кальцисферовой) текстурой. Часть кальцисфер выщелочена и замещена зернами гипса и кварца (0,016-0,040 мм) иногда идиоморфного габитуса.



Рисунок 57 - Кристаллические кальцит и доломит с примесью глинистого материала карбонатной породы баженовской свиты. Пальяновский лицензионный участок. Образец 153-11, скважина 153, глубина 2683,2 м. Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +



Рисунок 58 - Поперечное сечение каолинитового(?) прожилка (1) в доломиткальцитовой (кальцит-доломитовой) породе. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 153-11, скважина 153, глубина 2683,2 м.

Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +







Скв. 153, глуб. 2656,1 м; обр. 153-3. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок.

Гнезда каолинита размером от 0,08×0,08 мм до 0,44×1,00 мм встречаются на участках растворения кальцита, в том числе, в межооидном пространстве. Реже там отмечается ангидрит в виде неправильных частиц (от 0,008 до 0,024 мм) и их сростков (до 0,040мм).

Карбонатные прослои в различной степени пронизаны прожилками и волокнами битума. Переход кальцитовых слойков в битумовые бывает как постепенным, так и резким.

В расположенной по соседству битуминозной глинисто-карбонатной породе (обр. 153-8, глуб. 2666,6 м) наблюдается несколько большее содержание битума (50-55%) и меньшее (25-30%) кальцита. Значительно ниже количество ангидрита (2-3%) по сравнению с предыдущим обр. 153-7. Весьма примечательно, что в обр. 153-8, по данным рентгенофазового валового анализа (Рисунок 61; Таблица 5), установлен вторичный доломит в количестве 7,2%.



Отсутствие вторичного доломита в кальцитсодержащей породе обр. 153-7, вероятно, свидетельствует, что участок разреза, где отбиралась проба, не испытал воздействия нагретых магнийсодержащих растворов, циркулировавших по проницаемым зонам.

участок.

Таким образом, карбонатизация в бажено-абалакском комплексе скв. 153 имеет свои особенности. Они сводятся к следующему.

1. Процесс карбонатизации, в первую очередь, выражался в интенсивной гидротермальной доломитизации и нами зафиксирован только в баженовских отложениях.

2. В тонколепестковой битуминозной породе (обр. 153-3) аутигенный доломит образовывал многочисленные прожилки и гнезда. Причем, доломитизация осуществлялась в обстановке повышенной тектонической напряженности и фиксировала наиболее проницаемые направления движения нагретого флюида. При этом в известковой породе (обр. 153-11) она захватывала матрикс, то есть носила гидротермально-метасоматический характер и протекала «в объеме».

В менее проницаемых (менее трещиноватых) и тектонически более стабильных участках разреза кальцитсодержащие породы (обр. 153-7) вторичной доломитизации, видимо, не испытали.

3. Масштабная доломитизация битуминозных отложений, осуществлявшаяся в тектонически активной зоне, характеризуется максимальной продуктивностью баженоабалакского комплекса Пальяновской площади (из числа нами исследованных скважин). Это доказывается нефтепритоком из скв. 153 с дебитом более 80 т/сут.

Петрографическое изучение отложений бажено-абалакского комплекса, вскрытого скв. 130, выявило наложенную карбонатизацию, которая, наряду с другими изменениями, затронула известняки КС. Рассмотрим подробнее развитие этого процесса в баженовских и абалакских отложениях. Кроме того, учтем результаты рентгенофазового анализа битуминозных глин баженовских отложений и сопоставим выявленные особенности процесса с продуктивностью скважины.

В баженовской свите карбонатизация привела к появлению доломитизированного известняка КС (обр. 130-4, глуб. 2465,0 м).

В доломитизированном известняке КС (обр. 130-4) преобладает кристаллически разнозернистый кальцит (45-50%). Кроме того, присутствуют новообразованные ангидрит (15-20%), доломит (10-15%) и кварц (3-5%).

Кальцит слагает основную массу породы (матрикс), которая обладает органогенносгустковой структурой (Рисунок 62), возникшей за счет постседиментационного преобразования органогенного известняка. В процессе гидротермального изменения порода претерпела неравномерную доломитизацию по ослабленным направлениям. Так, трещины, секущие матрикс, заполнены в основном доломитом, ангидритом, а также иногда идиоморфными кристаллами кварца. Зерна доломита размером от 0,024 до 0,080 мм. На границе каверн выщелачивания, выполненных доломитом и ангидритом, отмечаются скопления пирита, локализованного в основной массе породы.

В трещиноватом известняке КС (обр. 130-11, глуб. 2493,7 м) абалакской свиты доминирующим минералом является кальцит (80-85%).

Матрикс породы сложен полупрозрачным криптокристаллическим кальцитом с реликтами органических остатков в виде известковых фрагментов микро- и макрофауны (кокколиты, фораминиферы) со следами выщелачивания и замещения.

Кроме того, в матриксе породы отмечаются различные по размеру неправильные, прожилковидные, пятнистые осветленные участки тонко- и мелкокристаллического кальцита. Отмечаются многочисленные трещины и гнезда, выполненные аутигенным кальцитом с размером отдельных кристаллов до 0,08×0,20 мм.

В крупных трещинах (Рисунок 63, Рисунок 64) и гнездах наряду с новообразованным кальцитом выделяются зерна вторичного ангидрита (2-3%) размером 0,04-0,08×0,20 мм,

121

идиоморфные кристаллы гидротермального кварца (3-5%) величиной от 0,16×0,24 мм до 0,20×0,28 мм и друзы этого минерала размером 0,20×0,40 мм.



Рисунок 62 - Ангидрит в известняке КС. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 130-4, скважина 130, глубина 2465,0 м. Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +



Рисунок 63 - Идиоморфный кварц (1) и ангидрит (2) в трещине известняка КС (3). Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 130-4, скважина 130, глубина 2465,0 м. Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +



Рисунок 64 - Идиоморфный кварц (1) и ангидрит (2) в трещине известняка КС. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 130-4, скважина 130. Глубина 2465.0 м. Увеличение 100; а – николи ||, б – николи +

Кроме того, результаты рентгенофазового анализа природных образцов показывают (Рисунок 65, Рисунок 66; Таблица 5), что в глине битуминозной (обр. 130-8, глуб. 2483,9 м; обр. 130-7, глуб. 2480,5 м) из баженовских отложений присутствует новообразованный доломит в количестве 4,4% и 24,2% соответственно.



Рисунок 65 - Валовый минеральный состав глины битуминозной (без содержания рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый полуколичественный анализ. Скв. 130, глуб. 2480,5 м; обр. 130-7. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок





Приведенные результаты петрографических наблюдений и рентгенофазовых исследований показали, что характерной особенностью, наложенной карбонатизации бажено-абалакского комплекса скв. 130 является следующее.

1. Гидротермальная доломитизация установлена только в отложениях баженовской свиты. В известняке КС баженовской свиты доломитизация приурочена к

трещинам и не захватывает основную часть (матрикс) породы. Баженовские битуминозные глины также претерпели вторичную доломитизацию.

2. В известняке КС абалакской свиты выявлено развитие аутигенного кальцита как в основной массе породы, так и по трещинам.

3. Вышеперечисленная специфика гидротермальной карбонатизации баженоабалакского комплекса сопряжена с продуктивностью скв. 130, которая оценивается нефтепритоком с дебитом 14,0 т/сут.

Приведенные данные свидетельствуют, что в скважинах, удаленных от разрывных нарушений, нефтепритоки появляются лишь тогда, когда вторичная доломитизация захватывала битуминозные (высокобитуминозные) отложения баженовской свиты или баженовской и абалакской свит (скв. 600Р). Если этого не происходило, то скважина остается «сухой» (скв. 601Р). Существенного значения на продуктивность скважин не оказывала вторичная доломитизация известняков КС бажено-абалакского комплекса.

Важно подчеркнуть, что дебиты скв. 153, пробуренной непосредственно в зоне разлома, сильно отличаются от дебитов остальных скважин, удаленных от разрывных нарушений ($Q \ge 80,0$ т/сут. против Q = 1,56-21,60 т/сут.). Первая по своим значениям относится к высокодебитным, вторые — низко-среднедебитным скважинам (Халимов и др., 2004). Также разительно различается и характер проявления вторичной доломитизации в битуминозных (высокобитуминозных) породах баженовской свиты, вскрытых этими скважинами. Обсудим более подробно причинно-следственные связи установленных фактов.

5.3 Доломитообразование и сопутствующий минерагенез в высокобитуминозных породах

Для выяснения вопроса, как эпигенез влияет на продуктивность отложений баженовского горизонта, необходимо, в первую очередь, сопоставить особенности развития карбонатизации в схожих породах тех скважин, которые контрастны по своей нефтеотдаче. Для примера рассмотрим продуктивную скважину, высокопродуктивную и непродуктивную (Рисунок 67). Отметим, что рассматриваемые скважины вертикальные и вскрытие пласта проводилось в одинаковых условиях без интенсификации [44].

В этих скважинах вторичная доломитизация проявлена в двух различных частях баженоабалакского комплекса. В продуктивной скважине развитие гидротермальной доломитизации отмечается только в битуминозной породе баженовского горизонта, где она довольно равномерно преобразует матрикс. В непродуктивной скважине вторичный доломит установлен лишь в абалакском известняке КС, где, по данным рентгенофазового анализа, слагает его основную массу. Что касается битуминозных отложений баженовского горизонта, то там сформировался аутигенный кальцит, как в основной массе породы, так и в многочисленных трещинах. Таким образом, различия в характере карбонатизации двух скважин касались, в первую очередь, битуминозных нефтепроизводящих пород баженовского горизонта: в продуктивной скважине развивается гидротермальная доломитизация, а в непродуктивной – гидротермальная кальцитизация.



Рисунок 67 - Влияние эпигенеза на продуктивность скважин [121]

Приведенные факты позволяют допускать, что именно отмеченные различия эпигенеза сопряжены с неодинаковой продуктивностью баженовского комплекса, вскрытого этими скважинами. В продуктивной скважине зафиксированы нефтепритоки дебитом 21,6 т/сут. Из изложенного можно сделать предположение, что доломитизация битуминозных пород баженовского горизонта является индикатором появления притоков нефти в скважине, т.е. она контролирует нефтегенерацию, вызванную кондиционным прогревом. А раз так, то масштабы вторичной доломитизации должны являться мерилом теплового воздействия на породы. Это находится в соответствии с теоретическими представлениями Г.Н. Перозио и Н.Т. Мандриковой (1971 [104]), показавших на примере Западной Сибири четкую связь мест

локализации протодоломитов (доломитов) с зонами тектонических нарушений осадочного чехла, где осуществлялась активная циркуляция высокотемпературных подземных вод. В этой связи важно подчеркнуть, что непродуктивная скважина, из числа проанализированных скважин, располагается в наибольшем удалении от разломов. В баженовском горизонте битуминозные толщи редко испытывали гидротермально-метасоматическую доломитизацию. В редких случаях глинисто-кремнистая битуминозная порода подверглась этому изменению.

Наблюдения в шлифах показали, что незначительное количество (3–5%) (Рисунок 26, Рисунок 27, Рисунок 68) аутигенного доломита равномерно рассеяно в основной массе битуминозной породы в виде пелитово-алевритовых ромбовидных частиц размером от 0,008 до 0,120 мм. Доломит ассоциирует с вторичным ангидритом (5–10%). Остальные проанализированные пробы битуминозных образований в скважинах с низким дебитом показали лишь незначительную наложенную кальцитизацию.



Зерна кальцита (белый крап) в известковой высокоуглеродистой породе. Баженовская свита. 1 – кварц-халцедон. Увеличение 100; а-николи ||, б-николи + Скважина «сухая».



Вторичный кальцит (1) по округлым реликтам радиолярий в известковой высокоуглеродистой породе баженовской свиты. Увеличение 100; а-николи ||, б-николи + Скважина «сухая».

Рисунок 68 - Зоны, удаленные от тектонического нарушения (закрытая система) [103]

Это свидетельствует о том, что нефтематеринские породы баженовских отложений довольствовались слабым прогревом. Причем очаги интенсивной доломитизации в абалакских отложениях не повлияли на продуктивность баженовских толщ. Тепла было явно недостаточно для генерации больших объемов углеводородов, что и привело к низкому дебиту нефти в скважине – порядка 1,56 т/сут.

Это еще раз подтверждает справедливость предположения, возникшего при изучении продуктивной и непродуктивной скважин о том, что доломитизация именно битуминозных пород баженовской свиты, являясь индикатором теплового прогрева, в первую очередь контролирует нефтегенерацию.

Однако обнаруживается заметная роль процесса доломитизации не только непосредственно битуминозных, но и находящихся в них карбонатных пород в продуктивности баженовского горизонта. Так, в одной из скважин битуминозная порода претерпела, по данным просмотра шлифа, слабую доломитизацию матрикса. Доломит присутствует в количестве 2–3%. Вместе с тем, находящийся в битуминозных отложениях брекчиевидный кальцит, который можно отнести к породам типа КС, испытал интенсивную гидротермально-метасоматическую доломитизацию. Присутствие аутигенного доломита составляет 35–40%, а реликтового кальцита – 15–20%. При этом нефтеприток из рассматриваемой скважины оценивается дебитом 7,1 т/сут.

В скважинах, где породы представлены микроводорослевыми битуминозными породами, матрикс испытал более значительную гидротермальную переработку. Петрографические наблюдения показывают, что в матриксе присутствует уже 10–15% новообразованного доломита. В таком случае дебит скважины составляет 9,4 т/сут.

В скважинах с наличием гранулярного коллектора, например, представленного фосфоритом, выявлен гидротермальный доломит, который образует скопления в битуминозных отложениях баженовской свиты. Доломит приурочен к концентрам ооидов (псевдооолитов), которые слагает апатит. Промежутки ооидов также залечены зернистым агрегатом доломита и ангидрита. Доломит, по данным просмотра шлифа, присутствует в количестве 20–25%. В таком случае дебит скважины достигает 21,6 т/сут.

Особое место занимает высокодебитная скважина, приуроченная к разлому. Отличительной особенностью битуминозной породы является то, что выявленная в ней доломитизация протекала в обстановке повышенной тектонической напряженности. Это способствовало более глубокому преобразованию нефтегенерирующих пород активно циркулирующими нагретыми магнийсодержащими растворами. Сказанное отразилось в возникновении многочисленных прожилков и гнезд доломита в тонколепестковой трещиноватой битуминозной породе.

Не оставались в стороне от этого процесса и другие литологические разности. Так, в проницаемых зонах доломитизация захватывала матрикс известковой породы, что свидетельствует о гидротермально-метасоматическом характере преобразования. Суммарное количество кальцита и новообразованного доломита составляет 60–65%. Однако на участках, где трещиноватость в баженовской толще отсутствует, развитие аутигенного доломита

петрографическими методами не установлено. В районе расположения непродуктивной скважины не был достигнут уровень прогрева пород баженовского горизонта с участием конвективного тепломассопереноса, соответствующий главной фазе нефтеобразования в понимании Н.Б. Вассоевича.

Петрографические наблюдения, подтвержденные рентгенофазовыми исследованиями, показали, что характер развития вторичного доломита в высокобитуминозных породах баженовской свиты неодинаков. В «сухой» скважине данный минерал не обнаружен. В мало-, среднедебитных скважинах (Q = 1,56-21,6 т/сут) он, наряду с другими минералами, более или менее равномерно распределен в основной битуминозной массе, импрегнирует ее, создавая в шлифах своеобразную «картину звездного неба» (Рисунок 69). В случае высоких нефтепритоков (Q ≥ 80 т/сут) количество аутигенного доломита резко возрастает и меняется характер его локализации. Он сосредотачивается в самых проницаемых (трещиноватых) участках высокобитуминозных пород и слагает многочисленные прожилки, гнезда, разнообразные пустоты выщелачивания и т.д. При этом доломит ассоциирует, в частности, с новообразованными тенардитом и гипсом. Отмеченное изменение особенностей распределения доломита в нефтегазоматеринских породах, является следствием появления гидродинамической напряженности в пластовой системе и возникновения условий выщелачивания. Они, как известно, предполагают процесс растворения при просачивании воды и удаление жидких продуктов за пределы пласта.



