

*На правах рукописи*



**ТРУШКОВ Павел Валерьевич**

**ГЕОХИМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ФОРМИРОВАНИЯ  
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЛОВОГО И  
ЮРСКОГО КОМПЛЕКСОВ НА ЮГЕ  
ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ**

1.6.11 Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и  
газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Новосибирск – 2024

Работа выполнена в лаборатории геохимии и пластовых нефтей Акционерного общества «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» (АО «ТомскНИПИнефть»).

**Научный руководитель:**

**Гончаров Иван Васильевич**

доктор геолого-минералогических наук, начальник управления лабораторных исследований пластовых флюидов, технологических жидкостей и реагентов АО «ТомскНИПИнефть»

**Официальные оппоненты:**

**Бушнев Дмитрий Алексеевич**

доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией органической геохимии, ФГБУН Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар

**Фурсенко Елена Анатольевна**

кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

**Ведущая организация:**

ФГБУ Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ)

Защита состоится « 23 » октября 2024 г. в 15:00 на заседании диссертационного совета 24.1.087.03 на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), в конференц-зале.

Отзыв в одном экземпляре, оформленный в соответствии с требованиями Минобрнауки России (см. вклейку), просим направлять по адресу: 630090, г. Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3  
факс (8-383) 330-28-07,  
e-mail: KostyrevaEA@ipgg.sbras.ru

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на официальном сайте ИНГГ СО РАН  
<http://www.ipgg.sbras.ru/dissertations/trushkov2024/Диссертация.pdf>

Автореферат разослан « 15 » августа 2024 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
к.г.-м.н.  
8(383)3309517



Е.А. Костырева

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы работы и степень ее разработанности.** Изучение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции имеет уже более чем полувековую историю. В начальный период освоения основное внимание было сосредоточено на ее центральных районах (район Широкого Приобья), где были открыты крупнейшие и уникальные промышленные месторождения. В то же время периферийные районы, к числу которых относится Уватский нефтегазоносный район (НГР), изначально были отнесены к малоперспективным и потому оказались слабо охарактеризованы поисковым бурением, что предопределило их слабую изученность. Однако открытие здесь в короткий срок целого ряда месторождений (Кальчинское, Усть-Тегусское, Урненское, Пихтовое, Северо-Демьянское и др.) и достижение впечатляющего уровня добычи стало свидетельством успешного развития нового нефтегазового района Западной Сибири. В то же время этот успех актуализировал вопросы планирования геологоразведочных работ направленных на поиск новых месторождений нефти в Уватском районе.

Открытие перспективных для промышленной разработки месторождений нефти в Уватском районе предопределило необходимость усиления исследований в области региональной геологии. Один из ключевых вопросов, требовавших решения при оценке перспектив нефтегазоносности юга Тюменской области, был связан с установлением источника углеводородов (УВ), местоположения основных очагов генерации и наиболее вероятных механизмов формирования залежей. Для территорий центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (Широкое Приобье) в ранних работах было показано, что нефти продуктивных горизонтов меловых и юрских отложений подавляющего большинства месторождений генетически связаны с высокобитуминозными породами баженовской свиты [Конторович и др., 1974, 1975, 1978, 1991, 1994, 2009, 2019; Конторович, 1976; Гончаров, 1987, Гончаров и др., 2016]. Для южных же частей Тюменской области подобные работы регионального характера практически отсутствуют в широком доступе и вопрос образования и распространения нефтей остаётся открытым. Отсутствие информации об оценке углеводородного потенциала вероятных материнских пород, типа их органического вещества и его уровня термической зрелости, а также о генетическом типе и зрелости нефтей до последнего времени не позволяли дать адекватный ответ на вопрос о механизмах формирования нефтегазоносности Уватского региона. Одним из наиболее вероятных источников углеводородов в пределах рассматриваемой территории, по аналогии с центральными районами Западной Сибири, могли являться породы

баженовской свиты, залегающие в непосредственной близости от открытых месторождений. Однако исследования, направленные на оценку теплового потока [Курчиков, 1992] и катагенеза мезозойских отложений [Фомин, 2011] указывают на низкий уровень термической зрелости пород в разрезе юрских отложений рассматриваемой территории. Вместе с тем, наличие на сопредельной территории Томской, Омской и Новосибирской областей месторождений нефти, генетически связанных с нефтематеринскими породами палеозоя и ниже-среднеюрскими отложениями давало основание предполагать их участие и в формировании залежей на юге Тюменской области.

**Объект исследования:** образцы нижнемеловых и юрских отложений, а также пробы нефтей и экстракты из нефтенасыщенных пород-коллекторов месторождений южной части Тюменской области

**Цель исследования:** выявление наиболее вероятного источника формирования нефтегазоносности основных (мелового, верхне- и среднеюрского) продуктивных горизонтов южной части Тюменской области.

**Научная задача:** выполнить комплекс геохимических исследований проб нефтей и на основе полученных данных охарактеризовать особенности фациально-генетического облика генерировавшего их органического вещества, оценить уровень его термической зрелости; определить содержание органического вещества в вероятных нефтегазоматеринских породах района исследований, оценить его современный и остаточный генерационный потенциал. На основе сравнительного анализа полученных данных комплекса геохимических исследований нефтей и органического вещества вероятных нефтегазоматеринских пород установить механизм формирования залежей на территории.

**Этапы исследований:**

- выявление вероятных нефтегазоматеринских пород, характеристика фациально-генетического облика их органического вещества, оценка их нефтегазогенерационных свойств, катагенеза и степени реализации их начального углеводородного потенциала;
- характеристика особенностей молекулярного и изотопного состава нефтей различных стратиграфических уровней, построение корреляций «нефть-нефть»;
- построение корреляций «нефть-нефтематеринские породы» и оценка вклада каждой из вероятных нефтегазоматеринских пород в суммарную нефтегазоносность рассматриваемой территории;
- выявление основных очагов генерации углеводородов и

установление закономерностей формирования и распространения залежей нефти в пределах южной части Тюменской области;

### **Научная новизна.**

Впервые выполнена генетическая типизация нефтей меловых, верхне- и среднеюрских залежей месторождений Уватского района. На основании результатов комплекса детальных геохимических исследований методами молекулярной и изотопной масс-спектрометрии дана фациально-генетическая характеристика органического вещества основных или вероятных нефтегазоматеринских пород;

Установлен диапазон изменения основных фациально-генетических параметров генерируемых баженовской свитой углеводородов в пределах района исследований, а также показаны региональные закономерности их изменения. Выявлено, что минимальные значения отношения пристана к фитану ( $Pg/Ph = 0,8...1,0$ ) в экстрактах из пород баженовской свиты зафиксированы в центральной, северной и северо-западной части рассматриваемой территории (Юганская мегавпадина, Салымский мегавал, Ханты-Мансийская котловина, Тундринская котловина, Малобалыкская седловина, Усть-Балык-Мамонтовский вал). При движении от центра к юго-западной, юго-восточной и восточной периферии территории отмечается увеличение значения этого параметра (вплоть до 1,7 в отдельных образцах битумоидов), что закономерно отражает уменьшение глубины палеобассейна осадконакопления и некоторое ослабление восстановительных условий седиментогенеза.

С использованием комплекса методов (пиролиз, углепетрография, хроматомасс-спектрометрия) уточнён катагенез ОВ пород баженовской свиты на территории исследований. Показано, что в пределах Уватского района (западный борт Каймысовского свода, Демьянский мегавал, Тамаргинский мегавал, Южная Бортовая моноклиналь, южный борт Юганской мегавпадины) породы баженовской свиты находятся на догенерационном этапе термической эволюции ( $T_{max} \leq 430 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $R_{vt}^o \leq 0,6$ ,  $4mDBT/1mDBT \leq 0,8$ ) либо только вступили в фазу активной генерации ( $T_{max} = 432...435 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $R_{vt}^o = 0,6$ ,  $4mDBT/1mDBT = 0,8...0,9$ ) и к настоящему моменту не могли являться источником жидких углеводородов в количествах, достаточных для формирования промышленных залежей. По мере движения на северо-запад территории отмечается рост катагенеза ОВ пород баженовской свиты, обусловленный как общим погружением пород, так и приближением к аномалии теплового потока в районе Салымского мегавала (Лемпинская площадь) и прилегающих структур (Западно-Салымская мегаседловина, Ямской прогиб). Максимальный уровень катагенеза ОВ пород баженовской свиты (градация МК<sub>2</sub> по классификации

А.Э. Конторовича), зафиксирован в районе Западно-Салымской мегаседловины и прилегающих территорий Салымского мегавала и Ямского прогиба.