Рисунок 69 - - Распределение вторичного доломита в основной битуминозной массе («картина звездного неба») Пальяновский ЛУ [33]

николи +

Следовательно, можно различать, как минимум, две обстановки развития вторичного доломита, которые сопряжены с неодинаковыми условиями нефтегенерации и нефтенасыщения [39].

В условиях структурной перестройки именно разломы и оперяющая их трещинноватость были местом активного высачивания нагретых растворов. Последние обусловили выщелачивание пород и сопутствующий минеранегез (карбонато- и сульфатообразование), а также более полное созревание OB.

Неоднократно отмечалось, что продуктивность баженовской свиты и возникновение аутигенного доломита контролиются степенью прогрева пород. Это соответствует экспериментальным исследованиям Дж. Р. Гольдсмита и Д. Л. Графа (Goldsmith, Graf, 1958 [3]), установившим, что для образования нормального доломита необходима повышенная температура (~200°С). При более низких температурах возникает протодоломит, близкий по структуре к доломиту. Протодоломиты содержат больше CaCO3, чем настоящие доломиты. Важно подчеркнуть, что при этих же температурах в обстановке тектоногидротермальной активизации Западно-Сибирской плиты происходит формирование углеводородов в нефтегазоматеринских толщах (Коробов, Коробова, 2011 [74]): нефть (60-170°С) \rightarrow нефть+газоконденсат (150-200°С). На основании вышеизложенного и наших наблюдений можно сделать принципиальные выводы:

1. развитие аутигенного доломита in situ в высокобитуминозных толщах баженовской свиты свидетельствует о том, что породы достигли стадии кондиционного прогрева, обусловливающего генерацию жидких углеводородов (нефть, нефть+газоконденсат);

2. формирование УВ и вторичного доломита в высокобитуминозных породах баженовской свиты являются парагенетическими процессами. Из этого вытекает важное следствие: факт наличия или отсутствия новообразованного доломита свидетельствует о том, переживала или нет высокобитуминозная материнская толща этап генерации УВ.

5.4 Тектоно-минералогическая модель продуктивных участков баженовской свиты

На Пальяновской площади выявлен минерал-индикатор, с помощью которого установлена граница прогрева, контролирующего нефтепритоки из баженовских отложений. Таким минералом является вторичный доломит. Он возникал в результате эпигенетических процессов, связанных с гидротермальной деятельностью, которая сопровождала периоды структурной перестройки региона. Эта деятельность сопряжена с разрывными нарушениями и оперяющей трещиноватостью, секущими не только фундамент, но и чехол.

К разломам приурочены раннемезозойские риолитовые экструзивные купола и палеозойские гранитоидные интрузии. Поэтому дислоцированные кислые изверженные образования фундамента и переходного комплекса во время тектонической активизации являлись местами интенсивного высачивания гидротерм и значительного прогрева залегающих выше битуминозных осадочных толщ. Следовательно, при региональных поисковых работах на углеводородное сырье надо, прежде всего, ориентироваться на те участки распространения баженовской свиты, которые или непосредственно перекрывают тела риолитов (гранитов), или находятся от них на незначительном удалении [34, 78].

В процессе проведенных исследований доказано, что вторичный доломит в битуминозных породах баженовской свиты является индикатором притоков нефти из скважин, вскрывших эти отложения. По характеру своего развития выявлено два вида вторичного доломита, каждый из которых определяет тектоническую позицию участка (территории), которому соответствует определенный интервал дебитов пробуренных там скважин.

Один вид минерала в форме мелкозернистой «сыпи» более или менее равномерно распределен в основной массе пород. Этот рассеянный доломит присутствует в небольшом количестве (до 10–15% площади шлифа) и появляется в битуминозных толщах, удаленных от разрывных нарушений. Он характерен для относительно пониженных территорий с малосреднедебитными (Q=1,56–21,60 т/сут) скважинами: 130, 138, 158, 600P, 603P, 611. Такие территории мы рассматриваем как зоны преимущественной генерации УВ [100].

Другой, жильный доломит формирует наиболее крупные кристаллы, которыми залечиваются трещины, пустоты, а также слагаются гнезда. Он развивается в битуминозных толщах, разбитых разломами. Его содержание резко возрастает по сравнению с рассеянным доломитом зон генерации УВ. Жильный доломит типичен для участка высокодебитной ($Q \ge 80,0$ т/сут) скважины, который приурочен к территории относительных поднятий. Такие территории необходимо относить к зонам преимущественного нефтегазонакопления бажено-абалакского комплекса.

Исследования показали, что в период тектонической перестройки на Красноленинском своде (и на Пальяновской площади, в частности) господствовали пульсирующий стресс [74,176] и сопряженный гидротермальный процесс, которые наиболее активно проявлялись на участках разрывных нарушений и затухали при удалении от них. Знакопеременные тангенциальные напряжения нами условно разделены на две стадии: раннюю и позднюю. Они существенно различались по своему характеру и роли в создании залежей в зонах преимущественной генерации УВ и зонах доминирующего нефтегазонакопления [76].

132

В зонах генерации УВ стресс практически не проявлялся или проявлялся очень слабо и не было заметных различий между ранней и поздней его стадиями. В этих зонах, как подчеркивалось, особый интерес вызывает рассеянный аутигенный доломит. Из сульфатов рассеянный доломит чаще всего ассоциирует с таким же распыленным по основной массе ангидритом. Оба минерала возникли за счет внутренних резервов породы in situ и для этого им не требовалось поступления дополнительного вещества со стороны. Отсутствие вторичного доломита в баженовских битумоидах (микроводорослевых альгинитовых и коллоальгинитовых) сопряжено с отсутствием нефтепритоков из этих же отложений. И наоборот, развитие в них рассеянного аутигенного доломита in situ вызывает нефтепритоки и свидетельствует о достигли стадии TOM, что породы кондиционного прогрева, обусловливающего УB. Поэтому формирование генерацию жидких микронефти (сингенетичной рассеянной нефти) и вторичного рассеянного доломита in situ в высокобитуминозных отложениях баженовской свиты являются парагенетическими процессами [75, 103, 121]. Из этого вытекают важные следствия:

1. факт наличия или отсутствия новообразованного рассеянного доломита свидетельствует о том, переживала или нет высокобитуминозная материнская толща этап генерации УВ;

2. граница появления рассеянного вторичного доломита in situ в битуминозных отложениях следует считать контуром продуктивности баженовской свиты.

Если на удалении от разломов пульсирующий стресс практически не проявлялся и не оказывал заметного влияния на ход генерации и накопление аутигенных минералов и нефти, то в зонах разрывных нарушений ситуация кардинально менялась. Эти зоны, как отмечалось, в условиях Красноленинского свода (в том числе Пальяновской площади) переживали две стадии пульсирующего стресса [74]. В раннюю стадию преобладало углекислотное и сернокислотное выщелачивание битуминозных и других пород баженовской свиты под действие циркулировавших гидротерм. При этом заметно улучшались коллекторские свойства пород. В последних, кроме того, возникала тектоническая трещиноватость, что также положительно сказывалось на их проницаемости. Горячие растворы были обогащены глубинными CO₃⁻², Mg⁺², Na⁺, Ba⁺². Сульфат-ион появлялся главным образом за счет окисления ОВ и нефти. Возникающие в это время УВ могли не только окисляться, но и рассеиваться под влияние активных знакопеременных тангенциальных напряжений. Кислотное выщелачивание, приходящееся на знакопеременных раннюю стадию тангенциальных напряжений, сопровождалось, главным образом, каолинизацией.

В позднюю стадию пульсирующего стресса активное выщелачивание сменялось преимущественным минералонакоплением. Оно приурочено к трещинам, зеркалам

133

скольжения и иным наиболее проницаемым участкам. Жильный доломит, пришедший на смену рассеянного аналога зон нефтегенерации, ассоциирует с сульфатами (гипсом, тенардитом [26], баритом), которые вне разрывного нарушения практически не отмечались. Содержание гипса в скважине возле разлома по сравнению с рассеянным ангидритом удаленных от разломов скважин многократно (приблизительно на порядок) возрастает. Жильные минералы формируются в таком количестве, которое не может быть обеспечено внутренними ресурсами битуминозных пород. Необходимый привнос дополнительного минерального материала осуществлялся по разлому. В полной мере это касается и УВ. Высокий дебит скважины, находящейся возле разлома, предполагает большое содержание нефти в баженовских отложениях. Такое может быть достигнуто лишь за счет предварительного увеличения емкости коллектора и последующего поступления в него основной массы нефти по разлому со стороны. Улучшение ФЕС подтверждается не только возросшей трещиноватостью, но и широкомасштабным развитием гидротермальных сульфатов (тенардита [69], барита, гипса, ангидрита и др.), а также каолинита, т.е. минералов индикаторов высокопродуктивных пород-коллекторов (баженитов) [71, 44].

Скважина возле разлома занимает самое высокое гипсометрическое положение среди всех проанализированных скважин. Это создает уникальную тектоническую позицию месту локализации данной скважины на Пальяновской площади. В позднюю стадию развития пульсирующего стресса, когда разлом начинал выполнять функцию природного насоса, осуществлялась миграция (перекачивание) УВ из относительно пониженных участков — зон нефтегазогенерации. Миграции углеводородов способствовали АВПД нефтенасыщенных горизонтов, их возросшая проницаемость (в частности, тектоническая трещиноватость) и надежная изоляция толщ, которые подстилают и перекрываю баженовскую свиту. Перечисленные факторы вызвали отжатие нефти в положительную (приподнятую) структуру и обусловили максимальную продуктивность скважины возле разлома.

Общеизвестно, что одним из критериев сохранения нефтенасыщенности породами баженовской свиты в обстановке АВПД является их надежная изоляция от проницаемых толщ — в нашем случае пород тюменской свиты. Среди последних были отложения изначально с хорошей проницаемостью, которые в процессе структурной перестройки испытали масштабный гидротермальный эпигенез. На Пальяновской площади он выразился в запечатывании межзерного пространства песчаников, алевро-песчаников и других пород минералами кремнезема, редко сульфатами и карбонатами. Произошло это, видимо, в раннюю, самую активную стадию знакопеременных тангенциальных напряжений, когда наблюдался массовый привнос продуктов выщелачивания (прежде всего кремнезема) с соседней территории Талинского месторождения. Там в это время возникали вторичные суперколлекторы. На Пальяновском лицензионном участке в результате кольматации и укрупнения обломков кварца регенерационной каймой в этот же период сформировались вторичные экраны, которые надежно изолировали перекрывающие породы баженоабалакского комплекса и, тем самым, обеспечили сохранность в них нефти [72, 70].

Следовательно, можно утверждать, что продуктивность бажено-абалакского комплекса Пальяновской площади обусловлена близостью территории, представляющей собой геодинамическую аномалию Западно-Сибирской плиты, которая сосредоточена в пределах Талинского месторождения (Красноленинский свод). Такая аномалия обеспечивала генерацию УВ и сохранение нафтидов в баженовский отложениях Пальяновского лицензионного участка. Виной тому были гидротермальные растворы, которые обусловили кондиционный прогрев материнских толщ и надежную изоляцию напитанных нефтью бажено-абалакских отложений породами тюменской свиты.

Таким образом, рассмотренный материал свидетельствует, что разномасштабная доломитизация наряду с кальцитизацией развивалась как в обогащенных органическим веществом (OB) породах, так и в первично-осадочных известняках и известковых породах бажено-абалакского комплекса. Дебиты скважин, вскрывших эти толщи, в ряде случаев могут сильно разниться, как и характер взаимоотношений между наложенной доломитизацией и кальцитизацией осадочного комплекса.

Сложная прогнозируемость нефтеносности баженовской свиты объясняется не только неравномерным прогревом битуминозных пород, но и перераспределением уже сформировавшихся УВ природными тектоническими насосами — разломами, живущими в режиме пульсирующего стресса.

Как отмечалось, тектоно-гидротермальная активизация, затронувшая Красноленинский свод, обусловила кондиционный прогрев и соответственно продуктивность баженовской свиты.

Таким образом, высокая нефтенасыщенность баженовских отложений, вскрытых высокопродуктивной скважиной, обусловлена поступлением основной массы УВ извне в уже сформированные кислотным выщелачиванием коллекторы после того, как в них практически завершился процесс гидротермального минералообразования.

В этой связи на Пальяновской площади области относительных поднятий, разбитые разломами (подобные тем, где пробурена высокодебитная скважина), можно отнести к зонам возможного нефтегазонакопления. Области, удаленные от разрывных нарушений (низкосреднедебитные скважины), целесообразно рассматривать, как зоны преимущественной генерации УВ. При этом границу появления рассеянного вторичного доломита *in situ* в битуминозных отложениях следует считать контуром продуктивности баженовской свиты [69, 75].

Мозаичность нефтепритоков баженовской свиты определяется не только неравномерным прогревом высокобитуминозных толщ, но и непостоянством тектонической обстановки: положение продуктивных пластов относительно различных разломов и оперяющей их трещиноватости. В результате этого на территории Пальяновского ЛУ возникли неоднородные по нефтенасыщенности (по перспективности освоения) зоны. Среди них различаются:

– участки с разрывными нарушениями, секущими породы баженовской свиты. Относятся к зонам преимущественной аккумуляции УВ. Присутствие в экранированных битуминозных баженовских отложениях жильной ассоциации минералов-индикаторов: доломит + гипс + тенардит + барит, свидетельствует о высокой нефтенасыщенности коллекторов; дебиты скважин ≥ 80 т/сут;

– участки, удаленные от разломов, где в экранированных битуминозных баженовских толщах находится рассеянный вторичный *in situ* доломит, а также аналогичный по характеру развития ангидрит. Являются показателем зон с преобладающей генерацией УВ, а пробуренные там скважины отличаются низкими и средними дебитами от 1,56 до 21,6 т/сут;

– участки, удаленные от разрывных нарушений, где в экранированных высокобитуминозных отложениях отсутствует рассеянный доломит *in situ*, породы не достигали стадии кондиционного прогрева, обусловливающего генерацию жидких УВ. Нефть в таких зонах не обнаружена.

Таким образом, латеральная неоднородность продуктивности в баженовском горизонте связана с повышенной зрелостью OB, определяемой локальным проявлением гидротермальных процессов, индикатором которых является аутигенный доломит.

Формирование в высокобитуминозных отложениях баженовской свиты сингенетичной свободной (рассеянной) нефти и вторичного естественного коллектора, представленного битуминозными породами с содержанием рассеянного доломита *in situ* – являются парагенетическими процессами. Границу появления рассеянного вторичного доломита *in situ* в битуминозных отложениях следует считать контуром продуктивности баженовской свиты с наличием свободной нефти [121, 77].

136

6. ДОЛОМИТООБРАЗОВАНИЕ И СОПУТСТВУЮЩИЙ МИНЕРАГЕНЕЗ БАЖЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА

6.1 Доломитообразование и сопутствующий минерагенез в высокобитуминозных породах, удаленных от зон разломов (закрытая система)

Рассмотрим подробнее сопряженные процессы доломитообразования сначала для пород, удаленных от разломов, где преобразования протекали в условиях близких к закрытой системе, а затем – для их аналогов, приуроченных к тектоническим нарушениям.

Касаясь карбонатонакопления, важно подчеркнуть, что наряду с внешним источником магния, необходимого для возникновения вторичного доломита, в породах баженовского комплекса существует и внутренний его поставщик. Им являются, с одной стороны, смектиты и хлориты (минеральная составляющая), а с другой стороны — разнообразные водоросли (органическое вещество). Однако, учитывая, что в породах баженовского горизонта Красноленинского района глинистость не превышает 30%, а содержание ОВ достигает 40% (Балушкина и др., 2013), подробнее остановимся на рассмотрении роли низших растений в формировании доломита in situ. Наиболее детально это можно проследить на участках, находящихся в стороне от разрывных нарушений.

Обшеизвестно. что водорослевое органическое вещество является наиболее благоприятным для нефтеобразования. Связано это с тем, что главным источником УВ являются липидные и липоидные компоненты, которые могут в значительном количестве присутствовать в водорослях. Поскольку различные группы водорослей характеризуются большим разбросом содержаний липидов (1-35%) (Барашков, 1972 [14]), то И нефтематеринский потенциал (П_{нм}) органического вещества зависит от состава групп водорослей основных поставщиков ОВ. Так, например, кремнистые породы фитогенного генезиса рассматриваются в качестве образований с повышенным П_{нм}, что связано со значительным содержанием липидов в водорослях с кремниевой функцией – диатомовых, золотистых, перидинеях. Сюда же относятся породы, в формировании которых существенную роль играли известковые синезеленые водоросли (Баженова, Бурлин, 1982 [11]).