Впервые обоснован механизм формирования залежей углеводородов месторождений юга Тюменской области на основе количественных данных, полученных с использованием современных методов органической геохимии. Сопоставление комплекса результатов геохимических исследований керна и проб нефтей позволило автору сделать вывод, что заполнение ловушек мелового и среднеюрского комплекса проходило за счёт латеральной миграции углеводородов на расстояния до 150-200 км.

**Фактический материал и методы исследования.** В основу работы положены результаты пиролитических исследований коллекции кернового материала из 1778 образцов, среди которых 1254 образца отобраны из разреза баженовской свиты, 92 образца георгиевской и абалакской свит, 142 образца пород нижневасюганской подсвиты, 127 образцов пород тюменской свиты, 61 образец из разреза нижнеюрских отложений (тогурская и горелая свита, радомская пачка), а также 194 образца углей и углистых пород из разреза средней и нижней юры. Пиролиз образцов вероятных нефтегазоматеринских пород выполнен на приборе Rock-Eval 6 (модификация Turbo) в режиме Bulk Rock, для нефтенасыщенных пород-коллекторов использовали режим Reservoir. Для 210 экстрактов из вероятных материнских пород был выполнен комплекс детальных геохимических исследований, включающий определение их группового состава с количественным выделением основных хроматографических фракций, проведение хроматомасс-спектрометрических и изотопных исследований неразделённых экстрактов и их фракций. Для 39 устьевых проб нефти из скважин 28 лицензионных площадей, а также 30 образцов экстрактов из нефтенасыщенных коллекторов, отобранных в разрезе 15 скважин был выполнен аналогичный комплекс исследований. Указанные пробы нефти и экстракты из нефтенасыщенных песчаников охватывают широкий стратиграфический интервал от средней юры (Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub>) до нижнемеловых отложений (ПК<sub>4</sub>-Ач). Хроматомасс-спектрометрические исследования были проведены на приборе Hewlett-Packard 6890/5973 с колонкой HP-1MS (30 м, 0,25 мм) в режиме линейного программирования температуры (изотерма 45 °С – 3 мин, далее нагрев от 45 до 310 °С со скоростью 3 °С/мин, термостатирование при 310 °С в течение 20 мин.). Изотопные исследования проводились на приборе Delta V Advantage (производитель Thermo Scientific) с элементным анализатором Flash 2000 и универсальным интерфейсом ConFlo IV. Указанные виды исследований проводились в лаборатории геохимии и пластовых нефтей

АО «ГомскНИПИнефть».

Была отобрана коллекция из 194 образцов углей отложений средней и нижней юры, для 190 из которых выполнены определения отражательной способности витринита. Исследования проводились на установке QD1302 (CRAIC Technologies) в лаборатории угля кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова (г. Москва)

**Личный вклад автора.** В основу работы положены материалы исследований проб нефтей и пород мелового и юрского осадочного комплекса Широкого Приобья и южных районов Тюменской области, полученные автором в лаборатории геохимии и пластовых нефтей АО «ГомскНИПИнефть» в период с 2015 по 2020 год. Личный вклад автора заключался в постановке задач и определении объемов исследований, в планировании и проведении работ по отбору нового кернового материала и проб нефтей, пробоподготовке образцов пород для комплексных геохимических исследований, выделении экстрактов из пород, получении и интерпретации результатов пиролитических исследований пород, в обработке и интерпретации результатов хроматомасс-спектрометрических и изотопных исследований проб нефтей и экстрактов из пород. Автором выполнены обобщение и анализ полученных результатов пиролитических исследований, что позволило установить число вероятных нефтегазоматеринских пород района исследований, охарактеризовать природу их органического вещества и условия его формирования, оценить уровень реализации их исходного углеводородного потенциала и вклад каждого источника углеводородов в суммарную нефтегазоносность территории. Автор лично выполнил анализ полученных результатов хроматомасс-спектрометрических и изотопных исследований хлороформенных экстрактов из пород (нефтегазоматеринских и нефтенасыщенных), проб нефти и их хроматографических фракций, выполнил комплексную характеристику их фациально-генетического облика, обосновал генетическую взаимосвязь между пробами нефти и органическим веществом пород баженовской свиты. На основании результатов пиролитических, молекулярных и оптических исследований автором были построены региональные схемы изменения молекулярных параметров (Pr/Ph, 4mDBT/1mDBT) и показателя отражения витринита ( $R_{VI}^o$ ) для рассматриваемой территории. Результаты определения современных генерационных параметров и комплексной оценки катагенеза ОБ пород баженовской свиты позволили автору оценить уровень реализации ими их начального генерационного потенциала и подсчитать масштабы генерации жидких УВ в пределах района исследований. Совокупность выполненных работ и проанализированный

массив данных автор использовал для установления механизма формирования основных продуктивных горизонтов юга Тюменской области и выдачи практических рекомендаций к планированию стратегии дальнейшей доразведки рассматриваемой территории.

#### **Защищаемые положения:**

1. Нефти меловых, верхне- и среднеюрских продуктивных горизонтов района исследований относятся к единому – баженовскому – генетическому типу. Участие в формировании нефтегазоносности территории неморского (континентального) органического вещества средней и нижней юры, а также материнских пород доюрского возраста исключено либо незначительно.

2. Катагенез ОВ пород баженовской свиты на территории Уватского района соответствует догенерационному этапу термической эволюции либо раннему этапу активной генерации (градации катагенеза ПК<sub>3</sub>-начало МК<sub>1</sub><sup>1</sup>,  $R^o_{wt} \leq 0,6 \%$ ), что не позволяет рассматривать их в качестве источника жидких углеводородов в количествах, достаточных для формирования промышленных залежей. Наибольший уровень катагенеза и, как следствие, реализации породами баженовской свиты своего начального углеводородного потенциала отмечается для района Западно-Салымской седловины и прилегающих к ней структур, в том числе западных районов Юганской мегавпадины.

3. Основной очаг генерации жидких углеводородов приурочен к району Салымского мегавала и прилегающих территорий (Верхнесалымский мегавал, Западно-Салымская мегаседловина, Ямской прогиб). Заполнение ловушек меловых и среднеюрских отложений месторождений юга Тюменской области происходило за счёт латеральной миграции углеводородов на расстояния до 150-200 км.

**Степень достоверности результатов.** Достоверность результатов аналитических исследований была обеспечена за счёт использования метрологически аттестованных либо стандартизированных методик и ГОСТов, поверенных средств измерений, выполнением межлабораторных сравнительных измерений и использованием внутрилабораторных стандартов. Аналитические методы, использованные при выполнении работ, современны и достаточны для решения поставленных задач и сформулированной цели диссертации. Представленные в работе данные отражены в таблицах и рисунках, для полученной информации проведено сравнение с результатами ранее выполненных исследований (Вассоевич Н.Б., Конторович А.Э., Неручев С.Г., Гончаров И.В., Нестеров И.И., Гурари Ф.Г., Лопатин Н.В., Петров Ал. А., Стасова О.Ф., Фомин А.Н.). Интерпретация выполнена с учётом актуальных и современных научных достижений в области геологии, органической геохимии, геохимии нефти

и газа.

**Теоретическая и практическая значимость работы.** Полученные в рамках работы результаты комплексных геохимических исследований в значительной мере расширяют представления о генетических особенностях нефтей и органического вещества вероятных материнских пород юга Тюменской области.