По данным Ю. В. Брадучан и коллег (1986 [20]) основными продуцентами ОВ в баженовском море Западной Сибири были микрофитопланктон (диатомовые, зеленые, золотистые, пиррофитовые водоросли), зоопланктон (радиолярии), а также макроводоросли. В. В. Казаринов (1982 [51]) в составе ОВ баженовской свиты различает фрагменты витринита, псевдовитринита и липоидные микрокомпоненты, слагающие основную массу коллоальгинита и гумосапросорбомикстита (преобладает сапропелевое ОВ). Кроме того, он диагностирует остатки лентовидных водорослей, водорослей типа «кокколитофорид»

(синезеленых и золотистых), бурых многоклеточных микроводорослей, крупные остатки слоевищ ламинариевых водорослей и морских трав. Многое из вышеперечисленного встречено нами при описании шлифов в последовательном ряду пород бажено-абалакского комплекса.

В результате исследований установлено, что продуктивность бажено-абалакского комплекса Пальяновского лицензионного участка контролируется интенсивностью наложенного гидротермального преобразования, наиболее чутким индикатором которого является вторичный доломит. В этой связи возникает закономерный вопрос: не являются ли генерация нефти и аутигенное доломитообразование в породах баженовской свиты сопряженными процессами. Это принципиально важно, поскольку в последнее время все большее значение придается доломитообразованию с участием водорослей и цианобактерий (Vasconcelos, Mc Kenzie, 1997 [7]; Седаева, Антошкина, 2000 [119]), а также ширится число сторонников микробиальной теории доломитообразования (Кузнецов, 2003 [83]). В. Б. Татарский (1939) [124] впервые обратил внимание на формирование нефтеносных доломитов в присутствии значительных количеств органического вещества. Если допустить такое по отношению к баженовским отложениям, то необходимо выяснить содержат ли водоросли наряду с липидными и липоидными компонентами в своем составе кальций и магний, необходимые для автономного синтеза доломита в гидротермальных условиях.

Специальные исследования Б.И. Чувашова (1986 [134]) показали, что водоросли, присутствующие в породах баженовской свиты (золотистые, зеленые, синезеленые и др.) относятся к категории известковых. Среди известковых водорослей известны разновидности в которых отмечается кальцит с максимальным известным для организмов содержанием MgCO₃ – до 30-35% (Виноградов, 1935 [24]; Дегенс, 1967 [40]). Связано это с их прижизненной способностью концентрировать соли магния (Осипова, 1956 [99]). При этом комплексные соединения Мд в растениях вообще и в водорослях, в частности, имеют более высокое содержание элемента, чем вещества конкретных клеток, например, хлорофилла. Если количество магния в хлорофилле составляет 2,7%, то концентрирование Mg в комплексах по сравнению с целыми клетками повышается в 10 раз (Бойченко и др., 1968 [18]) и достигает 27%. Однако, несмотря на то что, известковые водоросли в значительном количестве аккумулируют углекислый магний, в ископаемом состоянии магния обычно мало. Объясняется это тем, что в стенках растительных клеток MgCO₃ находится в виде изоморфной примеси СаСО₃ и легко вымывается при фоссилизации (Маслов, 1961 [86]). Видимо, в этом состоит одна из причин низкого содержания доломита в микроводорослевых битумоидах Пальяновской площади, за исключением скважины, которая располагается в зоне разлома. В таблице (Таблица 7) приводится зольный состав водорослей, которые постоянно встречаются

в породах баженовской свиты и наблюдаются в исследованных нами скважинах Пальяновского лицензионного участка. Из таблицы видно, что во всех водорослях наряду с кальцием (6,91-23,10%) присутствует магний (1,70-5,58%). Следовательно, битуминозные изученной территории, прежде всего микроводорослевые альгинитовые и толщи коллоальгинитовые их разности, характеризующиеся высоким нефтегенерационным потенциалом, обладают также и необходимым внутренним резервом щелочноземельных элементов для формирования вторичного доломита in situ. Это обстоятельство имеет чрезвычайно важное значение, т. к. даже в случае минимального содержания в породах баженовской свиты монтмориллонита (смектита) с магниевым и кальциевым обменным комплексом, формирование аутигенного доломита в условиях нефтегенерации представляется вероятным. Касательно глин напомним, что при температуре 150-200°С вполне осуществляется процесс трансформации минералов группы смектита в иллиты (гидрослюды). Этому способствует наличие в горячих углекислых водах ионов К⁺ и пульсирующий стресс [74]. Освобождающийся в таких случаях из глин Mg (Са и Mg) может также участвовать в образовании гидротермального (гидротермально-метасоматического) доломита.

Отметим, что все рассмотренные явления протекали в породах, расположенных на некотором удалении от разломов в обстановке, близкой к закрытой системы. Такие территории необходимо рассматривать как области, в которых происходила генерация углеводородов. Теперь же разберем случай аутигенеза, связанного непосредственно с зоной тектонического нарушения.

6.1 Доломитообразование и сопутствующий минерагенез в высокобитуминозных породах зоны разлома (открытая система)

Выявлено, что в сильнобитуминозных породах скважины с высоким дебитом, которая приурочена к тектоническому нарушению, резко возрастает количество доломита. На образование многочисленных гнезд и прожилков, сложенных этим минералом, совершенно недостаточно внутренних ресурсов Mg и Ca, которыми обладают водоросли и глинистые минералы. Тем более, что по последним данным (Балушкина и др., 2013 [12]) в породах баженовской свиты района Красноленинского свода отмечается дефицит терригенной составляющей, при которой глинистость не превышает 30%. В этой связи возникает закономерный вопрос, что явилось поставщиком щелочных земель и, прежде всего магния, необходимого для возникновения доломита в продуктивных толщах бажено-абалакского комплекса зон разломов. Чтобы установить источник подвижного магния, рассмотрим породы доюрского комплекса в пределах Пальяновского лицензионного участка.

№ п/п	Наименование	Зола, %	% к золе									Литературный
	группы (вида)		K ₂ O	Na ₂ O	CaO	MgO	Fe ₂ O ₃	P_2O_5	SO ₃	SiO ₂	Cl	источник
	водорослей											
1	зеленые	25,30	5,00	12,20	23,10	1,70	0,50	1,50	8,30	2,60	10,30	В.А. Ковда,
	(среднее из 9)											1956
2	бурые	27,80	18,20	12,30	8,60	3,20	0,70	1,20	6,30	1,00	20,00	
	(среднее из											
	56)											
3	багряные	20,00	11,00	14,80	7,00	4,20	0,60	1,60	12,70	0,70	6,70	
	(среднее из											
	27)											
4	Laminaria	31,55	25,01	20,10	6,91	4,60	-	2,07	0,48	4,22	31,16	А.И.
	saccharina											Ведринский,
5	Laminaria	27,72	24,51	16,00	11,78	5,58	-	1,88	11,08	4,08	29,30	1938 [22]
	digitata											

Таблица 7 - Зольный химический состав водорослей

Петрографические наблюдения показали, что на небольшом (1,5 км) удалении от высокопродуктивной скважины вскрыт на глубине 2521,9 м доломит – хлоритовый сланец, который слагает палеозойский фундамент. Весьма любопытно, что при сравнении в шлифах доломита фундамента с доломитом, выполняющим гнездо в породе баженовского горизонта, обнаруживается морфологическая схожесть зерен и агрегатов этого минерала. Источником подвижного Mg могли быть железомагнезиальный хлорит или тот же доломит, входящие в состав палеозойских сланцев. Минералы разрушались в периоды структурной перестройки горячими агрессивными водами, которые перераспределяли перешедшие в раствор элемент в осадочный чехол по наиболее проницаемым направлениям.

Нельзя исключать большую роль пермо-триасовых вулканитов (пород переходного комплекса) и, прежде всего базальтов, как потенциальных источников подвижного Mg. Отличительной чертой этих изверженных образований является очень высокое содержание бария. В частности, в андезитах Ва присутствует в количестве 1135–1470 г/т, что объясняется региональными особенностями эффузивной толщи Западно-Сибирской плиты (Медведев и др., 2002, 2006 [89, 88]). Барий, по всей вероятности, подобно магнию и одновременно с ним перераспределялся горячими водами из доюрских вулканитов в осадочный чехол по ослабленным направлениям, где фиксируется в настоящее время в виде барита. Так он обнаружен в баженовских отложениях, вскрытых скважинами, где его содержание составляет 20,9% (без учета концентрации рентгеноаморфного OB). Гидротермальный барит установлен рентгенофазовым анализом природных образцов (Рисунок 43).

М.Ю. Зубков (2014 [48]) также отмечает на поверхности трещин, секущих породы баженовской свиты, присутствие многочисленных мелких кристаллов барита. Развитие гидротермальных сульфатов (барита, ангидрита, гипса, тенардита) позволяет характеризовать нагретые растворы как обладающие высоким окислительным потенциалом. Напомним, в высокобитуминозной породе высокопродуктивной скважины доломит ассоциирует в прожилках и гнездах с гипсом; там же присутствует тенардит и каолинит.

Особого внимания заслуживает тенардит (Na₂SO₄), впервые диагностированный в породах баженовских отложений (Коробов А.Д. и др., 2016, 2017 г.[100, 71, 70]). Этот минерал обнаружен в составе тонкой (< 0,001 мм) фракции высокопродуктивной скважины. Количество тенардита на глубине 2659,2 м достигает 32,2% суточной фракции высокобитуминозных пород. Остальное приходится на каолинит (38,4%) и гидрослюду (слюду) – 29,5%. Кроме того, тенардит установлен в небольших количествах в тонких фракциях битуминозных глин и водорослевых фосфоритов.

Возникает закономерный вопрос: как мог сохраниться в твердом состоянии легкорастворимый в воде сульфат натрия (тенардит) при отмучивании суточной фракции для

ее дальнейших рентгенофазовых исследований. Установлен тектонический контроль в распределении тенардита. Он встречен только в скважине, которая пробурена в зоне разлома. Развитие тенардита свидетельствует о весьма высокой активности натрия в гидротермальных растворах. Связано это, как и в случае с регенерационным альбитом [72], с появлением в периоды тектонических перестроек в породах осадочного чехла концентрированных и достаточно нагретых натрийсодержащих вод.

Трещины и пустоты в битуминозных отложениях, по которым циркулировали карбонатные растворы, обогащенные не только кальцием, но и магнием, залечивались доломитом. В итоге возникала характерная ассоциация прожилкового (гнездовидного) доломита, гипса и тенардита в высокобитуминозных породах, приуроченных к зоне разлома.

Эта ассоциация по характеру своего развития принципиально отличается от той, которая наблюдается в битуминозных породах, вскрытых скважинами в зонах генерации УВ.

Эти же породы, опробованные в скважине в зоне разлома, отличаются максимальной продуктивностью ($Q \ge 80$ т/сут), а сами скважины занимают наиболее высокое гипсометрическое положение среди всех проанализированных нами скважин. Из этого можно заключить, что минеральный парагенезис: прожилковые и гнездовидные доломит + гипс + тенардит – характеризует высокие емкостные показатели, которые могут возникнуть в баженовских толщах только в открытой системе разрывных нарушений с привносомвыносом вещества, но отнюдь не за счет внутренних резервов породы, как в зонах нефтегенерации [44, 103, 71, 36].

Большое количество вторичного доломита, залечивающего трещины и формирующего гнезда, является признаком преобразования пород под воздействием проникающего по разломам глубинного флюида, обогащенного магнием и другими элементами. Распределение вторичного доломита в трещиноватых участках битуминозных пород с новообразованным гипсом показаны на рисунках выше (Рисунок 55, Рисунок 56).

Процесс активного выщелачивания, по установленным представлениям, отвечает ранней стадии тектоно-гидротермальной активизации, породившей напряженнодеформированное состояние пород [30]. В раннюю стадию эта обстановка способствовала также появлению дополнительной тектонической трещиноватости (Баженова и др., 2000 [10]) в отложениях баженовской свиты. Она улучшала коллекторские свойства и обеспечивала миграцию УВ.

В скважине с высоким дебитом, резко возрастает количество доломита. На образование многочисленных гнезд и прожилков, сложенных этим минералом, совершенно недостаточно внутренних ресурсов Mg и Ca, которыми обладают водоросли и глинистые минералы. Петрографические наблюдения показали, что на небольшом (1,5 км) удалении от

высокопродуктивной скважины вскрыт на глубине 2521,9 м доломит – хлоритовый сланец, который слагает палеозойский фундамент. При сравнении в шлифах доломита фундамента с доломитом, выполняющим гнездо в породе баженовского горизонта, обнаруживается морфологическая схожесть зерен и агрегатов этого минерала. Источником подвижного Mg могли быть железомагнезиальный хлорит или тот же доломит, входящие в состав палеозойских сланцев (Рисунок 70). Минералы разрушались в периоды структурной перестройки горячими агрессивными водами, которые перераспределяли перешедшие в раствор элемент в осадочный чехол по наиболее проницаемым направлениям.

Таким образом, источниками подвижного магния для образования аутигенного доломита является органическое вещество (водоросли) в закрытой системе и железомагнезиальный хлорит или тот же доломит, входящие в состав палеозойских сланцев в открытой системе.



Фрагмент гидротермального гипсо-доломитового гнезда в высокоуглеродистой породе баженовского горизонта. 1 – доломит, 2 – пс. Увеличение 100; а-николи ||, б-николи +



a)

б)

Доломит-хлоритовый сланец палеозойского фундамента. Пальяновский лицензионный участок. Образец 130-15, скважина 0, глубина 2521,9 м. .Увеличение 100; а-николи ||, б-николи + 1 – хлорит, 2 – доломит.

Рисунок 70 - Схожесть морфологических форм доломита в баженовском горизонте и палеозойских образованиях

7. ОСНОВНЫЕ БЛАГОПРИЯТНЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ СВОБОДНОЙ НЕФТИ В БАЖЕНОВСКОМ ГОРИЗОНТЕ

7.1 Методика выделения перспективных площадей

Только на основании комплексного анализа геологического строения осадочного чехла, доюрского комплекса и геолого-геохимических условий формирования отложений в пределах оцениваемой территории возможно оценить продуктивность баженовского горизонта. Поэтому объект исследований рассматривался в комплексе с подстилающими и перекрывающими толщами баженовского горизонта, от доюрского фундамента к фроловской покрышке (Рисунок 71).



Рисунок 71 – Схема строения юрско-мелового комплекса

На повышение степени зрелости OB и как следствие, формирование залежей свободной нефти в баженовском горизонте, непосредственно повлияли горячие растворы, унаследованных гидротермальных систем. Области дополнительного прогрева вызваны кондукционным и конвективным тепломассопереносом в областях утонения юрского осадочного чехла до выклинивания нижнеюрской покрышки и интрузивных тел кислого состава в фундаменте во время неотектонической перестройки.

В основу работы положен комплексный анализ геолого-геофизических и геохимических данных и выполненных исследований на региональном уровне и локальных площадях.
При прогнозе нефтегазоносности по методу количественных геологических закономерностей большое значение имеет тот фактический материал, на котором проверяются геолого-аналитические зависимости, количественно описывающие процессы, приводящие к формированию залежей УВ. Основные требования к используемым в моделях геологогеохимическим параметрам – это их информативность и достаточная для прогноза достоверность определения. Кроме того, из всего возможного многообразия показателей, влияющих на процесс нефтегазонакопления, должен быть определен набор надежно замеряемых или картируемых параметров, информация о которых может быть получена как для оцениваемых подсчетных, так и для эталонных участков, на которых выводятся и проверяются рабочие модели.

Большинство параметров, влияющих на процесс нефтегазонакопления, достаточно хорошо известны и используются во многих других методиках оценки. С некоторой степенью условности их можно разделить на 5 групп показателей: региональные и структурные, литологические, фациальные и геохимические, тектонические, температурные.

Банки данных геолого-геохимических характеристик по оцениваемым объектам, как правило, имеют ряд отличий в наборе параметров прогноза в связи со специфическими особенностями формирования их нефтегазоносности. Различия касаются как перечня конкретных параметров, так и общего их количества. Последнее, кроме того, может быть связано со степенью изученности оцениваемых объектов.

Для отложений нижне-среднеюрской части разреза большое значение имеют геологогеохимические параметры, описывающие условия захоронения исходного органического вещества и последующей его трансформации (генерация УВ на этапах катагенеза, процессы первичной и вторичной миграции) вплоть до их поступления в коллектора НГК.

Для отложений баженовского НГК, отличающегося от традиционных объектов прогноза самодостаточностью с точки зрения обеспечения объемами генерированных им УВ, формирующих залежи внутри комплекса, важнейшее значение приобретают параметры, описывающие вместимость коллекторов.

Таким образом, набор параметров для оценки каждого перспективного объекта являлся универсальным и рассматривал более 8 из них, по каждому из которых были построены соответствующие карты:

1. Карты суммарного содержания органического углерода (в баженовских отложениях и породах средней и нижней юры);

2. Карты зрелости органического вещества – или карты катагенеза органического вещества для отложений баженовской свиты и отложений нижней и средней юры;

3. Карты современных температур на кровлю перспективного комплекса; Карты температурных аномалий, рассчитанные на кровлю/подошву перспективного комплекса;

4. Структурные карты по кровле перспективного комплекса;

5. Карты общих толщин перспективного комплекса;

6. Карты эффективных толщин комплекса + карта ранжирования территории по эффективной мощности;

7. Карты вещественного состава фундамента;

8. Карты распространения нижнеюрской покрышки (радомской пачки).

Результирующей картой строились карты геологических рисков для каждого из перспективных комплексов отложений.

7.2 Построение карт зрелости и суммарного содержания органического углерода

Описание построения карт содержания органического углерода и зрелости показаны в главе 2.5.

В настоящей работе использовались некоторые известные и опубликованные геохимические карты, которые были непосредственно использованы при количественной оценке ресурсного потенциала юрских отложений в пределах рассматриваемой территории.

Ниже приведен список использованных опубликованных материалов:

• фрагмент «Карты осредненных концентраций ОВ в отложениях баженовской свиты и ее аналогов Западно-Сибирской плиты» (Неручев С.Г., Бекетов В.М., Дворкина Г.И. и др., ВНИГРИ, 1998 г.). Закартированный параметр Снк – аналитические данные по современному содержанию некарбонатного (органического) углерода в конкретных точках баженовской свиты.

• фрагмент «Карты катагенеза органического вещества баженовской свиты и ее аналогов Западно-Сибирской плиты» (Парпарова Г.М., Неручев С.Г., Бекетов В.М. и др., ВНИГРИ, 1998 г.).

• фрагмент «Карты современного содержания органического углерода в породах баженовской свиты и ее возрастных аналогов» (А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.И. Москвин и др., 2011 г.).

• фрагмент «Карты катагенеза в кровле юрского комплекса» (А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.И. Москвин и др., 2011 г.). Изолинии катагенеза органического вещества относятся к кровле баженовской свиты.

Все приведенные литературные (опубликованные) карты оцифровывались и переводились в формат программного продукта Isoline 8.0, где в свою очередь осуществлялась их анализ, коррекция, распространение на всю область интереса, а также верификация на скважинные данные, имеющиеся в наличии. Так, например, карта отражающей способности витринита (R0), используемая в данном отчете (авторы: М.К. Фомин, А.Э. Конторович) для отложений баженовской свиты в районе Пальяновского и Приобского ЛУ корректировались на современные геохимические исследования по скважинам, выполненным в 2014-2018 годах в рамках изучения баженовского горизонта.

В результате уточнены карты, по которой можно выделить зональность, так на севере исследуемой территории можно наблюдать низкие значения органического вещества, в центральной же части значения растут и доходят до максимальных 12% (Рисунок 72).

Карта зрелости органического вещества, является одной из самых важных карт, по которой можно определить на сколько был реализован нефтематеринский потенциал баженовской свиты (Рисунок 73).

Систематический анализ данных показал, что на территории исследования Западного-Сибирского НГБ, при региональном катагенезе, происходит увеличение зрелости OB с глубиной. Но были установлены локальные участки, где изменения катагенетической зрелости OB, наоборот выше на более приподнятых участках, а на погружении, относительно этих участков, зрелость ниже. Объясняется эта эмпирическая связь с наиболее прогретыми участками, где повышение современных и палеотемператур связано с унаследованностью гидротермальной системы во время неотектонической перестройки на ослабленных участках фундамента. Эти ослабленные участки коррелируют с вещественным составом фундамента, к которым относятся интрузивные тела, представленные породами кислого состава, а также с областями отсутствия нижнеюрской покрышки (выклинивания радомской пачки). В результате отсутствия нижнеюрской покрышки все тепло прилегающих отложений к выступу нижнеюрского комплекса транспонирует вверх до следующей покрышки, т.е. до баженовского горизонта.



Рисунок 72 - Карта концентраций Сорг в разрезе баженовской свиты

Рисунок 73 - Карта изменения отражательной способности Ro

Ниже (Рисунок 74) показан график зрелости Сорг и абсолютных отметок кровли пласта баженовского горизонта для центрального участка Фроловской области, где нет связи повышения катагенетической зрелости с глубиной, а наблюдается обратная связь.

Таким образом, повышение зрелости имеет импозитное распространение, связанное с изменением величины теплового потока, приуроченные к зонам глубинных разломов, районам магматических тел и зонам выклинивания нижнеюрской покрышки.

При построении карт катагенеза были использованы геохимические данные измеренные в скважинах: Южно-Ассоминская 6; Западно-Асоминская 803; Демьяновская 20; Западно-Фаинская 55; Салымская 45, 170, 184, 592; Северо-Салымская 169, 1183; Западно-Салымская 282; Западно-Тепловская 91; Урненская 17; Верхне-Шапшинская 5; Уренгойская 266; Яровская 2; Приобская 617, 19460, 19467; Пальяновская 600, 601, 603, 153, 9322, 9273 и 138; Верхне-Салымская 2316, 45; Южно-Юильская 34; Червленая 38; Южно-Лунгорская 211; Западно-Ватлорская 48; Каменная 84, Приразломная 431,504,401,170, Правдинская 4004, 5217,

5209, Салымская 1, 2152, 2803, 2838,1183, Сев. Салымская 169, 1312 (всего было использовано 47 скважины с измеренными значениями Ro).



Слева шкала катагенеза, справа шкала глубин, оранжевый - график значений зрелости, синий- график абсолютных отметок кровли баженовского горизонта.

Рисунок 74 - График зрелости Сорг и абсолютных отметок кровли пласта баженовского горизонта [35]

7.3 Построение карт температур кровли баженовской свиты и температурных аномалий

Наиболее значимыми параметрами при оценке углеводородного потенциала объектов юрской части разреза являются температурные показатели.

При настоящих исследованиях использованы карты современных температур (авторы А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник, 2009 г. по Красноленинской и Фроловской НГО) по кровле баженовского горизонта с учетом доработки по дополнительным скважинным данным для рассматриваемой области . Границы и детальность геотермических построений соответствует детальности соответствующей структурной карте. Были уточнены значения в области, где есть реальные замеры температур. Для более детального измерения температур и определения точных значений использовались данные, как замеренные в интервале баженовского горизонта, так и замеры в отложениях ниже и вышележащих горизонтов, путем расчета температуры баженовской свиты через общий градиент. Важным критерием оценки потенциала является наличие современных температурных аномалий. Поэтому в настоящем исследовании было выполнено построение карты температурных аномалий (дельты) для баженовского комплекса отложений.



Рисунок 75 – График геотермического градиента Западной Сибири [105]

Зона интереса располагается в области пластовых температур, превышающих линию геотермического градиента (Рисунок 75) Температурные аномалии рассматриваются как перспективные при превышении пластовой температуры относительно геотермического градиента на 12 и более градусов.

При наложении карт все температурные аномалии хорошо коррелируют с площадями выклинивания нижнеюрской покрышки (радомской пачки).

На рисунке (Рисунок 76) показана схема корреляции с корректировками по выделению радомской пачки. В скважине, где отсутствует нижнеюрская покрышка температурная аномалия составляет 12 градусов относительно рассчитанной температуры, также в скважине получены высокие притоки нефти более 100 м3/сут. Две остальные скважины не характеризуются высокими пластовыми температурами и дебиты составляют меньше 0,5 м3/сут.

Повышение пластовых температур в верхнеюрских отложениях взаимосвязано с возвышенными участками в областях выклинивания нижнеюрской покрышки (радомской пачки) (Рисунок 77).



Рисунок 76 – Схема корреляции юрских отложений по скважинам Пальяновского ЛУ Красноленинского месторождения [136].

Таким образом, современные температуры в баженовском горизонте напрямую отражают строение нижнеюрской покрышки, в областях выклинивания которой наблюдается их повышение.



Рисунок 77 – Карта выклинивания радомской пачки и современных температурных аномалий и геологический профиль, проведенный через участки с выклиниванием радомской пачки [136].

7.4 Построение карт эффективных толщин

Для построения карт эффективных толщин использовались результаты петрофизической интерпретации скважинных данных, в ходе которой по характеристикам кривых ГИС выделялись специфические особенности, соответствующие эффективной части пласта (Рисунок 78, Рисунок 79, Рисунок 80).

Для баженовской свиты выделение эффективных толщин является нетривиальной задачей, включающей в себя выявление в поле различных параметров и характеристик. Так к общему количеству эффективных толщин можно присвоить два его основных типа:

• Потенциально продуктивными интервалами (ППИ) битуминозной формации называются, те интервалы разреза, которые в силу структуры их пустотного пространства, литологии, фильтрационно-емкостных и механических свойств, а так же физических и химических свойств насыщающих их углеводородов (УВ), предрасположены к извлечению из них УВ с помощью запланированной (или уже реализуемой) технологии разработки.

• Нефтематеринская порода (НМП) – называется, тот интервал разреза, который в силу обогащенности органическим веществом способен генерировать достаточный объем углеводородов для осуществления миграционных процессов и насыщения собственного емкостного пространства.

Таким образом, на выходе проинтерпретированных данных ГИС по каждой скважине задавались значения суммарных толщин потенциально продуктивных пропластков (ППИ) и нефтематеринских пород (НМП), в сумме составившие эффективную толщину баженовской свиты.

Далее на основе суммарных эффективных толщин по скважинам в программном комплексе Isoline осуществлялось построение карт эффективных толщин, на основе методики сплайн-аппроксимации, которая позволяет использовать в построении широкий спектр исходных данных: прямые и косвенные измерения, априорную информацию, а также корреляционные связи наблюдаемых характеристик с искомым параметрами. Набор карт для рассмотренных комплексов отложений: карта эффективных толщин, карта толщин ППИ и НМП.



Рисунок 78. Карта общих толщин НМП

баженовской свиты

Рисунок 79. Карта общих толщин ППИ

баженовской свиты

Рисунок 80. Карта эффективных толщин

баженовской свиты

0 - 5

5 - 10

15 - 20

20 - 25

10 - 15

25 - 30

30 - 35

35 - 40

40 - 45

45 - 50

50 - 55

> 55

7.5 Выделение перспективных площадей с наличием подвижных УВ

По результатам построения серии региональных карт, в пределах изучаемой территории была произведена качественная оценка рисков нахождения областей с наличием подвижных углеводородов для отложений баженовского горизонта.

Цифровой процесс определения степени риска нефтегазоносного комплекса состоит из нескольких элементов, который объединяется в единый сегмент риска, например составляются карты – светофоры, где красный цвет - высокая степень риска; желтый цвет - средняя степень риска; зеленый цвет -низкая степень риска

Подход для традиционного коллектора и нетрадиционного практически однозначный, за исключением некоторых особенных параметров, таких как выявление площадей с подвижными УВ, связанные с областями эпигенетических изменений в баженовском горизонте. Основные критерии перспективности и представлены ниже схематично, где при наложении серии карт были выявлены наиболее перспективные участки с наличием подвижного флюида (Рисунок 81).



Рисунок 81 -- Основные региональные критерии перспективности баженовского горизонта [33]

Качественная оценка производилась в два этапа.

На первом этапе производилась оценка совокупного риска, включающего в себя риски генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Основным контролирующим фактором

здесь являлось наличие зоны нефтегазообразования, которая оценивалась по наличию органического вещества и его зрелости по картам степени катагенеза (отражательной способности витринита) и суммарного содержания органического углерода в отложениях баженовской свиты. Также важной составляющей данного этапа являлся анализ карт современной температуры на кровле перспективных объектов, а также вычисленной по ним карты температурных аномалий, полученные аномальные области принимались во внимание при присвоении степени риска той или иной области.

Так как, замеров температур непосредственно в баженовской свите нет, области повышенных температур принимались по аналогии со всем осадочным бассейном, т.е. предположительно, в зонах отсутствия нижнего флюидоупора на выступах фундамента, наблюдаются наиболее прогретые участки баженовской свиты и как следствие повышение зрелости имеющегося органического вещества.

Результатом являются схемы, отображающие степень риска для совокупности параметров потенциала (TOC, Vre, ΔT°C, TVD, вторичные процессы, объем (толщина НМП и ППИ) сохранность (область разгрузки).

Заключительным этапом работы является верификация результирующей карты геологических рисков результатами испытаний скважин и выявления мест максимального расхождения карты с данными исследований скважин.

На втором этапе были оценены риски наличия коллекторов в разрезе для резервуаров нетрадиционного типа (баженовская свита), а также для примыкающих к баженовскому горизонту нефтегазоносных комплексов традиционного типа, являющихся зонами разгрузки (ачимовская, васюганская). Основным контролирующим фактором при построении схем, являлся литологический состав отложений, а именно наличие карбонатной, песчаной (для возможных зон разгрузки) и глинистой составляющих и их массовое взаимоотношение между собой. По результатам интерпретации скважинных данных (ГИС, керн) были выделены суммарные эффективные толщины по каждому в отдельности перспективному объекту на ЛУ ГПН, по которым с использованием региональных трендов были построены карты эффективных толщин, которые в свою очередь ранжировались по значениям. Важным является то, что для отложений баженовской свиты данный параметр складывался из двух составляющих – это толщины нефтематеринских пород и толщины потенциально продуктивных интервалов (в терминологии западных коллег - контейнеры и проводники).

Таким образом, в настоящее время проблема нефтегазоносности баженовского горизонта заключается именно в отсутствии обоснованной методики картирования в них залежей нефти и газа. Оконтуривание залежей производится по данным скважинной

информации и находится в прямой зависимости от изученности исследуемого объекта бурением.

Нефтенасыщенные толщины в отложениях баженовской свиты не представляется возможным отнести к какому-либо типу залежей, (термин залежь в данном случае принят достаточно условно – под ним понимается непрерывное площадное распространение нефтенасыщенных толщин), что связано с достаточно низким уровнем их изученности, не смотря на их региональное распространение.

На повышение степени зрелости ОВ и как следствие, формирование залежей свободной нефти в баженовском горизонте, непосредственно повлияли унаследованные гидротермальные системы. Объясняется эта эмпирическая связь с наиболее прогретыми участками, где повышение современных и палеотемператур связано с унаследованностью гидротермальных систем во время неотектонической перестройки на ослабленных участках фундамента. Эти ослабленные участки коррелируют с вещественным составом фундамента, к которым относятся интрузивные тела, представленные породами кислого состава, а также с областями отсутствия нижнеюрской покрышки (выклинивания радомской пачки). В результате отсутствия нижнеюрской покрышки все тепло прилегающих отложений к выступу нижнеюрского комплекса транспонирует вверх до следующей покрышки, т.е. до баженовского горизонта [12].интрузивные тела кислого состава в фундаменте и область выклинивания нижнеюрской покрышки, способствовавшие к повышению температур во время неотектонической перестройки.

Главным фактором возникновения коллекторов и залежей УВ послужили нагретые воды, а на генерацию, аккумуляцию и миграцию УВ в породах баженовского горизонта непосредственное влияние оказали палеотемпературы, вещественный состав доюрского фундамента и особенности строения осадочного чехла (выклинивание радомской пачки).

Нефтегенерация вызвана кондиционным прогревом, серьезным ускорителем генерации является кондуктивный тепломассоперенос. Во время ранней стадии тектоногидротермальной активизации гидротермальные растворы обеспечили разноинтенсивный прогрев материнских толщ, созревание ОВ, формирование емкостей и надежную изоляцию нефтенасыщенных отложений вторичными флюидоупорами. На поздней стадии тектоногидротермальной активизации имело место преобладающее перераспределение УВ вдоль разломов, выступающих в роли резервуара жильного типа.