На основании результатов пиролитических, хроматомасс-спектрометрических и изотопных исследований керна и экстрактов из пород установлено значение начального генерационного потенциала (водородного индекса) органического вещества пород баженовской свиты района исследований, позволяющее существенно повысить адекватность модели генерационно-аккумуляционной системы в пределах рассматриваемой территории.

Использование комплекса молекулярных и изотопных параметров нефтей и экстрактов из пород позволило подтвердить принципиальную возможность миграции жидких углеводородов на расстояния до 150-200 километров.

Результаты геохимических исследований керна и пластовых флюидов месторождений юга Тюменской области, выполненных по заказу ООО «Тюменский нефтяной научный центр» были использованы для построения модели генерационно-аккумуляционной системы, что впоследствии позволило определить дальнейшую стратегию и направление развития геологоразведочных работ в регионе.

**Апробация работы и публикация результатов.** Основные результаты работ были представлены на восьми российских и международных конференциях: XIX и XX международный симпозиум им. академика М.А. Усова студентов и молодых учёных (ТПУ, Томск, 2015, 2016), Всероссийская научно-практическая конференция «Чёрные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья (Якутск, 2015), 2-я Всероссийская научная конференция с участием иностранных учёных «Успехи органической геохимии» (Новосибирск, 2022), 24-я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель-2022 (Геленджик, 2022), 27й и 30й международные геохимические конгрессы (27<sup>th</sup> International Meeting on Organic Geochemistry, Prague, Czech Republic, 2015; 30<sup>th</sup> International Meeting on Organic Geochemistry, Montpellier, France, 2021), 21й международный симпозиум аналитического и прикладного пиролиза (21<sup>st</sup> International Symposium on Analytical and Applied Pyrolysis, Nancy, France, 2016).

По теме диссертации опубликовано 12 работ, из них 3 статьи в ведущих

научных журналах, рекомендованных ВАК (журнал «Нефтяное хозяйство», (категория К1), журнал Organic Geochemistry (категория К1), журнал «Нефтегазовая геология. Теория и практика» (категория К1)), 9 работ опубликовано в материалах международных и всероссийских конференций.

**Структура и объём работы.** Диссертационная работа объёмом 203 страницы состоит из введения, трёх глав, заключения и списка литературных источников, включающего 115 наименований. Работа содержит 65 рисунков и 21 таблицу.

**Благодарности.** Автор выражает глубочайшую благодарность своему научному руководителю, начальнику управления лабораторных исследований пластовых флюидов, технологических жидкостей и реагентов АО «ТомскНИПИнефть», доктору геолого-минералогических наук, профессору Гончарову Ивану Васильевичу за внимание к работе, всестороннюю поддержку и бесценные советы по улучшению качества квалификационной работы. Автор безмерно благодарен своему наставнику, заведующему лабораторией геохимии и пластовых нефтей АО «ТомскНИПИнефть», кандидату геолого-минералогических наук Самойленко Вадиму Валерьевичу за многолетнее руководство, бесценный опыт и высочайший уровень знаний, а также всестороннюю помощь и поддержку при подготовке квалификационной работы. Кроме того, автор благодарен всем сотрудникам лаборатории геохимии и пластовых нефтей АО «ТомскНИПИнефть» и в высшей степени своим коллегам по геохимическим исследованиям Обласову Н.В., Векличу М.А., Фадеевой С.В., Кашапову Р.С. и Солтановой А.О., без которых было бы невозможно выполнить эту работу.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

### **Глава 1. Геолого-геохимическая характеристика района исследований**

Глава посвящена обсуждению общих вопросов тектонического строения, литолого-стратиграфической характеристики разреза меловых и юрских отложений, фациально-генетических условий захоронения органического вещества осадков, а также основных нефтегазоносных комплексов района исследований. При написании этой главы автор использовал информацию из публикаций и монографий А.Э. Конторовича, М.Н. Дещени, В.И. Шпильмана, Ю.Н. Карогодина, О.В. Корепановой, В.А. Казаненкова (тектоника, литология и стратиграфия, палеогеография), А.Э. Конторовича, Н.В. Лопатина, И.И. Нестерова, И.В. Гончарова, Е.А. Костыревой, Ал.А. Петрова, А.И. Кудаманова, А.Д. Боженок, А.А. Нежданова, Б. Тиссо, Д. Вельте, К.Е. Peters (нефтегазоносность, геохимия ОВ и флюидов).

Район исследований приурочен к южной части Тюменской области и охватывает всю территорию Юганской мегавпадины, западный борт Каймысовского свода, северную часть Демьянского мегавала, Тамаргинский, Верхнесалымский и Салымский мегавалы, Западно-Салымскую и Малобалыкскую мегаседловины, южную часть Фроловской мегавпадины и Сургутского свода, также западный борт Нижневартовского свода (Рисунок 1, см. вкл.)

### **Глава 2. Методы (методики) исследования кернa и проб нефти. Исходный материал.**

В данной главе освещены основные методы и методики детальных геохимических исследований кернa и битумоидов вероятных нефтематеринских и нефтенасыщенных пород, а также проб нефти продуктивных горизонтов мелового и юрского возраста, дана характеристика приборов, использованных в работе.

### **Глава 3. Основные источники УВ и механизмы формирования нефтегазоносности меловых и юрских продуктивных горизонтов юга Тюменской области (Уватский район).**

В этой главе дана комплексная оценка современных нефтегазогенерационных свойств вероятных материнских пород района исследований, охарактеризован фациально-генетический облик их ОВ и условия его формирования. Дана комплексная характеристика нефтей основных продуктивных горизонтов рассматриваемой территории, проведены корреляции между нефтями и ОВ материнских пород. Приведена оценка катагенеза ОВ в разрезе юрского осадочного чехла и выявлены основные очаги генерации жидких УВ.

В разделе 3.1 приводится оценка генерационных свойств всех вероятных нефтегазоматеринских толщ в разрезе мезозойского осадочного чехла рассматриваемой территории. Показано, что наилучшими генерационными свойствами обладают породы баженовской свиты (рис. 2. см. вкл.). Они обладают высоким содержанием ОВ (Сорг. = 6,3...15,7 %) кондиционного генерационного качества ( $HI = 140...705$  мг УВ/г Сорг.). При вступлении в главную фазу нефтеобразования (градация катагенеза  $MK_1^1$ ,  $R_{vt}^o > 0,65$  %,  $T_{max} > 432$  °С) они могут стать источником жидких УВ.

Глинистые породы абалакской и георгиевской свит, а также нижневасюганской подсвиты, часто содержат повышенные количества ОВ (Сорг. до 9,3 %) и имеют высокий остаточный генерационный потенциал ( $S_2$  до 10...15 мг УВ/г породы). Однако генерационное качество их ОВ сравнительно невелико ( $HI \leq 300$  мг УВ/г Сорг.). По этой причине они не могут рассматриваться в качестве самостоятельного источника жидких УВ (Рисунок 3, 4, см. вкл.). Однако на высоких стадиях катагенеза (не ниже середины-конца градации  $MK_2$ ) они смогут внести вклад в суммарную газонасыщенность территории исследований.

В разрезе отложений тюменской свиты, а также нижнеюрской части осадочного чехла, повышенным генерационным потенциалом обладают образцы тёмно-серых до чёрного аргиллитов, часто с включениями углистого детрита (Рисунок 5, 6, см. вкл.). Они зачастую характеризуются повышенным содержанием ОВ (Сорг. = 0,5...9,0 %) и кондиционными значениями остаточного потенциала ( $S_2$  до 40 мг УВ/г породы). Однако невысокое генерационное качество их ОВ ( $HI = 40...350$  мг УВ/г Сорг.) позволяет предполагать у них преимущественно газогенерационный потенциал. Лишь для единичных образцов пород, которые в разрезе представлены маломощными прослоями (до 20–30 см) значения водородного индекса могут возрастать до 400...500 мг УВ/г Сорг. Учитывая слабую выдержанность подобных пород как в разрезе осадочного чехла, так и в региональном плане, участие этих пород в формировании нефтегазонасыщенности рассматриваемой территории выглядит маловероятным.