На графике (Рисунок 74) показаны данные зрелости ОВ и абсолютные отметки распространения баженовского горизонта, где нет корреляции увеличения зрелости с глубиной пласта, а вот с наличием дополнительного тепла, вызванного интрузивными телами кислого состава и выклиниванием нижнеюрского флюидоупора (Рисунок 82) прослеживается

прямая связь. Кондиционный прогрев проявлен в областях развития интрузий кислого состава и выклинивания нижнего флюидоупора под баженовским горизонтом – радомской пачки. И как следствие, области с наличием свободной нефти непосредственно связаны с эпигенетическими процессами, проявленными во вторичной карбонатизации.



Условные обозначения

15	Триасовая система, нижний -средний отделы. Бизальты, порфириты, туфы основного состава, туфопесчаники
5	Позднепалеозойские интрузии. Граниты, плагиогран иты
14	Верхний палеозой. Конгломераты, песчаники, алевролиты, аргиллиты, углистые аргиллиты
5	Средне -позднепалеозойсике интрузии. Граниты биотитовые, порфировые
5	Среднепалеозойские интрузии. Граниты, биотитовые граниты, лейкограниты, гнейсограниты ы, порфиробластовые граниты
5	Среднепалеозойские интрузии. Граноднориты, кварцевые монцониты
5.4	Позднепалеозойские интрузии. Граниты, плагиограниты . Глубина 4 - 6 км
5.6	Позднепалеозойские интрузии. Граниты, плагиограниты . Глубина 6 -8 км
5.8	Позд непалеозойские интрузии. Граниты, плагнограниты . Глубина 8 -10 км
6	Среднепалеозойские интрузии. Диабазы, габбро -диабазы, габбро
6	Среднепалеозойские интрузии. Габбро -нориты, уралитовые габбро, апогаббровые амфиболиты, габбро -диориты
6	Среднепалео зойские интрузии. Гарцбургиты, перидотиты, пироксениты
11	Средний палеозой. Глинисто -кремнистые, кремнисто -серицитовые, альбит -хлоритовые сланцы, известняки с прослоями глинистых сланцев и эффузивов основного и среднего состава
10	Камменноугольная си стема, нижний отдел. Известняки глинистые, известновистые аргиллиты, песчаники, утлисто -глинистые сланцы, туфы андезитовых порфиритов, андезиты андезит -базальты
9	Девонская система, верхний отдел -каменноугольная система, нижний отдел. Алевропиты, аргил литы, песчаники, углисто - глинистые сланцы, известняки, эффузивы основного состава

Рисунок 82 - Распространение интрузивных тел кислого состава.

Мозаичность нефтепритоков баженовской свиты определяется не только неравномерным прогревом высокобитуминозных толщ, но и непостоянством тектонической обстановки: положение продуктивных пластов относительно различных разломов и оперяющей их трещиноватости. В результате этого на территории Пальяновского ЛУ возникли неоднородные по нефтенасыщенности (по перспективности освоения) зоны [21]. Эпигенетические процессы проявлены в областях распространения вещественного состава фундамента и распространения нижних флюидоупоров для баженовского горизонта, которые влияют на генерацию, аккумуляцию УВ и коллекторские свойства высокоуглеродистого пласта. [102] Область выклинивания нижнего флюидоупора относительно баженовского горизонта и вещественный состав фундамента будут указывать на вторичную преобразованность пород, высокую зрелость ОВ и соответственно, повышать «органическую пористость» и даже проницаемость (Рисунок 83). Перспективные области баженовского горизонта выявленные в областях эпигенетических преобразований являются потенциально продуктивными зонами (ППЗ). На рисунке (Рисунок 84) показан региональный концепт формирования и распространения перспективных отложений баженовского горизонта с наличием свободной нефти в залежах.



Рисунок 83 - Строение нетрадиционного объекта в зоне эпигенетических изменений [34].

Таким образом, пласты-коллекторы в отложениях баженовского горизонта являются сложно построенными, характеризуются спорадическим распространением по площади и по разрезу, образуя мозаичное поле нефтеносности, эффективная пористость их представлена преимущественно вторичными пустотами, эффективная толщина прослоев коллекторов не

велика. Границы залежей, в основном приняты весьма условно по данным испытания и геофизических исследований скважин.





Рисунок 84 - Региональный концепт распространения залежей нетрадиционных коллекторов по площади, интегральный контур развития естественного коллектора (Дл) и зоны наиболее преобразованных пород, которые подтверждаются высокими значениями зрелости (**R**o) [102]

Позициями обозначены: а) наиболее прогретые зоны, б) движение гидротермальных растворов, в) тектонические разломы, г) экструзивные купола (кислые породы), д) карбонатные и силицитовые пропластки, е) зона эпигенетических преобразований (вторично преобразованных пород), ж) базальный горизонт, обеспечивающий латеральное движение флюида, з) палеозойские отложения, и) интегральный контур залежи; к) наиболее прогретые зоны на границе выклинивания радомской свиты и тектонических разломов, л) область выклинивания радомской свиты, м) наивысшие значения зрелости органического вещества (значения отражательной способности витринита (Ro)).

Возникает вопрос, почему именно магматические тела кислого состава влияют на изменение температур во время неотектонической перестройки гидротермальными растворами. На графике (Рисунок 85) как отличается теплопроводность кислых пород от вмещающих показаны данные теплопроводности для всех типов пород и агрегатных состояний веществ. Магматические, метаморфические и осадочные породы имеют высокие значения теплопроводности, но только магматические породы имею ограничение (форму) по площади, что повышает к ним интерес, т.к. согласно закона Фурье, «количество теплоты, передаваемой по образцу от более нагретого торца будет пропорционально разности температур Δ T», а самое главное – «площади образца Δ S, времени Δ t и обратно пропорционально расстоянию между торцами». Также магматические тела кислого состава могут иметь до 6% от объема пустотного пространства, образовавшегося вовремя контракционной усадки, что будет способствовать циркуляции гидротермальных растворов.



Рисунок 85 - Изменение теплопроводности пород и различных сред [35].

В результате верификации данных и выполненного факторного анализа установлена однозначная связь продуктивности баженовских отложений с наличием областей дополнительного прогрева, а именно гранитных интрузий и областей выклинивания радомской пачки. Байесовский подход к вероятности обнаружения естественного коллектора (ЕК) в случае наличия признаков, составляет 63% скважин вскрывают разрез с ЕК в целевом резервуаре, в случае отсутствия признаков, лишь 14%.

Полученные результаты являются актуальными и значимыми с точки зрения поиска новых перспективных объектов для поддержания и наращивания уровня добычи нефти в нетрадиционных коллекторах Западно-Сибирского бассейна.

Результаты исследований позволяют сделать очередной шаг в решении методики картирования перспективных площадей, а именно провести минералогическое картирование высокобитуминозных отложений на территории, где они, во-первых, залегают раннемезозойскими (молодыми непосредственно над риолитами палеозойсикими гранитоидами – интрузиями) и в зонах отсутствия нижнеюрской покрышки [102, 103, 37]. А во-вторых, — изолированы перекрывающими и подстилающими осадочными толщами.

Доломитизация в разрезе очень хорошо коррелирует с хрупкостью, повышенной трещиноватостью в образцах и пористостью по всему разрезу, например, в нижней части разреза выделяются образцы с органической пористостью. Отобранные образцы керна с проявлением доломитизации или разрушились или трещиноваты. На данных (Рисунок 86) интерпретации ГИС-керн по скважине 1 Салымская показаны доломитизированные пропластки синим цветом, которые характеризуются повышенной пористостью по керну.



Рисунок 86 - Интерпретации ГИС -керн по скважине 1 Салымская [37]

Следует отметить сложность в диагностике доломитизированных пропластков по керну, из-за точности привязки в тонкослоистом разрезе.

Схема минералогического картирования продуктивных отложений баженовского горизонта показана на (Рисунок 87).



Рисунок 87 - Схема минералогического картирования площади продуктивных отложений баженовского горизонта [103]

Специальные исследования показали, что проблема оценки нефтегазоносности баженовского горизонта заключается в отсутствии обоснованной методики картирования залежей нефти и газа в этих отложениях. Результаты работ позволяют сделать очередной шаг В решении этой проблемы, а именно провести минералогическое картирование высокобитуминозных отложений на территории, где они, во-первых, залегают непосредственно раннемезозойскими риолитами (молодыми палеозойсикими над гранитоидами) или на небольшом удалении от них [78]. А во-вторых, — изолированы перекрывающими и подстилающими осадочными толщами. При этом перспективы на УВ надо оценивать с учетом того, находится ли поисковый участок в зоне разлома (зоне преимущественной аккумуляции УВ) или на расстоянии от него — зоне вероятной нефтегазогенерации.

Таким образом, площадь залежей свободной нефти в баженовском горизонте на региональном уровне определяется как проекция интегрального контура развития интрузивных тел и областей отсутствия нижнеюрской покрышки.

Локализация перспективных площадей определяется по вещественному составу фундамента и его физическим свойствам, способным создавать дополнительный прогрев для образования скоплений залежей в нефтематеринских породах. В основном это кислые экструзивные купола [78] (гранитные интрузии), способные переносить тепло гидротермальных систем, которые хорошо картируются с помощью метода потенциальных полей. Также источником дополнительного тепла для баженовской свиты служит область выклинивания нижнеюрской покрышки, т.е. радомской пачки, которую можно определить с помощью сейсмических исследований (Рисунок 84) [2]. Зоны локализации спорадически развитых коллекторов в баженовской свите по площади можно оконтурить с помощью комплексирования методов потенциальных полей и сейсморазведочных работ. Площадь залежей свободной нефти в баженовском горизонте на региональном уровне определяется как проекция интегрального контура развития интрузивных тел и областей отсутствия нижнеюрской покрышки.

По данным грави- и магниторазведочных, сейсморазведочных данных, все установленные месторождения характеризуются развитием отрицательной аномалией и областью выклинивания радомской свиты. Подтверждается по геолого-геохимическим данным повышенной пластовой температурой, повышенной катагенетической зрелостью органического вещества. Например, Салымское, Средне-Назымское, Правдинское, Верхне-Салымское, Лебяжье, Красноленинское (Пальяновский ЛУ) месторождения.

Ниже показаны элементы моделирования распространения интрузивных тел кислого состава и возможных разломных зон (данные ЗАО «Росгеофизика») для решения прямой задачи методами потенциальных полей. Ввиду различной плотности и магнитной восприимчивости пород показания методов однозначно интерпретируют вещественный состав фундамента (Рисунок 88) На рисунках слева показаны образцы кривых полей для интрузий различного состава, Наличие зоны разуплотнения идентифицируется снижением показаний измерений.

Метод интерпретации показаний гравимагниторазведки демонстрирует свою эффективность даже в случае сильной геологической контрастности на ограниченной территории (интрузия, разлом, не интрузия). При масштабе магнитной съемке 1:50000 данные разломы интерпретируются с гораздо большей вероятностью, чем при более крупном масштабе, где интерпретация высокоамплитудных значений будет производиться статистически.

На (Рисунок 89) показаны возможные типы залежей распространения свободной нефти в баженовском горизонте. Контур и тип залежей зависит от источника возникновения вторичных преобразований пород. В результате вторичных преобразований открытой и закрытой системы можно залежи разделить на три типа Салымский, Пальяновский и Вынгаяхинский, а залежи - линейного и площадного распространения.



Рисунок 88 – Модель интерпретации комбинации геологических тел по данным методов потенциальных полей [35].

Основными благоприятными факторами для формирования залежей свободной нефти в баженовском горизонте являются зоны влияния тектоно-гидротермальных систем в области развития интрузивных тел, а также области выклинивания нижнеюрской покрышки. Перспективные площади в баженовском горизонте с наличием подвижных УВ в центральной части Западно-Сибирского НГБ Фроловской и Красноленинской НГО оконтурены по данным потенциальных полей и сейсмических исследований. Ниже на (Рисунок 90) представлены фрагменты перспективных площадей для центральной части Западно-Сибирского НГБ Фроловской и Красноленинской НГО.



Рисунок 89 - Типы выявленных залежей нетрадиционных коллекторов в баженовском горизонте [102, 33]

Коэффициент успешности выделения перспективных областей определяется как объединение и пересечение следующих факторов:

 $CoS = [(A1 \cup A2) \Longrightarrow (B1 \cap B2)] * (C1 \cap C2) * (D1 \cap D2) [102]$

(A1 ∪ A2) – площадь залежи, которая состоит из площади отрицательной гравиметрической и магнитометрической аномалии или площади выклинивания радомской свиты;

(B1 ∩ B2) – вероятность существования коллекторов, которое предполагает наличие вторично преобразованных хрупких пропластков образовавшихся в результате гидротермально-метасоматических процессов и нефтематеринских пород;

С – вероятность существования нефтематеринских пород, характеризующее содержание органического вещества;

(D1 ∪ D2) – вероятность образования покрышек, характеризует отсутствие гранулярного коллектора, и соответственно, зоны разгрузки выше или ниже по разрезу;

(E1 ∪ E2) – вероятность совпадения (временной фактор), который характеризует наличие подвижного флюида и описывается зрелостью органического вещества или температурными аномалиями.

U - объединение, выполняется хотя бы одно условие

∩ - пересечение, выполняются оба условия одновременно

Таким образом, интегральный контур развития отрицательных грави И магниторазведочных аномалий, зоны выклинивания региональных покрышек для нижнеюрского комплекса (радомской пачки) являются площадью распространения нетрадиционных залежей (A1 U A2) при соблюдении параметров сохранности и потенциала. Наличие эффективных толщин (B1 ∩ B2), правомерно только при наличии вторично преобразованных пропластков в зонах (A1 U A2).

Наличие продуктивных интервалов нетрадиционных коллекторов зависит в первую очередь от площади вторично преобразованных зрелых пород (A1 ∪ A2) => (B1 ∩ B2).



Рисунок 90 - Фрагменты карты перспективных площадей во Фроловской и Красноленинской НГО [38]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования показали, что отложения баженовского горизонта представляют собой сложнопостроенный резервуар, основные геолого-геофизические и геохимические характеристики которого можно определить только в комплексном рассмотрении всего нефтегазоносного бассейна с детальными исследованиями. Происходящие в углеводородной системе геолого-геофизические и геохимические процессы, отразились как в «зеркале» в баженовском горизонте и изменили его свойства.

В результате выполненных исследований детально изучено геологическое строение баженовского горизонта на локальном и региональном уровне при помощи литологических, минералогических исследований кернового материала, шлифов, интерпретации данных ГИС, сейсмической интерпретации и данным потенциальных полей.

Выполненные исследования позволили получить следующие основные результаты.

На повышение степени зрелости ОВ и как следствие, формирование залежей свободной нефти в баженовском горизонте, непосредственно повлияли горячие растворы, унаследованных гидротермальных систем. Главным факторов возникновения залежей свободных УВ явились нагретые воды. Области дополнительного прогрева вызваны кондукционным и конвективным тепломассопереносом в областях утонения юрского осадочного чехла до выклинивания нижнеюрской покрышки и интрузивных тел кислого состава в фундаменте во время неотектонической перестройки. Они на ранней стадии активизации (пульсирующего стресса) обеспечили разноинтенсивный прогрев материнских толщ и надежную изоляцию нефтенасыщенных отложений вторичными флюидоупорами. На позлней стадии разнонаправленных тангенциальных напряжений имело место преобладающее перераспределение УВ вдоль разломов. Поэтому мозаичность нефтепритоков баженовской свиты определяется не только неравномерным прогревом высокобитуминозных толщ, но и не постоянством тектонической обстановки: положением продуктивных пластов относительно различных разрывных нарушений и оперяющей их трещиноватости. В результате этого возникли локально неоднородные по нефтенасыщенности зоны на локальном уровне.

Локализация перспективных площадей определяется по вещественному составу фундамента и его физическим свойствам, способным создавать дополнительный прогрев для образования скоплений залежей в нефтематеринских породах. Также источником дополнительного тепла для баженовской свиты служит область выклинивания нижнеюрской покрышки, т.е. радомской пачки (Патент РФ № 2596181).

Формирование в высокобитуминозных отложениях баженовской свиты сингенетичной рассеянной нефти и вторичного рассеянного доломита in situ являются

парагенетическими процессами. Граница появления рассеянного вторичного доломита in situ в битуминозных отложениях следует считать контуром продуктивности баженовской свиты.