Угли и углистые породы, отобранные в широком стратиграфическом диапазоне от нижней юры до нижнего мела, обладают колоссальным генерационным потенциалом ( $S_2$  до 329 мг УВ/г породы, Сорг. до 86,7 %) и при достижении необходимого уровня термической зрелости способны внести вклад в суммарную газонасыщенность рассматриваемой территории (Рисунок 7, см. вкл.). Кроме того, при хорошем генерационном качестве ( $HI = 350-400$  мг УВ/г Сорг.), углистое ОВ способно являться источником лёгких парафинистых нефтей с высоким содержанием бензиновых

фракций и практически полным отсутствием серы.

Глинистые породы неоккомской части разреза (Рисунок 8, см. вкл.) обладают преимущественно бедным генерационным потенциалом ( $S_2$  до 4 мг УВ/г породы, Сорг. до 3,0 %) и содержат ОВ низкого генерационного качества (НГ обычно не превышает 200...220 мг УВ/г Сорг.). По этой причине, указанные породы не могут рассматриваться в качестве источника жидких либо газообразных УВ.

Результаты детальных исследований экстрактов из вероятных материнских пород полностью согласуются с результатами пиролитического анализа. Формирование отложений баженовской свиты протекало в спокойных, восстановительных условиях эпиконтинентального морского бассейна, с резким дефицитом кислорода и доминирующим вкладом морских биопродуцентов планктонного типа. Полимерлипидный состав ОВ планктоногенной природы ( $\delta^{13}C(\text{битумоид}) = -33,0 \dots -29,7 \text{ ‰}$ ), восстановительные условия седиментогенеза и раннедиагенетического преобразования первичной биомассы ( $Pr/Ph = 0,7 \dots 1,0$ , в отдельных случаях до 1,7;  $St_{29}/St_{27} = 0,9 \dots 1,1$ ;  $H_{35}(s)/H_{34}(s) = 0,9 \dots 1,4$ ;  $4mDBT/Phen = 0,2 \dots 1,3$ ) обусловили превосходные генерационные свойства пород этой части разреза.

В отличие от пород баженовской свиты, формирование глинистых толщ нижневасюганской подсвиты и тюменской свиты, а также нижнеюрской части разреза, протекало в условиях полифациальных обстановок. Частая смена окислительно-восстановительных условий, а также возможный привнос континентальной (неморской) биомассы находят отражение в значениях ряда молекулярных параметров ( $Pr/Ph = 1,1 \dots 8,4$ ;  $St_{29}/St_{27} = 1,0 \dots 5,6$ ;  $H_{35}(s)/H_{34}(s) < 0,5$ ;  $4mDBT/Phen = 0,01 \dots 0,11$ ). Утяжелённый изотопный состав углерода экстрактов из пород ( $\delta^{13}C(\text{битумоид}) = -27,8 \dots -24,0 \text{ ‰}$ ) подтверждает тезис о формировании осадков в слабо восстановительных условиях с возможным существенным привнесом терригенного ОВ. Специфика условий формирования и типа исходных биопродуцентов не позволяет рассматривать глинистые породы юрской части разреза (абалакская и георгиевская свиты, нижневасюганская подсвита, аргиллиты тюменской свиты и нижней юры) в качестве самостоятельного источника жидких УВ.

**В разделе 3.2** представлены результаты комплексной оценки катагенеза ОВ пород в разрезе юрских отложений на основании результатов углепетрографических, пиролитических и хроматомасс-спектрометрических исследований пород и хлороформенных битумоидов. Показано, что на большей части рассматриваемой территории породы баженовской свиты только вступили в фазу активной генерации нефти (градация катагенеза  $MK_1^1$ ). Минимальный уровень термической зрелости

пород мезозойского осадочного чехла зафиксирован в районе Урненского и Усть-Тегусского куполовидных поднятий (градация катагенеза ПК<sub>3</sub>), в пределах которых аргиллиты баженовской свиты находятся на догенерационном этапе термической эволюции (Рисунок 9, 10, см. вкл.). Наибольший уровень катагенеза осадочной толщи зафиксирован в районе Западно-Салымской мегаседловины и прилегающих территорий Салымского мегавала и Ямского прогиба, где величина показателя отражения витринита  $R_{\text{vt}}^{\circ}$  в образцах углей средней и нижней юры достигает 1,0 %, а породы баженовской свиты, судя по значениям параметров термической зрелости (молекулярных, пиролитических) к настоящему времени реализовали более 90 % от величины их начального углеводородного потенциала.

**Раздел 3.3** посвящён рассмотрению особенностей молекулярного и изотопного состава нефтей и экстрактов из нефтенасыщенных пород-коллекторов мелового и юрского возраста Уватского района. На основании результатов детальных геохимических исследований проб нефти и экстрактов из нефтенасыщенных пород дана исчерпывающая характеристика органического вещества вероятных материнских пород мелового и юрского возраста. Сопоставление полученной информации с результатами ранее выполненных исследований позволяет сделать вывод о принадлежности проб нефти меловых, верхне- и среднеюрских залежей к единому – баженовскому – генетическому типу (Рисунок 11, см. вкл.). Судя по величине основных фациально-генетических молекулярных параметров, а также значениям изотопного состава углерода нефтей и битумоидов пород, предполагать какой-либо вклад в суммарную нефтеносность континентального (тогурский тип) либо доюрского (палеозойского) ОВ нет достаточных оснований.

**В разделе 3.4** рассматриваются основные закономерности регионального распространения нефти, объясняются основные отличия генетических параметров и катагенеза нефтей различных стратиграфических уровней в зависимости от их территориальной приуроченности. Показано, что одним из наиболее информативных и контрастных параметров является отношение пристана к фитану  $\text{Pr/Ph}$ , которое имеет весьма близкие значения (0,8...1,0) в пробах нефти и экстрактах из пород баженовской свиты на большей части территории исследований (Рисунок 12, см. вкл.). Исключения составляют пробы нефти среднеюрских (Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub>) залежей месторождений, приуроченных к северной части Демьянского мегавала. Здесь, для нефтей характерны более низкие значения параметра  $\text{Pr/Ph}$  (0,8...0,9) по сравнению с экстрактами из пород баженовской свиты этой территории (1,4...1,7). Наблюдаемые отличия позволяют предположить, что в заполнении ловушек среднеюрских отложений северной части

Демьянского мегавала участвовали породы баженовской свиты, расположенные на значительном удалении в более погруженной части палеобассейна, где они обладают более низкими значениями параметра  $Rr/Ph$ . Наиболее вероятное местоположение очага генерации может быть приурочено к северо-западной части территории (район Салыма) либо к одной из наиболее погруженных частей Юганской мегавпадины (Кулунский прогиб, Ямской прогиб).

**Раздел 3.5** включает в себя обсуждение наиболее вероятных механизмов заполнения ловушек верхне- и среднеюрских залежей, а также неокомского клиноформного комплекса. На Рисунках 13-15 (см. вкл.) представлена региональная схема изменения уровня термической зрелости  $OV$  пород баженовской свиты, построенная на основании величины метилдибензотиофенового соотношения  $4mDBT/1mDBT$ , а также значения данного параметра в нефтях и экстрактах из нефтенасыщенных песчаников. Сопоставление результатов оценки уровня термической зрелости, а также фациально-генетических параметров в экстрактах из пород баженовской свиты и пробах нефти позволяет сделать вывод о том, что нефтегазоносность верхнеюрских (пласт  $Ю_1$ ) залежей связана с генерацией  $УВ$  баженовской свиты, залегающей в непосредственной близости от их места скопления (т.н. «локальный дренаж») либо за счёт миграции  $УВ$  на минимальные (не более 10-20 км) расстояния (см. рисунок 13, см. вкл.). По этому механизму протекало формирование верхнеюрских залежей нефти Мултановского, Первомайского, Угутского, Чистинного, Ларломкинского и Северо-Турьяхского месторождений.

Комплекс фациально-генетических параметров и параметров катагенеза позволяет предположить заполнение ловушек неокомского комплекса за счёт миграции новообразованных порций  $УВ$  из тела баженовской свиты, залегающей в пределах Верхнесалымского мегавала, но не далее Тамаргинского, Полуныхского и Тальцийского месторождений (см. рисунок 14, см. вкл.). При этом, меловые залежи отдельных месторождений (Зимнее, Кальчинское, Иртышское, Среднедемьянское), расположенные в западной части рассматриваемой территории могли быть сформированы за счёт локального дренажа  $УВ$  из тела баженовской свиты, залегающей в пределах этих месторождений. Поскольку на большей части рассматриваемой территории дистальная часть клиноформ сильно заглинизирована [Объяснительная записка к атласу..., 1976; Нефтегазоносные бассейны..., 1994], наиболее вероятной для меловых залежей выглядит миграция  $УВ$  вверх по элементам дизъюнктивной тектоники в песчаные линзовидные тела с последующим их движением в пределах регионального распространения этих вмещающих разностей. Пробы нефти среднеюрских залежей, несмотря на принадлежность к

единому – баженовскому – генетическому типу, характеризуются некоторой дифференциацией фашиально-генетического облика. Уровень их термической зрелости ( $4mDBT/1mDBT = 2,0...2,5$ ) соответствует реализации породами баженовской свиты не менее 40 % от величины их начального углеводородного потенциала. Месторождения этих нефтей приурочены к северной части Демьянского мегавала, а также в месте сочленения Тамаргинского мегавала и Южной Бортовой моноклинали. В пределах этих структур для экстрактов из пород баженовской свиты характерны более низкие значения данного параметра (как правило, не более 1,0), что соответствует лишь вступлению пород в фазу активной генерации жидких УВ. На всей территории исследований достаточным уровнем термической зрелости, судя по результатам комплексной оценки катагенеза (пиролиз, ХМС) обладают породы баженовской свиты, залегающие в пределах Западно-Салымской мегаседловины и прилегающих к ней Салымского и Верхнесалымского мегавалов. Также, повышенным уровнем термической зрелости могут обладать и породы баженовской свиты в пределах Ямского прогиба, примыкающего к восточному борту Западно-Салымской мегаседловины. Это предположение не противоречит ранее опубликованной информации [Фомин, 2011]. Таким образом, есть основание полагать, что заполнение ловушек среднеюрских залежей происходило за счёт латеральной миграции УВ на значительные расстояния (до 150-200 км).

Сопоставление результатов хроматомасс-спектрометрических исследований экстрактов из пород баженовской свиты и проб нефти верхнетюменской подсвиты говорит о том, что наиболее вероятным источником этих нефтей могли являться породы баженовской свиты, залегающие в пределах Западно-Салымской мегаседловины и прилегающего к ней с восточного борта Ямского прогиба (см. рисунок 15, см. вкл.). Породы баженовской свиты в пределах этих структур практически полностью (до 90 % от начальной величины) реализовали свой нефтегенерационный потенциал и стали источником жидких УВ. При этом, заполнение ловушек средней юры, судя по всему, протекало из двух частей единого очага генерации. Залежи верхнетюменской подсвиты месторождений, расположенных в пределах Тамаргинского мегавала и восточного борта Южной Бортовой моноклинали были сформированы за счёт миграции УВ со стороны Верхнесалымского мегавала и Западно-Салымской мегаседловины (см. рисунок 13, см. вкл.). Проводниками УВ флюида, вероятно, являлись действующие разрывные нарушения, а также песчаные баровые тела и, возможно, русла палеорек, присутствие которых отмечалось в ранних работах [Нестеров, Корепанова, 1976; Конторович, 2013]. В заполнении ловушек средней юры месторождений северной части

Демьянского мегавала участвовали углеводороды баженовской свиты, залегающей в пределах западного борта Юганской мегавпадины (Ямской прогиб). Судя по тенденции изменения значений геохимических параметров, значения параметра  $P_g/P_h$  в пределах этой части бассейна должны быть на уровне 0,8...0,9, что сопоставимо со значениями данного параметра в пробах нефти средней юры, а тренд изменения катагенеза пород баженовской свиты указывает на сохранение достаточного уровня прогрева пород для активной генерации значительных количеств преимущественно жидких УВ (4mDBT/1mDBT не менее 3,0...4,0). За счет возникающего в процессе генерации углеводородов АВПД в теле баженовской свиты они мигрировали по элементам разрывных нарушений свиты в песчаники средней юры и далее по системе выступов, осложняющих южную часть Юганской мегавпадины (Ай-Яунский, Полуныхский, частично Ай-Курусский и Тайлаковский выступы). Подтверждением данного тезиса может являться присутствие нефтей среднеюрских залежей в пределах Чупальского, Полуныхского и Тайлаковского месторождений, которые по ряду фациально-генетических параметров практически идентичны пробам нефти верхнетюменской подсвиты севера Демьянского мегавала, хотя и отстоят при этом друг от друга на значительном расстоянии (более 50 км).

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Совокупность результатов, полученных при выполнении комплекса геохимических исследований (пиролиз Rock-Eval, молекулярная и изотопная масс-спектрометрия, отражательная способность витринита) позволили сделать следующие выводы:

1. Результаты пиролитических исследований показали, что наилучшими нефтегазогенерационными свойствами обладают битуминозные аргиллиты баженовской свиты. Они имеют региональное распространение и в пределах северо-западной, северо-восточной и юго-восточной части рассматриваемой территории уже вступили в фазу активной генерации жидких углеводородов. Среднее содержание Сорг. в этих породах изменяется от 6 до 15 %, а величина водородного индекса, в зависимости от уровня термической зрелости пород (градации катагенеза ПК<sub>3</sub> – МК<sub>2</sub>), составляет от 140 до 710 мг УВ/г Сорг. Породы абалакской, георгиевской свит, нижневасюганской подсвиты, а также глинистые породы средней и нижней юры зачастую содержат повышенные количества Сорг., однако обладают преимущественно газогенерационным потенциалом. Угли и углистое ОВ в разрезе юрских отложений способно к генерации газообразных УВ, однако в ряде скважин обладают более высоким генерационным качеством ОВ и при достаточной мощности потенциально могут являться источником лёгкой парафинистой нефти. Глинистые породы из разреза нижнемеловых отложений характеризуются бедным генерационным потенциалом и не способны являться источником жидких либо газообразных УВ. Полученные представления о нефтегазогенерационных характеристиках пород меловой и юрской частей разреза осадочного чехла рассматриваемой части Западно-Сибирского НГБ не противоречат известным закономерностям, однако в значительной мере расширяют их.

2. Молекулярные и изотопные параметры, отражающие фациально-генетические особенности органического вещества пород, позволили дать комплексную характеристику условий среды осадконакопления и исходных биопродуцентов – источника первичной биомассы осадков рассмотренных в работе материнских пород. Формирование отложений баженовской свиты было сопряжено со спокойными, восстановительными условиями глубоководно-морских фаций при резком дефиците растворённого в водах палеобассейна кислорода и доминирующим вкладом морских биопродуцентов в исходную биомассу осадков. Органическое вещество пород георгиевской, абалакской свит и нижневасюганской подсвиты накапливалось в слабо восстановительных (субокислительных) условиях мелководного шельфа с активным

гидродинамическим режимом и хорошей аэрацией вод, а также со значительным привнесом денудационного материала. Утяжелённый изотопный состав углерода экстрактов и их фракций подтверждают тезис о слабовосстановительных обстановках формирования этих отложений. Накопление в условиях полифациальных обстановок нашли отражение и в фациально-генетическом облике экстрактов из глинистых пород верхнетюменской подсвиты и нижеюрской части разреза. Существенный вклад неморских биопродуцентов, а также значительные аэробные потери исходной биомассы обусловили утяжелённый ИСУ экстрактов и значения ряда молекулярных параметров (Pr/Ph, St<sub>29</sub>/St<sub>27</sub>, H<sub>29</sub>/H<sub>30</sub>, H<sub>35(s)</sub>/H<sub>34(s)</sub>, 4mDBT/Phen), типичные для органического вещества неморского генезиса. Угли и углистые породы из разреза юрских отложений характеризуются набором параметров (молекулярных, изотопных), характерных для органического вещества континентального происхождения.