При проведении локальных поисково-оценочных работ на углеводороды на регионально выявленных перспективных территориях (Патент РФ № 2650852) необходимо, в первую очередь, обратить внимание на зоны преимущественной аккумуляции нафтидов. Они ассоциируют с разломами, секущими отложения баженовской свиты, в областях наличия дополнительного тепла. Наличие в высокобитуминозных отложениях повышенного содержания жильных доломита и сульфатов является прямым подтверждением высокой нефтенасыщенности коллекторов баженовского комплекса.

В диссертации изложены основные теоретические основы и предпосылки использования комплексирования методов потенциальных полей и сейсморазведочных работ для оконтуривания зоны спорадически развитых коллекторов в баженовском горизонте. Площадь залежей свободной нефти в баженовском горизонте на региональном уровне определяется как проекция интегрального контура развития интрузивных тел кислого состава и областей отсутствия нижнеюрской покрышки.

Предлагаемая технология выделения перспективных площадей характеризуется научной новизной и практической значимостью, так как позволяет выполнять оконтуривание и количественную интерпретацию участков с наличием свободной нефти, а также осуществлять их прогноз.

Сделанные выводы о концептуальном строении и перспективности рассматриваемых отложений были подтверждены в процессе бурения 5 горизонтальных скважин (2016-2019 гг.). По итогам бурения с учетом полученных результатов, произведено стратегическое планирование дальнейших работ поисково-разведочного бурения и постановки площадных работ с высоким потенциалом открытия новых залежей.

В настоящее время проблема нефтегазоносности баженовского горизонта заключается именно в отсутствии обоснованной методики картирования в них залежей подвижных УВ. Оконтуривание залежей производится по данным скважинной информации и находится в прямой зависимости от изученности исследуемого объекта бурением.

В представленной работе показан механизм преобразования минеральной матрицы и части органического вещества при гидротермальных процессах, а также на минералогическом уровне при эпигенетических процессах перераспределение элементов и как результат - образование вторичной пустотности. Определены основные параметры, для прогноза залежей в баженовском горизонте с подвижными УВ.

Таким образом, предложенный метод картирования перспективных площадей в настоящей работе с учетом дифференциации по степени подвижности УВ, рассмотренной в

методике интерпретации коллекторов по разрезу в диссертационной работе Г.А. Калмыкова, определит объем нефтенасыщенных пород с элементами прогнозирования. Результаты комплексирования данных в дальнейшем можно использовать при подсчете запасов и ресурсов нефти сложнопостроенных залежей баженовского горизонта, сократив часть принятых допущений.

Таким образом, в результате выполнения диссертационного исследования все поставленные задачи были успешно решены.

Полученные результаты исследования характеризуются научной новизной и являются актуальными с позиций их применимости в области изучения коллекторов нетрадиционного типа.

Практические результаты диссертации могут быть рекомендованы для использования при изучении других нефтематеринских толщ с учетом характерных особенностей для каждого нефтегазоносного бассейна.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- а.о. абсолютная отметка
- БГ баженовский горизонт
- БС баженовская свита
- ВУФ высокоуглеродистая формация
- ГАС гетероатомные соединения
- ГИС геофизические исследования скважин
- ГК гамма-каротаж (распределение естественной радиоактивности по стволу скважины)
- ГКС (СГК) спектрометрический гамма-каротаж (распределение концентраций естественных

радиоактивных элементов (K, U, Th) по стволу скважины)

- ГРП гидравлический разрыв пласта
- ЗСБ Западно-Сибирский бассейн
- ЛУ лицензионный участок
- МПП -методы потенциальных полей
- НГО- нефтегазоносная область
- ОВ органическое вещество
- ИНГКС импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический
- РЭМ растровая электронная микроскопия
- РСА рентгеноструктурный анализ
- УВ углеводороды
- УВС углеводородные и гетероатомные соединения
- УЭС удельное электрическое сопротивление
- ТОС (англ. total organic carbon) концентрация органического углерода
- ЯМК ядерно-магнитный каротаж
- ЯМР ядерно-магнитная релаксометрия

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Balzar D., Audebrand N., Daymond M.R. et al. Size – strain line – broadening analysis of the ceria round – robin sample // J. Appl. Cryst, 37. 2004. – P. 911–924.

 Chekhonin E., Popov E., Popov Y., Gabova A., Romushkevich R., Spasennykh M., Zagranovskaya D. High-Resolution Evaluation of Elastic Properties and Anisotropy of Unconventional Reservoir Rocks via Thermal Core Logging // Rock Mechanics and Rock Engineering. -2018. -Vol. 51. -P.2747–2759. Web of Science, Scopus, Q1. Impact factor WoS 4.100.
 Goldsmith J.R., Graf D.L. Structure and Compositional Variations in Some Natural Dolomites // Journ. Geol., 66. 1958. P. 678–693.

4. Popov E., Popov Yu., Spasennykh M., Kozlova E., Chekhonin E., Zagranovskaya D., Belenkaya I., Alekseev A. New technique for TOC estimation based on the thermal core logging in lowpermeable formations (Bazhen formation). Thermal properties of Bazhen formation sediments from thermal core logging. Proceedings volume of EGU General Assembly, Vienna, Austria, 19-22 April, 2016.

5. Popov Yu., Golovanova I., Chekhonin E., Shakirov A., Gabova A., Savelev E. Zagranovskaya D., Zakharova O., Valiullin R., Yarullin R., Ramazanov A. Advanced Approach to Heat Flow Determination in Exploration Oil Well: Case Study. Proceedings Volume of 27th IUGG General Assembly. Montreal, Canada, July 8-18, 2019.

6. Romushkevich R., Popov E., Popov Yu., Chekhonin E., Myasnikov A., Kazak A., Belenkaya I., Zagranovskaya D. Thermal properties of West Siberian sediments in application to basin and petroleum systems modeling. Proceedings volume of EGU General Assembly, Vienna, Austria, April 19-22, 2016. The research work was done with financial support of the Russian Ministry of Education and Science (unique identification number RFMEFI58114X0008).

7. Vasconcelos Cr., McKenzie J.A. Microbial mediation of modern dolomite precipitation and diagenesis under anoxic conditions (Lagoa Vermelha, Rio de Janeiro, Brazil) // J. Sediment. Res. – 1997. – V. 67, No 3. – P. 378–390.

8. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины / Под ред. И.И. Нестерова. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1976. 85 с.

9. Атлас моллюсков и фораминифер морских отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской нефтегазоносной области. Т. 1. М.: Недра, 1990. 286 с.

10. Баженова О.К., Бурлин Ю.К. и др. Геология и геохимия нефти и газа Москва - 2000

11. Баженова О.К., Бурлин Ю.К. Роль исходного органического вещества в формировании нефтематеринского потенциала // Органическое вещество в современных и ископаемых осадках. Тез. докл. VII Всесоюз. семин. Ташкент. 1982. С. 46.

12. Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Кирюхина Т.А. и др. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти // Геология нефти и газа. 2013. №3. С. 48–61

13. Балушкина Н.С., Юрченко А.Ю., Калмыков Г.А. и др. Условия образования и нефтенасыщенность карбонатных пород баженовской и абалакской свит // Нефтяное хозяйство. 2016. №1. С. 32–35.

14. Барашков Г.К. Сравнительная биохимия водорослей. М.: Пищевая промышленность. 1972. – 335 с.

15. Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптелинин Н.Д. Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения // Нефтяное хозяйство. 1983. №10. С. 27–31.

16. Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптелинин Н.Д. Строение и нефтегазоносность баженовского резервуара // Литология и полезные ископаемые. 1985. №2. С. 108–123.

17. Белоусов С.Л., Мясникова Г.П., Вахрушева В.Н., и др. (2003) Условия формирования и особенности строения баженовского горизонта в северной части Фроловской мегавпадины // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа. Т. 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукСервис. С.217-237.

18. Бойченко Е.А., Саенко Г.Н., Удельнова Т.Н. Эволюция концентрационной функции растений в биосфере // Геохимия. 1968. №10. С. 1260–1264.

19. Борисенко С.А., Богданович Н.Н., Козлова Е.В., Спасенных М.Ю., Заграновская Д.Е. Оценка лиофильности пород баженовской свиты методами адсорбции и ядерной магнитной релаксометрии // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №3. - С.12-17. Импакт-фактор РИНЦ 0,677.

20. Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) // Труды ин-та геологии и геофизики. – Новосибирск: Наука. 1986. Вып. 649.

21. Вашкевич А.А., Стрижнев К.В., Чекмарев С.И., Заграновская Д.Е., Бочков А.С., Жуков В.В., Зуйкова Ю.Л., Скопенко Н.Ф. Опыт комплексирования методов потенциальных полей и площадных геохимических исследований с целью планирования геологоразведочных работ на слабо изученных территориях залегания баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №12. – С.32-35. Импакт-фактор РИНЦ 0,649.

22. Ведринский А.И. Основы комплексной переработки беломорских ламинарий // Водоросли Белого моря. Труды Архангельского водорослевого НИИ. 1938. Вып. 107.

23. Верзилин Н.Н. Основные принципы номенклатуры осадочных пород // Вестник Ленинград. ун-та. Сер. 7. 1988. Вып. 3 (№ 21). С. 3–12.

24. Виноградов А.П. Химический элементарный состав морских водорослей // Труды биогеохимической лаборатории АН СССР. 1935. Ч.1. Т.3. С. 87–201.

25. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в баженовской свите// Недропользование 21ВЕК № С

26. Годовиков А.А., Марков В.Г., Белицкий И.А. и др. О гипогенном тенардите // Докл. АН СССР. 1984. Т. 274. №1. С. 167–169.

27. ГОСТ Р 7.0.11-2008 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления.

28. ГОСТ Р 7.0.11-2011 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Диссертация и автореферат диссертации. Структура и правила оформления. М., Стандартинформ, 2012

29. Грабовская Ф.Р., Жуков В.В., Заграновская Д.Е. Строение и условия формирования баженовского горизонта Пальяновской площади Западной Сибири // Литология и полезные ископаемые. 2018. - №3. – С.195-206. Импакт-фактор РИНЦ 0,397.

30. Грамберг И.С., Горяинов И.Н., Смекалов А.С. и др. Опыт исследования напряженнодеформированного состояния Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Докл. РАН. 1995. Т. 345. № 2. С. 227–230.

31. Гришкевич В.Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и её использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа. Тюмень: Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2005.-116 с. и др.

32. Гурари Ф.Г., Вайц Э.Я., Меленевский В.Н. и др. Условия формирования и методика поиска нефти в аргиллитах баженовской свиты. М.: Недра. 1988.

33. Д.Е. Заграновская (ООО «Газпромнефть НТЦ» г. Санкт-Петербург), Коробов А.Д., д.г-м.н. (СГУ г. Саратов), «Определение генезиса естественных коллекторов в сланцевых толщах на примере баженовского горизонта». Доклад на совместном семинаре EAGE/SPE 2017 «Наука о сланцах, проблемы разведки и разработки», Москва 10-11 апреля 2017 г.

34. Д.Е. Заграновская* (ООО "Газпромнефть НТЦ"), «Локализация зон с подвижными УВ в отложениях баженовской свиты». Доклад на техническом семинаре с экспертами ГКЗ и рабочей группой по совершенствованию основных положений временного методического руководства по подсчету нетрадиционных запасов баженовской свиты, ГКЗ, г. Москва, 27-28 июня, 2018 г.

35. Д.Е. Заграновская* (ООО "Газпромнефть НТЦ"), «Технология прогноза залежей свободной нефти в нетрадиционных объектах». Доклад на Всероссийской ежегодной научно-практической конференции ЕСОЭН памяти Н.Н. Лисовского «Трудноизвлекаемые запасы

природных углеводородов: опыт и перспективы разработки» г. Санкт-Петербург, г. Петергоф, 5-6 сентября 2019 г.

36. Д.Е. Заграновская*, О.А. Захарова (ООО "Газпромнефть НТЦ") «Минералогическое картирование естественных коллекторов в сланцевой формации». Доклад на EAGE Санкт-Петербург, 9-12 апреля 2018 г.

37. Д.Е. Заграновская*, О.А. Захарова (ООО "Газпромнефть НТЦ"), «Особенности строения сложно построенных объектов нетрадиционного типа». Доклад на Всероссийской ежегодной научно-практической конференции ЕСОЭН памяти Н.Н. Лисовского «Трудноизвлекаемые запасы природных углеводородов: опыт и перспективы разработки»: опыт и перспективы разработки» г. Санкт-Петербург 6-8 сентября 2018 г.

38. Д.Е. Заграновская*, О.А. Захарова (ООО "Газпромнефть НТЦ"), А.Д. Коробов (СГУ) «Выделение перспективных зон с наличием свободной нефти в сланцевой формации и методы их оконтуривания». Доклад на ЕАGE г. Москва, 9-10 апреля 2019 г.

39. Д.Е. Заграновская, Захарова О.А. (ООО "Газпромнефть НТЦ") Санкт-Петербург, «Выявления перспективных площадей с наличием подвижных УВ в сланцевой формации на примере баженовской свиты». Доклад на VI Международной научно-технической конференции «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений», Санкт-Петербург 23-24.11.2017 г.

40. Дегенс Э.Т. Геохимия осадочных образований. М.: Мир. 1967. – 299 с.

41. Дубатолов В.Н., Краснов В.И., Богуш О.И. и др. Стратиграфия палеозойских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: Изд-во СНИИГГ и МС. 1990. – 180 с.

42. Дюнин В.И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. – М.: Научный мир. 2000. – 472 с.

43. Елизаров В.И., Толстиков Г.А. Гидрогеологическая характеристика разрабатываемых нефтяных месторождений Сургутского свода // Подземные воды Сибири и Дальнего Востока. – М.: Наука. 1971. С. 219–222.

44. Заграновская Д.Е., Коробов А.Д., Стрижнев К.В., Жуков В.В. Определение генезиса нетрадиционных коллекторов с целью картирования перспективных площадей свободной нефти в отложениях баженовского горизонта на примере Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Недропользование XXI век. – 2017. – №1. С.24-35.

45. ЗапСибНИИГГ Отчет «Изучение строения и прогноз нефтеносности верхнеюрских отложений (бажен, абалак) на территории Фроловской и Красноленинской НГО Широтного Приобья ХМАО»

46. Захаров В.А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биоразнообразия. М.: Товарищество научных изданий КМК, 2006. С. 552–568.

47. Захаров В.А., Богомолов Ю.И., Ильина В. И., и др. (1997) Бореальный зональный стандарт и биостратиграфия мезозоя Сибири // Геология и геофизика. Т.38. №5. С.99-128.

48. Зубков М.Ю. Коллекторы в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза // Геология нефти и газа. 2014. №5. С. 58–72.

49. Зубков М.Ю. Патент RU № 2183332, опубликован 10.06.2002.

50. Зубков М.Ю., Зубарева Н.М., Сайфуллина А.Х. Органическое вещество баженовской свиты Салымского месторождения // Геология нефти и газа. 1988. №5. С. 19–25.

51. Казаринов В.В. Вещественный состав органического вещества баженовской свиты Западной-Сибирской плиты // Органическое вещество в современных и ископаемых осадках. Тез. докл. VII Всес. семин. Ташкент. 1982. С. 227–228.

52. Калмыков Г.А. «Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности». Диссертация// г. Москва, 2016 г.

53. Киреева Т.А. Гидротермальный коллектор в глинистых породах баженовской свиты (Западная Сибирь) // Эндогенные флюиды и нефтегазоносность глубинных горизонтов осадочных бассейнов. LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH Saarbrucken. Germany. 2012. С 67–80.

54. Киреева Т.А., Казак Е.С. Кристаллизационная вода в породах баженовской свиты Западной Сибири // Фундаментальные и прикладные вопросы гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов. Матер. III Всерос. научн. конф. с междунар. участием. М.: ГЕОС. 2015. С. 62–65.

55. Клещев К.А., Шейн В.С. Нефтяные и газовые месторождения России: Справочник в двух книгах. Книга вторая — азиатская часть России. М.: ВНИГНИ. 2010. – 720 с.

56. Ковда В.А. Минеральный состав растений и почвообразования // Почвообразование. 1956. №1. С. 6–38.