3. Анализ информации о фациально-генетических особенностях органического вещества пород баженовской свиты, условий его захоронения, диагенетического преобразования и закономерностей изменения его термической зрелости в пределах района работ позволил установить, что значение начального нефтегазогенерационного качества ОВ этих пород изменяется в диапазоне от 670 до 710 мг УВ/г Сорг. Полученная информация имеет принципиальное значение при оценке плотности и масштабов генерации жидких углеводородов, а также степени реализации своего начального углеводородного потенциала породами баженовской свиты рассматриваемой территории.

4. Оценка катагенеза органического вещества отложений баженовской свиты различными методами (пиролиз Rock-Eval, оценка ОСВ углей и углистых пород, хроматомасс-спектрометрия) указывает на то, что в пределах рассматриваемой территории они реализовали от первых процентов до 90 % и более от величины их исходного нефтегазогенерационного потенциала. Минимальный уровень термической зрелости пород, оцененный на основании результатов определения показателя отражения витринита, зафиксирован в северной части Демьянского мегавала в районе Усть-Тегусского месторождения ( $R_{\text{vit}}^o \leq 0,5$ , градация катагенеза ПК<sub>3</sub>). Максимальный уровень термической зрелости углистого ОВ отмечается в районе Западно-Салымской мегаседловины и прилегающих к ней Салымского и Верхнесалымского мегавалов. Здесь для углей значения показателя отражения витринита изменяется в диапазоне 0,7 – 1,0 (градация катагенеза МК<sub>2</sub>). Остаточный генерационный потенциал ОВ баженовской свиты в пределах Западно-Салымской мегаседловины находится на уровне 80-130 мг УВ/г Сорг. Оно

практически полностью исчерпало свои генерационные возможности и стало источником жидких углеводородов.

5. Особенности фациально-генетических молекулярных параметров ОВ, а также результаты исследования изотопного состава углерода нефтей и экстрактов из пород баженовской свиты однозначно указывают на их генетическую близость. Все нефти нижнемеловых, верхне- и среднеюрских продуктивных горизонтов рассматриваемой территории принадлежат к единому – баженовскому – генетическому типу. Участие других нефтегазоматеринских пород (породы средней и нижней юры, доюрские НМП) не прослеживается. Наблюдаемые некоторые вариации отдельных молекулярных параметров отражают процесс заполнения ловушек из разных очагов генерации, на разной стадии катагенеза ОВ, но единого (баженовского) типа.

6. Комплекс фациально-генетических молекулярных и изотопных параметров указывает на то, что в заполнении ловушек верхнеюрских залежей (пласт Ю<sub>1</sub>) участвовали породы баженовской свиты, залегающие в пределах этих месторождений (локальный дренаж УВ), либо на минимальном удалении (не более 10-20 км) от места скопления УВ;

7. Заполнение ловушек нижнемеловых продуктивных отложений протекало за счёт миграции углеводородов из тела баженовской свиты, залегающей в пределах Верхнесалымского мегавала, но не далее Тамаргинского, Тальцийского и Полуныхского месторождений. При этом, в случае ряда месторождений западной части района исследований (Зимнее, Кальчинское, Иртышское, Среднедемянское), заполнение ловушек меловых отложений могло протекать за счёт локального дренажа УВ из тела баженовской свиты, залегающей в пределах этих месторождений;

8. Нефтегазоносность верхнетюменской подсвиты месторождений, расположенных в пределах Тамаргинского мегавала и Южной Бортовой моноклинали связана с миграцией углеводородов из тела баженовской свиты, залегающей в пределах Верхнесалымского мегавала, о чём свидетельствует близость ряда молекулярных параметров в пробах нефти этих месторождений и экстрактах из пород баженовской свиты скважин Верхнесалымского мегавала;

9. Заполнение ловушек верхнетюменской подсвиты (пласты Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub>) месторождений северной части Демянского мегавала протекало за счёт миграции углеводородов из тела баженовской свиты, залегающей в пределах западного борта Юганской мегавпадины (Ямской прогиб). Поток миграционных УВ заполнил все встреченные на пути ловушки среднеюрских залежей вплоть до северной части Демянского мегавала, на что указывает близость ряда фациально-генетических параметров нефтей

ряда месторождений (Чупальское, Полуныхское, Тайлаковское, Урненское, Усть-Тегусское), расположенных на предполагаемом пути миграции. Максимальное расстояние, пройденное миграционным потоком углеводородов, составляет порядка 150-200 км и является впервые доказанным прецедентом столь дальней латеральной миграции УВ для Западно-Сибирского НГБ.

**Перспективой дальнейшей разработки** изученной автором темы должно быть использование результатов комплексных геохимических исследований керна и проб пластовых флюидов для верификации результатов бассейнового моделирования и уточнения стадийности заполнения ловушек в пределах месторождений Уватского района и сопредельных территорий.

## **СПИСОК ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ** *В изданиях, входящих в перечень ВАК:*

1. Гончаров И.В. Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и её возрастных аналогов / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, С.В. Фадеева, М.А. Веклич, Р.С. Кашапов, **П.В. Трушков**, Е.С. Бахтина // Нефтяное хозяйство. – 2016. - №10. – с. 20-25.
2. Кашапов Р.С. Определение кинетических параметров пиролитической деструкции органического вещества нефтегазоматеринских пород / Р.С. Кашапов, Н.В. Обласов, И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, А.А. Гринько, **П.В. Трушков**, С.В. Фадеева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т.14. - №1. – DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/6\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/6_2019).
3. I.V. Goncharov, V.V. Samoilenko, G.W. van Graas, **P.V. Trushkov**, N.V. Oblasov, S.V. Fadeeva, M.A. Veklich, R.S. Kashapov, D.A. Sidorov. Petroleum generation and migration in the southern Tyumen region, Western Siberia Basin, Russia // Organic Geochemistry. – 2021 – vol. 152. – 104178.

### *В других изданиях:*

4. **Трушков П.В.** Генерационный потенциал нижней части куломзинской свиты на юго-востоке Западной Сибири / П.В. Трушков, И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Р.С. Кашапов // Проблемы геологии и освоения недр: Тр. XIX Междунар. симп. им. акад. М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – Т.1 – с.303 – 305.
5. **Трушков П.В.** Оценка исходного генерационного потенциала ОБ пород баженовской свиты Западной Сибири / П.В. Трушков,

В.В. Самойленко, Р.С. Кашапов // Проблемы геологии и освоения недр: Тр. XX Междунар. симп. им. акад. М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – т.1 – с. 429 – 430.

6. Самойленко В.В. Геохимические особенности ОБ пород баженовского горизонта в различных районах Западной Сибири / В.В. Самойленко, И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, С.В. Фадеева, М.А. Веклич, Р.С. Кашапов, **П.В. Трушков**. // Чёрные сланцы: геология, литология, геохимия значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья: Материалы Всероссийской научно-практической конференции (г. Якутск, 23-25 июля 2015 г.) – Якутск:Ахсаан, 2015. – С.182-186.

7. Goncharov I.V. Assessment of organic matter initial generation potential from the Bazhenov Formation using data on natural radioactivity of rocks (Western Siberia, Russia) / I.V. Goncharov, V.V. Samoilenko, R.S. Kashapov, **P.V. Trushkov** // 27<sup>th</sup> International Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts / Prague, 2015. – p. 339 – 340.

8. **Трушков П.В.** Геохимические аспекты формирования нефтегазоносности среднеюрского продуктивного горизонта на юге Тюменской области / **П.В. Трушков**, И.В. Гончаров, В.В. Самойленко // Успехи органической геохимии: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. с участием иностр. учёных, посвящённой 120-летию со дня рожд. чл.-корр. АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рожд. заслуженного геолога РСФСР, проф. С.Г. Неручева // Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; Новосиб. гос. ун-т. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2022. – с. 273-275.