57. Кольчугин А.Н., Морозов В.П., Королев Э.А. Факторы, определяющие вторичные изменения карбонатных пород (на примере залежей нефти в карбонатных отложениях юговостока республики Татарстан) // Минеральные индикаторы литогенеза. Материалы Российского совещания с международным участием. – Сыктывкар: Геопринт. 2011. С. 268–270.

58. Конторович А.Э. Генерационный потенциал волжских отложений в юго-восточных районах Западной Сибири. // Геология нефти и газа, 2001.- №1.- с.26-32.

59. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности, М.: Недра, 1976.- С. 250

60. Конторович А.Э. Геохимия верхнеюрских отложений Западно-Сибирской плиты. // Литология и полезные ископаемые, 1967 - №3 - с. 90-101.

61. Конторович А.Э., Богородская Л.И., Мельникова В.М. Анаэробные превращения органического вещества в древних, морских осадках. Изв. АН СССР. Сер. геол.. 1974 - № 9 - с. 112—122.

62. Конторович А.Э., Костырева Е.А., Меленевский В.Н. и др. Геохимические критерии нефтегазоносности мезозойских отложений юго-востока Западной Сибири (по результатам бурения скважин Восток-1, 3, 4). // Геология нефти и газа, 2009 - №1 - с. 4-12.

63. Конторович А.Э., Меленевский Ю.Н., Занин А.Г. и др. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 1998 - № 11 - С 1477-1491

64. Конторович А.Э., Нестеров И.И. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. Москва: Недра, 1975 – С. 679

65. Конторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф. и др. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. – М.: Недра, 1974 –С. 192

66. Конторович А.Э., Стасова О.Ф. Типизация нефтей в осадочной оболочке Земли. // Геология и геофизика, 1978.- №8.- с. 3-13.

67. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна. // Геология и геофизика, т.50, 2009 - №11 - с. 1191-1200.

68. Конторович В.А. Генерационный потенциал волжских отложений в юго-восточных районах Западной Сибири. //Геология нефти и газа,2001- №1 Коржинский Д.С. Очерк метасоматических процессов // Основные проблемы в учении о магматогенных рудных месторождениях. М.: Изд-во АН СССР. 1953. С. 332–452.

69. Коробов А.Д., Ахлестина А.Ф., Гордина Р.И., Заграновская Д.Е., Коробова Л.А., Колотухин А.Т., Мухин В.М. Развитие вторичного доломита, сопутствующих минералов и продуктивности залежей в битуминозных породах баженовской свиты (Западная Сибирь) // Недра Поволжья и Прикаспия. 2017. - №91. – С.3-29.

70. Коробов А.Д., Ахлестина Е.Ф., Коробова Л.А. и др. Вторичное минералообразование и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов как отражение разноинтенсивных тангенциальных напряжений седиментационного бассейна с погребенным континентальным рифтом // Недра Поволжья и Прикаспия. 2016. Вып. 86. С. 3–17.

71. Коробов А.Д., Ахлестина, А.Ф. Заграновская Д.Е., Коробова Л.А., Логинова М.П., Колотухин А.Т., Мухин В.М. Тектоно-гидротермальные процессы в породах баженовско-

абалакского комплекса Красноленинского месторождения (Западная Сибирь) в связи с перспективами добычи нефти // Недра Поволжья и Прикаспия. 2018. - №93. – С.3-26

72. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Вторичные альбиты в терригенных коллекторах Западной Сибири – индикаторы нефтегазоперспективных участков // Разведка и охрана недр. 2014. №1. С. 27–32.

73. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Нефтегазоперспективный рифтогенно-осадочный формационный комплекс как отражение гидротермальных процессов в породах фундамента и чехла // Геология нефти и газа. 2011. №3. С. 14–23.

74. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Пульсирующий стресс как отражение тектоногидротермальной активизации и его роль в формировании продуктивных коллекторов чехла (на примере Западной Сибири) // Геология, геофизика, разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. №6. С. 4–12.

75. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Заграновская Д.Е. К проблеме выделения контура продуктивности баженовской свиты на основе эпигенетического минерагенеза // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. - №8 С.21-29. Импакт-фактор РИНЦ 0,554.

76. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Морозов В.П. Линейные зоны вторичной доломитизации пород-коллекторов Тевлинско-Русскинского месторождения – индикаторы путей миграции нефтеносного флюида // Нефтяное хозяйство. 2015. №9. С. 52–56.

77. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Морозов В.П., Заграновская Д.Е., Захарова О.А. Аутигенный доломит высокобитуминозных баженовских отложений – показатель завершающей стадии генерации углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №4. – С.41-43. Импакт-фактор РИНЦ 0,677.

78. Коробов А.Д., Коробова Л.М. Патент RU № 2428723, опубликован 10.09.2011

79. Короновский Н.В., М.Г. Ломизе. Концепция глубинных разломов и тектоника плит // стр. 355Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. и др. Палеозой и триас Западной Сибири. // Геология и геофизика, т.44, №1-2, 2003.

80. Краснов С.Г., Дорофеева Т.В., Лебедев Б.А. Геологические условия нефтеносности и природа емкости коллекторов баженовской свиты Западной Сибири // Условия нефтегазоносности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите. - Л.: ВНИГРИ. 1980. С. 115–127.

81. Краснов С.Г., Хуторской М.Д., «О влиянии интрузий в фундаменте Западно-Сибирской плиты на нефтеносность баженовской свиты». Докл. АН СССР, 1978, т.243, №4.

82. Криночкин В.Г., Балдина Н.А., Федоров Ю.Н. особенности проявления тектонических нарушений в литологическом разрезе чехла Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Актуальные вопросы литологии. Материалы 8-го Уральского литол. совещ. Екатеринбург: ИГГ УрО РАН. 2010. С. 168–169.

83. Кузнецов В.Г. Эволюция карбонатонакопления в истории Земли. – М.: ГЕОС. 2003. – 262 с.

84. Лебедев Б.А., Аристова Г.Б., Бро Е.Г. и др. Влияние эпигенетических процессов на параметры коллекторов и покрышек в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Труды ВНИГРИ. 1976. Вып. 361. – 107 с.

85. Маркевич В.П., Гурари Ф.Г. К стратиграфии мезозойских и третичных отложений Западно-Сибирской низменности. – Тр. Ин-та нефти АН СССР, 1958, вып.9/

86. Маслов В.П. Водоросли и карбонатоосаждение // Извест. АН СССР. Сер. геол. 1961. №12.
С. 81–86.

87. Матусевич В.М., Рыльков А.В., Ушатинский И.Н. Геофлюидные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. Тюмень: ТюмГНГУ. 2005. – 225 с.

88. Медведев А.Я., Альмухамедов А.И., Кирда Н.П. Андезиты доюрского основания Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. 2006. Т. 47. №9. С. 989–995. 89. Медведев А.Я., Альмухамедов А.И., Кирда Н.П. Первая находка высококалиевых базальтоидов в вулканогенно-осадочной толще доюрских комлпексов Западной Сибири // Геохимия. 2002. №1. С. 100–104.

90. Мухер А.Г., Заграновская Д.Е., Тугорева А.В., Трущенков Н.С., Савенко В.А. Особенности строения, корреляции и распространения верхнеюрско-нижнемеловых отложений в пределах юго-западной территории ХМАО". Сборник // Материалы Второго всероссийского совещания «Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии». Ярославль. – 2007. - С.164-169.

91. Мухер А.Г., Кулагина С.Ф, Пахомова Е.А. Районирование баженовского горизонта по типам разреза (Западная Сибирь, центральные районы)

92. Наковник Н.И. Вторичные кварциты СССР и связанные с ними месторождения полезных ископаемых. – М.: Недра. 1968. – 335 с.

93. НАЦ РН им. В.И. Шпильмана «Уточнение геологического строения и нефтегазоносности юрских объектов на территории Фроловской и Красноленинской НГО»

94. Нестеров И.И. Нефтегазоносность глинистых битуминозных пород. Строение и нефтегазоносность баженитов Западной Сибири. Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1985 - с. 3—19.

95. Нелюбин В.В., Обидин Н.И., Розин А.А., Ставицкий Б.П. Гидрогеология СССР. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). – М.: Недра. 1970. Т. 26. С. 130–182.

96. Нестеров И.И. Нефтеносность битуминозных глин баженовской свиты Западной Сибири. // Советская геология. 1980. - №11.

97. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа. // Геология нефти и газа, 1979 - № 10 - с. 26 – 29.

98. Нуднер В.А. Резник А.Д. Минеральные подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна // Подземные воды Сибири и Дальнего Востока. – М.: Наука. 1971. С. 118–124.

99. Осипова А.И. Условия образования доломитов в Ферганском заливе палеогенового моря // Труды ГИН АН СССР. 1956. Вып. 4. С. 344–373.

100.Отчет о научно-исследовательской работе «Обоснование генезиса коллекторов и прогноз ФЕС по площади отложений баженовской и абалакской свит в пределах Пальяновского ЛУ Красноленинского месторождения на основании лабораторных исследований керна

101.Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. Москва, Наука, 1984.

102.ПАТЕНТ на изобретение № 2596181, рег. номер заявки от 25.05.2015 г. № 2015119737. А.А. Вашкевич (ОАО «Газпром нефть» г. Санкт-Петербург), К.В. Стрижнев., д.т.н. (ЗАО «ХМНС» г. Санкт-Петербург), Д.Е. Заграновская, В.В. Жуков (ООО «Газпромнефть НТЦ» г. Санкт-Петербург) «Способ поиска залежей углеводородов в нетрадиционных коллекторах баженовской свиты».

103.ПАТЕНТ на изобретение № 2650852, рег. номер заявки от 20.06.2017 г. № 2017121546. Коробов А.Д., ООО д.г-м.н. (СГУ г. Саратов), Д.Е. Заграновская*, Л.А. Коробова к.г.-м.н. (СГУ г. Саратов), О.А. Захарова*, В.В. Жуков* (* - ООО «Газпромнефть НТЦ» г. Санкт-Петербург), А.А. Вашкевич (ОАО «Газпром нефть» г. Санкт-Петербург), К.В. Стрижнев., д.т.н. (ЗАО «ХМНС» г, Санкт-Петербург) «Способ поиска локальных залежей углеводородов в высокоуглеродистых отложениях баженовской свиты».

104.Перозио Г.Н., Мандрикова Н.Т. Протодоломиты Сибири и их генезис // Докл. АН СССР. 1971. Т. 199. №4. С. 913–914.

105. Плавник А.Г., Курчиков А.Р. Типизация и районирование подземных вод по составу водорастворенного комплекса применительно к задачам оценки прогнозных ресурсов углеводородов // Подземные воды Востока России: Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России с международным участием (19 Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока), Тюмень, 22-25 июня, 2009. – 2009. – С. 87-90

106.Попов Е.Ю., Габова А.В., Карпов И.А., Заграновская Д.Е., Ромушкевич Р.А., Спасенных М.Ю., Чехонин Е.М., Попов Ю.А. Связь теплопроводности и естественной радиоактивности пород баженовской свиты по данным гамма-каротажа, гамма-спектрометрии и теплофизического каротажа на керне EAGE «Геомодель-2016», Геленджик, РФ, 12-16 сентября, 2016. Scopus

107.Попов Е.Ю., Ромушкевич Р.А., Габова А.В., Чехонин Е.М., Попов Ю.А., Спасенных М.Ю., Заграновская Д.Е., Беленькая И.Ю., Карпов И.А., Калмыков Г.А. Формирование базы исходных данных о тепловых свойствах пород баженовской свиты для бассейнового и гидродинамического моделирования. ЕАGE «Геомодель-2016». Геленджик, РФ, 12-15 сентября, 2016. Scopus

108.Попов Е.Ю., Чехонин Е.М., Попов Ю.А., Ромушкевич Р.А., Габова А.В., Жуков В.В., Спасенных М.Ю., Заграновская Д.Е. Новый подход к изучению баженовской свиты на основе теплофизического профилирования керна // Недропользование XXI век. — 2016. – №6, С.52-61.

109.Попов Ю.А., Попов Е.Ю., Ромушкевич Р.А., Чехонин Е.М., Габова А.В., Спасенных М.Ю., Заграновская Д.Е., Карпов И.А., Овчаренко Ю.В. Взаимосвязи свойств пород баженовской свиты и их роль при поисках, разведке и разработке месторождений. EAGE/SPE Joint Workshop-2017. Shale Science: Prospecting&Development, Москва, Россия, 10-11 апреля, 2017. Scopus.

110.Попов Ю.А., Попов Е.Ю., Чехонин Е.М., Габова А.В., Ромушкевич Р.А., Спасенных М.Ю., Заграновская Д.Е. Исследования баженовской свиты с применением непрерывного профилирования тепловых характеристик на керне // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №3. - С.22-27. Импакт-фактор РИНЦ 0,677.

111.Попов Ю.А., Попов Е.Ю., Чехонин Е.М., Ромушкевич Р.А., Спасенных М.Ю., Богданович Н.Н., Козлова Е.В., Габова А.В., Жуков В.В., Заграновская Д.Е., Карпов И.А., Беленькая И. Ю., Овчаренко Ю.В., Алексеев А.Д., Калмыков Г.А., Гутман И.С., Волков В.А., Оксенойд Е. Е. Теплофизический каротаж на керне как новый метод исследований баженовской свиты при решении задач поиска, разведки и добычи углеводородов. ЕАGE «Геомодель-2016», Геленджик, РФ, 12-15 сентября, 2016. Scopus

112.Предтеченская Е.А. Минералогические аномалии как индикаторы процессов флюидомиграции в юрских нефтегазоносных отложениях Западно-Сибирской плиты // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. Материалы VII Всероссийского литологического совещания. Новосибирск: ИНГГ СО РАН. 2013. Т. 2. С. 400–405.

113. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России /; под ред. О.М.Прищепы. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 323 с.:ил. (Труды ВНИГРИ).

114.Радченко А.В., Мартынов О.С., Матусевич В.М. Динамически напряженные зоны литосферы — активные каналы энерго-массопереноса. Тюмень: Тюменский дом печати. 2009. – 240 с.

115.Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск 2003 г,

116.Решения V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины (Тюмень, 1990). Тюмень, 1991. 54 с.

117.Розин А.А. Роль вертикальной миграции глубинных флюидов в формировании солевого состава подземных вод Западно-Сибирского бассейна // Советская геология. 1974. №2. С. 96–104.

118.Свяжин Н.В. Два цеолита из Мочалина Лога (в южной оконечности Вишневогорского щелочного массива) // Труды Свердл. горного ин-та. 1960. Вып. 37. С. 197–199.

119.Седаева К.М., Антошкина А.И. Прокариоты и их роль в осадочном процессе // Материалы І Всероссийского литологического совещания. – М.: Изд-во ГИН РАН. 2000. С. 212–217. 120. Старостин В.И., Игнатов П.А. Геология полезных ископаемых. М.: Изд-во Моск. ун-та. 1997. – 300 с.

121.Стрижнев К.В., Заграновская Д.Е., Жуков В.В. Выделение перспективных нефтегазоносных площадей для нетрадиционных коллекторов баженовской свиты //Недропользование XXI век– 2015г– №1. С.120-129. Импакт-фактор РИНЦ 0,230.

122.Стрижнев К.В., Черевко М.А., Ситников А.Н. и др. Особенности геологического строения баженовско-абалакского комплекса на примере Пальяновской площади Красноленинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2013. №12. С. 24–27.

123.Стрижнев К.В., Черевко М.А., Ситников А.Н., Заграновская Д.Е., Жуков В.В. Особенности геологического строения бажен-абалакского комплекса на примере Пальяновской площади Красноленинского месторождения //Нефтяное хозяйство– 2013.– №12. С. 24–27. Импакт-фактор РИНЦ 0,482.

124. Татарский В.Б. Литология нефтеносных карбонатных пород Средней Азии и происхождение нефтеносных доломитов // Труды Нефтяного геол-развед. ин-та. Сер. А. 1939. Вып. 112. – 98 с.

125.Ушатинский И.Н., Зарипов О.Г. Минералогические и геохимические показатели нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты // Труды ЗапСиб НИГНИ. 1978. Вып. 96. –209 с.

126.Федорова Т.А., Бочко Р.А. Водно-растворимые соли баженовской свиты как критерии выделения зон коллекторов // Геология нефти и газа. 1991. №2. С. 23–16.