9. **Trushkov P.V.** Pyrolytic parameters section Bazhenov Formation of Western Siberia / **P.V. Trushkov**, I.V. Goncharov, V.V. Samoilenko, R.S. Kashapov // 21st International Symposium on Analytical and Applied Pyrolysis: Book of Abstracts/ Nancy, France, 2016. – p. 326.

10. Samoilenko V.V. Source rock candidates in the south of Western Siberia, Russia / V.V. Samoilenko, I.V. Goncharov, **P.V. Trushkov**, N.V. Oblasov, M.A. Veklich, S.V. Fadeeva, R.S. Kashapov, A.E. Litvinova // 30th International Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts / Montpellier, 2021. - DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202134158>.

11. Samoilenko V.V. Petroleum generation and migration in the south of Western Siberia, Russia / V.V. Samoilenko, I.V. Goncharov, **P.V. Trushkov**, N.V. Oblasov, M.A. Veklich, S.V. Fadeeva, R.S. Kashapov, A.E. Litvinova. // 30th International Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts / Montpellier, 2021. - DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202134157>.

Технический редактор Т.С. Курганова

---

Подписано в печать 18.06.2024

Формат 60x84/16. Бумага офсет №1. Гарнитура Таймс

Печ.л. 1,0. Тираж. 101. Зак. № 229

---

ИНГГ СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3

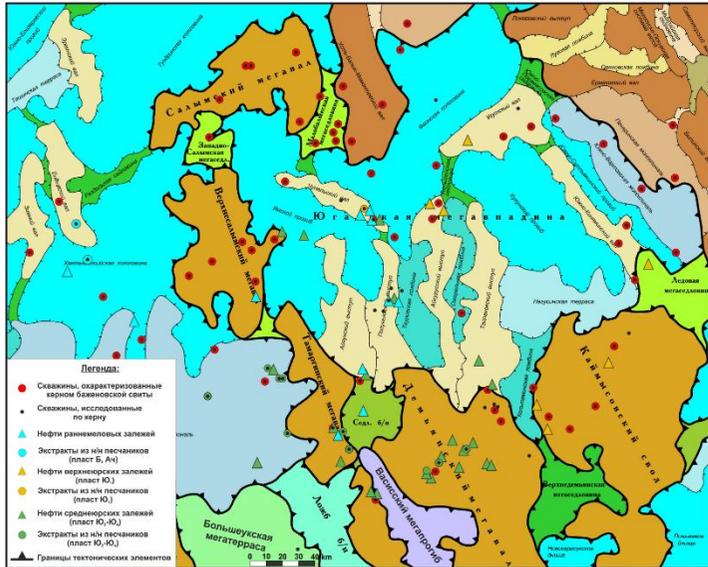


Рисунок 1 – Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты [Шпильман, Змановский, Подсова, 1998]

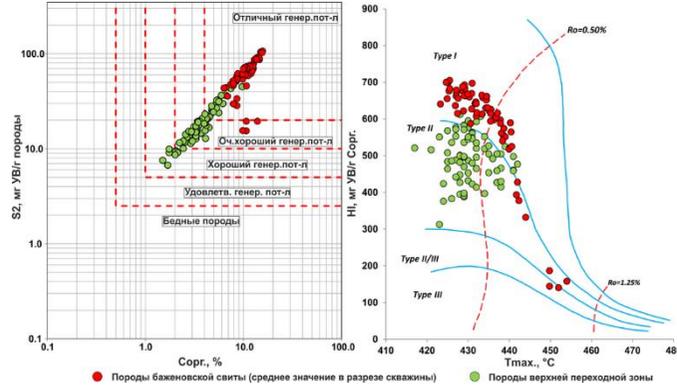


Рисунок 2 – Характеристика современного генерационного потенциала (слева) и типа ОВ (справа) в разрезе пород баженовской свиты района исследований

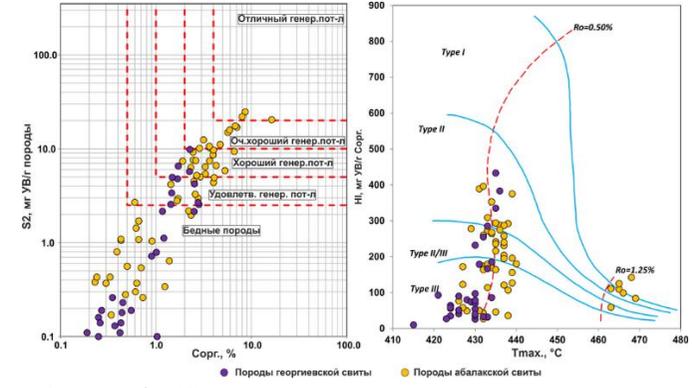


Рисунок 3 – Характеристика современного генерационного потенциала (слева) и типа ОВ (справа) в разрезе пород абалакской и георгиевской свит района исследований

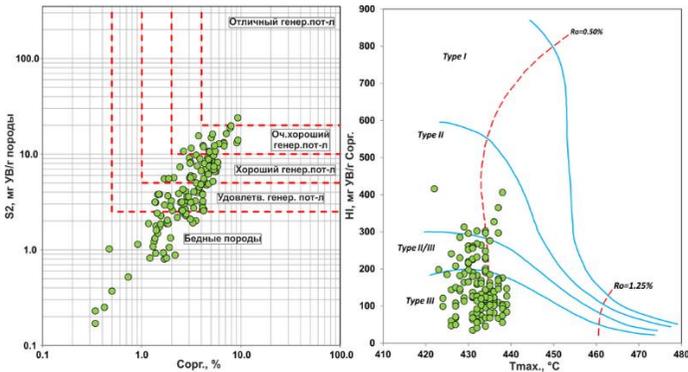


Рисунок 4 – Характеристика современного генерационного потенциала (слева) и типа ОВ (справа) в разрезе пород нижнеvasyуганской подсвиты района исследований

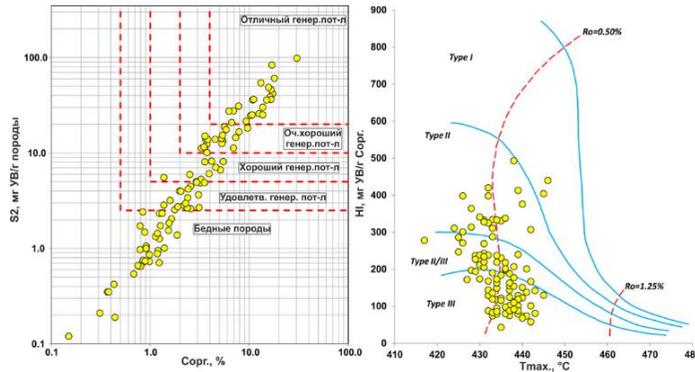


Рисунок 5 – Характеристика современного генерационного потенциала (слева) и типа ОВ (справа) в разрезе глинистых пород тюменской свиты района исследований

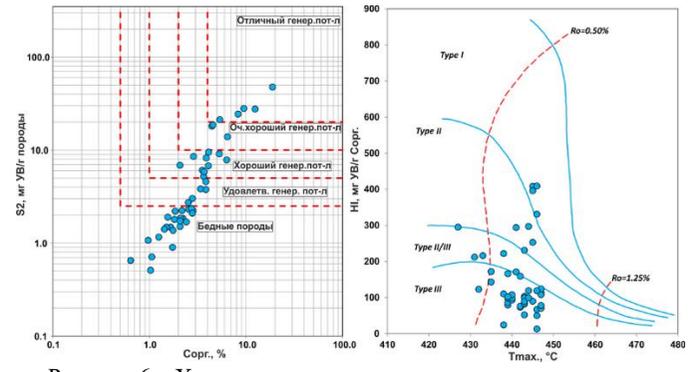


Рисунок 6 – Характеристика современного генерационного потенциала (слева) и типа ОВ (справа) в разрезе глинистых пород нижней юры района исследований