127. Федорова Т.А., Дзюбенко Е.М. О природе аномалий собственной поляризации в баженовской свите // Геология нефти и газа. 1991. №6. С. 22–25.

128. Филина С.И., Корж М.В., Зонн М.С. Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. Москва, Наука, 1984.

129. Франк-Каменецкий В.А., Котов Н.В., Гойло Э.А. Трансформационные преобразования слоистых силикатов при повышенных Р-Т параметрах. – Л.: Недра. 1983. –151 с.

130.Хабаров В.В., Барташевич О.В., Нелепченко О.М. Геолого-геофизическая характеристика и нефтеносность битуминозных пород баженовской свиты Западной Сибири // Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: (Обзор ВИЭМС). М., 1981.

131.Хаин В.Е. Горная экспедиция// Том 1 «Альпийская складчатость»; Том 3 «Мезозойские эпохи складчатости» - Москва: Советская экспедиция, 1987 г., с.106-107; 285-286.

132.Халимов Э.М., Колесникова Н.В., Морозова М.Н. Оценка экономической эффективности освоения запасов нефти в баженовской свите // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. №4. С. 71–79.

133.Чехонин Е.М., Попов Е.Ю., Попов Ю.А., Спасенных М.Ю., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В., Карпов И.А., Заграновская Д.Е. Повышение качества данных о геомеханических параметрах пород баженовской свиты по результатам теплофизического каротажа на керне. Международная научно-практическая конференция EAGE «Геомодель-2016», Геленджик, Россия, 12-15 сентября, 2016. Scopus

134.Чувашов Б.И. Состояние изученности и перспективы исследования известковых водорослей // Актуальные вопросы современной палеоальгологии. Киев: Наукова думка. 1986. С. 97–102.

135. Шванов В.Н., Мизенс Г.А., Трифонов Б.А. и др. Систематика и классификации осадочных пород и их аналогов 1998. 352 с.

136.Штанько В.П., Макухо Д.М., Жуков В.В., Заграновская Д.Е. О реализации проекта освоения бажено-абалакского комплекса северо-восточной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения» // Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных и газовых месторождения. Сборник ЦКР 2014 г. - С.120-129.

137.Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П.и др. (2000) Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео». 476 с.

138. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Геохимия черных сланцев. Л.: Наука, 1988. 272 с.

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1 - Схема изученности участка работ гравиразведкой, М 1:200000
Рисунок 2 - Схема изученности работ региональной сейсморазведкой и бурением
Рисунок 3 -Основные нефтегазоносные сланцевые формации в США
Рисунок 4 -Основные сланцевые формации США
Рисунок 5 – Сланцевая формация Монтерей Калифорния
https://www.vestifinance.ru/articles/53003
Рисунок 6 - Строение формации Баккен
Рисунок 7 - Графики основных геолого-физических и геохимических характеристик
нефтегазоматеринских формаций
Рисунок 8 - Доломит-хлоритовый сланец палеозойского фундамента. Пальяновский
лицензионный участок. Образец 130-15, скважина 130, глубина 2521,9 м
Рисунок 9 - Геолого-геофизический разрез юрской части Салымского НГР Фроловской НГО
[93]
Рисунок 10 - Карта тектонического строения нижнеплитного комплекса Западно-Сибирской
плиты. (Составители: Л.В. Смирнов, В.С. Сурков, В.Н.Крамник)
Рисунок 11 - Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты
(под редакцией В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, 1998 г.)
Рисунок 12 - Фрагмент схемы нефтегеологического районирования Западно-Сибирской
нефтегазоносной провинции
Рисунок 13 - Стратиграфическая схема баженовского горизонта [20]
Рисунок 14 - Геофизическая характеристика Красноленинского и Фроловского типов разреза
по данным исследований [91]
Рисунок 15 - Зона перехода от даниловского типа к фроловскому. Фрагмент временного
сейсмического разреза по региональному профилю R 10/04-05 по данным исследований
Мухер А.Г. и др.[91, 90]
Рисунок 16 - Карта районирования баженовского горизонта (западные районы) по данным
исследований Мухер А.Г. и др.[90, 91]56
Рисунок 17 - Типизация разрезов верхнеюрских отложений Западных районов ХМАО-Югры
по данным Мухер А.Г. и др.[91]
Рисунок 18 - Принципиальная схема строения глинисто-битуминозной формации в Среднем
Приобье (А) и в Шаимском районе (В) [82]58
Рисунок 19 - Схема сопоставления разрезов верхов абалакской и тутлеймской свит
Пальяновской площади по данным Грабовской Ф.Р. и др. [29]62
Рисунок 20 - Схематические палеогеографические карты [8] и модельные профили дна вдоль
широтного Приобья [46] Западно-Сибирского бассейн63
Рисунок 21 График Ван-Кревилена для баженовского горизонта на территории исследований
Рисунок 22 - Распределение общего содержания органического вещества Сорг в пределах
баженовской свиты для скважины № ПЗ Приобского поднятия. Точки на рисунке
соответствуют средним значениям Сорг для каждого образца керна, определенным по
результатам профилирования теплопроводности по образцу [110]
Рисунок 23 - Особенности строения и процессов вторичного преобразования кремнисто-
карбонатной породы данные [52]72
Рисунок 24 -Зависимость коэффициента динамической пористости от коэффициента общей
пористости [52]73
Рисунок 25 - Пальяновская площадь. Аргиллит с конкрециями, пиритизированные
аргиллиты и кремнистые прослои с проявлением трешиноватости [123]
······································
Рисунок 26 - Зерна кальцита (белый крап) в известковой битуминозной породе. Баженовская свита. 1 – кварц-халцедон. Пальяновский лицензионный участок. Образец 601Р-4, скважина Рисунок 27 - Вторичный кальцит (1) по округлым реликтам радиолярий в известковой битуминозной породе баженовской свиты. Пальяновский лицензионный участок. Образец 601Р-4, скважина 601Р, глубина 2379,6 м......81 Рисунок 28 - Известняк КС абалакской свиты с трещиной, залеченной кальцитом. Пальяновский лицензионный участок. Образец 601Р-14, скважина 601Р, глубина 2410.4 м. 82 Рисунок 29 - Валовый минеральный состав известняка КС. Рентгенофазовый полуколичественный анализ. Скв. 601Р, глуб. 2410,4 м; обр. 601Р-14. Абалакская свита. Рисунок 30 - Мельчайшие кристаллики ангидрита, доломита и кварца в битуминозной породе. Баженовская свита. 1 – каолинит. Пальяновский лицензионный участок. Образец Рисунок 31 - Известняк КС абалакской свиты с трещиной, залеченной кальцитом (1), ангидритом (2) и кварцем (3). Пальяновский лицензионный участок. Образец 158-6, Рисунок 32 - Единичные кристаллы доломита наряду с доминирующими выделениями кварц-халцедона, а также пирит и ангидрит в глинисто-кремнистой битуминозной породе баженовской свиты. Пальяновский лицензионный участок. Образец 611-7, скважина 611, Рисунок 33 - Тонкокристаллический доломит в матриксе известкового доломита. Абалакская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 611-11, скважина 611, глубина 2355,1 Рисунок 34 - Пятнистое выделение кальцита и доломита (доминирует) в пелитоморфной массе известкового доломита. Абалакская свита. Пальяновский лицензионный участок. Рисунок 35 -Пустотное пространство, выполненное доломитом (центр), который находится в обрамлении гидрослюды глауконитового типа; на периферии – кальцит (доломит-кальцит). Известковый доломит. Абалакская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец Рисунок 36 - Трещина, залеченная кальцитом и доломитом в пелитоморфном известняке. Абалакская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 611-16, скважина 611, Рисунок 37 - Релкие ромбовилные кристаллы доломита в битуминозной породе баженовской свиты. Пальяновский лицензионный участок. Образец 603Р-3, скважина 603Р, глубина Рисунок 38 - Основная масса (матрикс) известняка КС, выполненная доломитом (35-40%) и кальцитом (15-20%). Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец Рисунок 40 - Микроводорослевая битуминозная порода баженовской свиты с ромбовидными кристаллами вторичного доломита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 600Р-7, Рисунок 41 - Микроводорослевая битуминозная порода баженовской свиты с прожилком и линзой новообразованного кальцита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 600Р-7, Рисунок 42 - Валовый минеральный состав глины битуминозной (без содержания рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый полуколичественный анализ. 102 Рисунок 43 - Валовый минеральный состав гидротермально измененного фосфорита (без содержания рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый

полуколичественный анализ. Скв. 138, глуб. 2785.9 м; обр. 138-5. Баженовская свита.
Пальяновский лицензионный участок.
Рисунок 44 - Валовый минеральный состав битуминозного известняка (без солержания
тисунок чч - Баловый минеральный состав онтуминозного известняка (осз содержания
рентгеноаморфного битумного вещества). Гентгенофазовый полуколичественный анализ.
Скв. 138, глуо. 2789,9 м; оор. 138-8. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный
участок
Рисунок 45 - Валовый минеральный состав битуминозной глинисто-альгинитовой породы
(без содержания рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый
полуколичественный анализ. Скв. 138, глуб. 2794,3 м; обр. 138-9. Баженовская свита.
Пальяновский лицензионный участок104
Рисунок 46 - Валовый минеральный состав битуминозной микроводорослевой альгинитовой
породы (без содержания рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый
полуколичественный анализ. Скв. 138. глуб. 2800.5 м: обр. 138-10. Баженовская свита.
Пальяновский лицензионный участок 105
Рисунок 47 - Валовый минеральный состав ооидной глины (без солержания
пентенозморфиого битумиого решества). Рентенофазовий полуколицествении и знализ
Сир. 129. разб. 2004.9 м. обр. 129.11. Боженовское орите. Поли сиорокий лиценовский инистрании и
Скв. 156, 1луо. 2604,6 м, обр. 156-11. Важеновская свита. Пальяновский лицензионный
участок
Рисунок 48 - Валовыи минеральный состав сапропелевой битуминозной глины (без
содержания рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый
полуколичественный анализ
Рисунок 49 - Валовый минеральный состав известково-фосфатной породы (без содержания
рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый полуколичественный анализ.
Скв. 138, глуб. 2819,7 м; обр. 138-15. Абалакская свита. Пальяновский лицензионный
участок
Рисунок 50 - Фосфорит (ооилы) с доломитом (1) и ангидритом (2) в баженовской свите.
Пальяновский лицензионный участок. Образец 138-5. скважина 138. глубина 2785.9 м 108
Рисунок 51 - Фосфорит (оонды) с ангидритом (1) и идиоморфными кристаллами кварца (2) в
Баженовской свите Пальяновский лицензионный участок. Образен 138-5 скражина 138
рахеновской свите. Пальяновский лицензионный участок. Соразец 156-5, скважина 156,
Пубина 2705, \mathcal{M}
исунок 52 - Контакт трещин, залеченных каолинитом (т) и кальцитом (2) в фосфатно-
известковой породе абалакской свиты. Пальяновский лицензионный участок. Образец 158-5,
скважина 138, глуоина 2819, / м
Рисунок 53 - Трещина, залеченная каолинитом (1), пришедшим на смену кальциту (2) в
фосфатно-известковой породе абалакской свиты. Пальяновский лицензионный участок.
Образец 138-5, скважина 138, глубина 2819,7 м111
Рисунок 54 - Валовый минеральный состав битуминозной породы, (без содержания
рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый полуколичественный анализ.
Скв. 153, глуб. 2656,1 м; обр. 153-3. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный
участок
Рисунок 55 - Фрагмент гидротермального доломит-гипсового гнезда в битуминозной породе
баженовской свиты. 1 – лоломит. 2 – гипс. Пальяновский лицензионный участок. Образец
153-3. скважина 153. глубина 2656.1 м. 114
Рисунок 56 - Фрагмент гидротермального гипсо-доломитового гнезда в битуминозной
породе баженовской свити 1 допомит 2 гипс Пан пновский пиненанонии и унасток
Породе баженовской свиты. $1 - доломит, 2 - типс. Пальяновский лицензионный участок. Образов 152.2. акражные 152. разбына 2656.1 м. 115.$
Ооразец 155-5, скважина 155, глубина 2050,1 м
гисунок 57 - Кристаллические кальцит и доломит с примесью глинистого материала
кароонатнои породы оаженовскои свиты. Пальяновскии лицензионный участок. Образец
153-11, скважина 153, глуоина 2683,2 м
Рисунок 58 - Поперечное сечение каолинитового(?) прожилка (1) в доломит-кальцитовой
(кальцит-доломитовой) породе. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок.
Образец 153-11, скважина 153, глубина 2683,2 м

Рисунок 59 - Минеральный состав тонкой фракции (менее 0,001 мм), выделенной из битуминозной глинисто-карбонатной породы (без содержания рентгеноаморфного Рисунок 60 - Валовый минеральный состав битуминозной породы, (без содержания рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый полуколичественный анализ. 119 Рисунок 61 - Валовый минеральный состав битуминозной глинисто-карбонатной породы (без содержания рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый полуколичественный анализ. Скв. 153, глуб. 2666,6 м; обр. 153-8. Баженовская свита. Рисунок 62 - Ангидрит в известняке КС. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 130-4, скважина 130, глубина 2465,0 м......122 Рисунок 64 - Идиоморфный кварц (1) и ангидрит (2) в трещине известняка КС. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный участок. Образец 130-4, скважина 130. Глубина 2465.0 Рисунок 65 - Валовый минеральный состав глины битуминозной (без содержания рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый полуколичественный анализ. Скв. 130, глуб. 2480,5 м; обр. 130-7. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный Рисунок 66 - Валовый минеральный состав битуминозной глины (без содержания рентгеноаморфного битумного вещества). Рентгенофазовый полуколичественный анализ. Скв. 130, глуб. 2483,9 м; обр. 130-8. Баженовская свита. Пальяновский лицензионный Рисунок 68 - Зоны, удаленные от тектонического нарушения (закрытая система) [103]......128 Рисунок 69 - - Распределение вторичного доломита в основной битуминозной массе («картина звездного неба») Пальяновский ЛУ [33]......130 Рисунок 70 - Схожесть морфологических форм доломита в баженовском горизонте и Рисунок 74 - График зрелости Сорг и абсолютных отметок кровли пласта баженовского Рисунок 76 – Схема корреляции юрских отложений по скважинам Пальяновского ЛУ Красноленинского месторождения [136]......151 Рисунок 77 – Карта выклинивания радомской пачки и современных температурных аномалий и геологический профиль, проведенный через участки с выклиниванием радомской пачки [136]......152 Рисунок 78. Карта общих толщин НМП баженовской свиты154 Рисунок 81 -- Основные региональные критерии перспективности баженовского горизонта Рисунок 83 - Строение нетрадиционного объекта в зоне эпигенетических изменений [34]..159 Рисунок 84 - Региональный концепт распространения залежей нетрадиционных коллекторов по площади, интегральный контур развития естественного коллектора (Дл) и зоны наиболее преобразованных пород, которые подтверждаются высокими значениями зрелости (Ro) [102]

Рисунок 86 - Интерпретации ГИС -керн по скважине 1 Салымская [37]162	2
Рисунок 87 - Схема минералогического картирования площади продуктивных отложений	
баженовского горизонта [103]163	3
Рисунок 88 – Модель интерпретации комбинации геологических тел по данным методов	
потенциальных полей [35]165	5
Рисунок 89 - Типы выявленных залежей нетрадиционных коллекторов в баженовском	
горизонте [102, 33]	5
Рисунок 90 - Фрагменты карты перспективных площадей во Фроловской и Красноленинской НГО [38]	7

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1 - Гипотезы формирования коллекторов в баженовском горизонте с кратким	
описанием	.17
Таблица 2 - Геолого-геофизические и геохимические данные по сланцевым формациям в	
мире.	.32
Таблица 3 - Взаимосвязь с параметрами зрелости (шкала катагенеза по Вассоевичу Н.Б.)	.66
Таблица 4 - Сведения об отборе и освещённости керном пласта ЮК0-ЮК0/1 северо-	
восточного участка Пальяновской площади	.74
Таблица 5 - Минеральный состав пород (без учета количества битумного вещества) по	
результатам валового рентгенофазового анализа	.77
Таблица 6 - Данные рентгенофазового анализа фракций менее 0,001 мм, выделенных из	
пород баженовской свиты	.78
Таблица 7 - Зольный химический состав водорослей	140