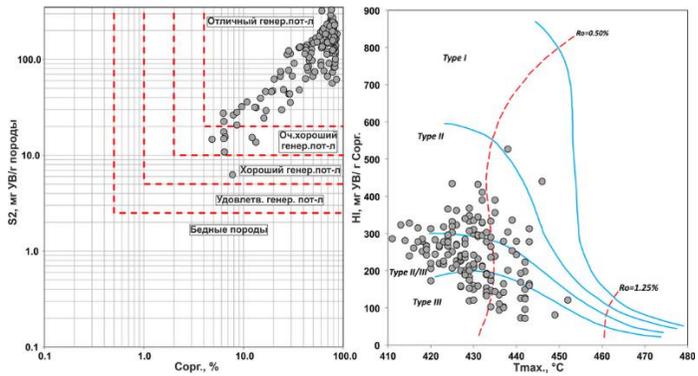


Рисунок 7 – Характеристика современного генерационного потенциала (слева) и типа ОВ (справа) образцов углей и углистых пород района исследований

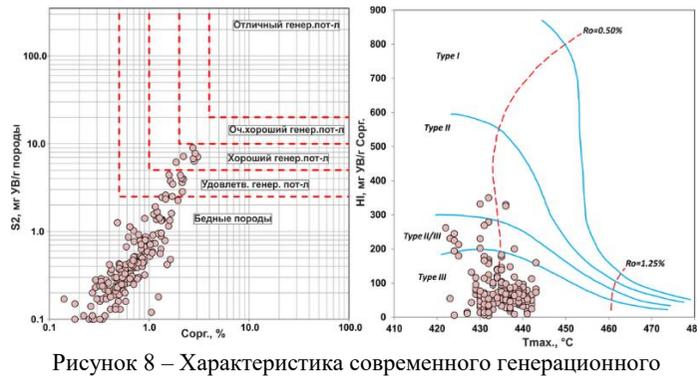


Рисунок 8 – Характеристика современного генерационного потенциала (слева) и типа ОВ (справа) в разрезе пород нижнего мела района исследований

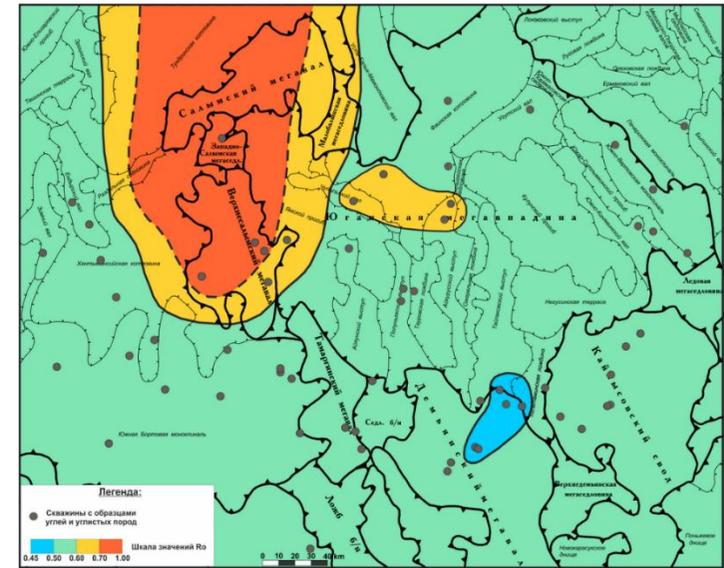


Рисунок 9 – Схема регионального изменения отражательной способности витринита  $R_{vit}^o$  в углях юрских отложений

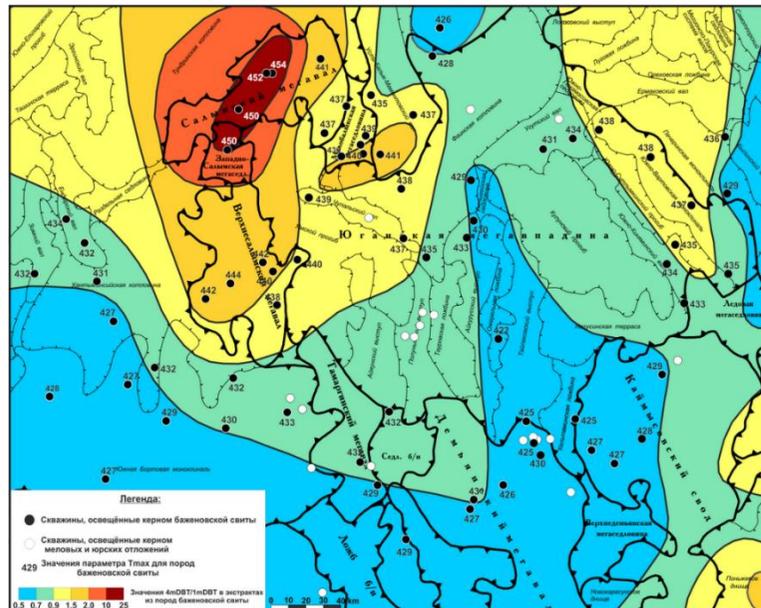


Рисунок 10 – Региональные закономерности изменения метилдибензотиофенового соотношения в экстрактах из пород баженовской свиты

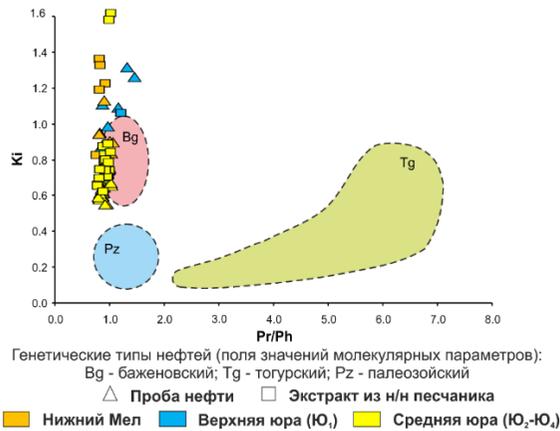


Рисунок 11 – Сопоставление молекулярных параметров в пробах нефти и экстрактах из нефтенасыщенных пород с результатами ранних работ [Гончаров и др., 2003]

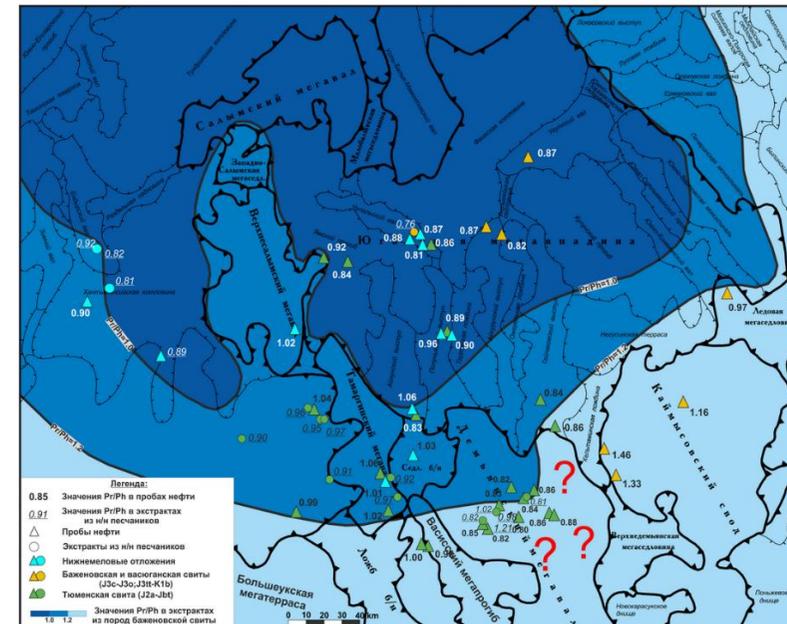


Рисунок 12 – Региональные закономерности изменения величины параметра Pr/Ph в пробах нефти и экстрактах из пород баженовской свиты

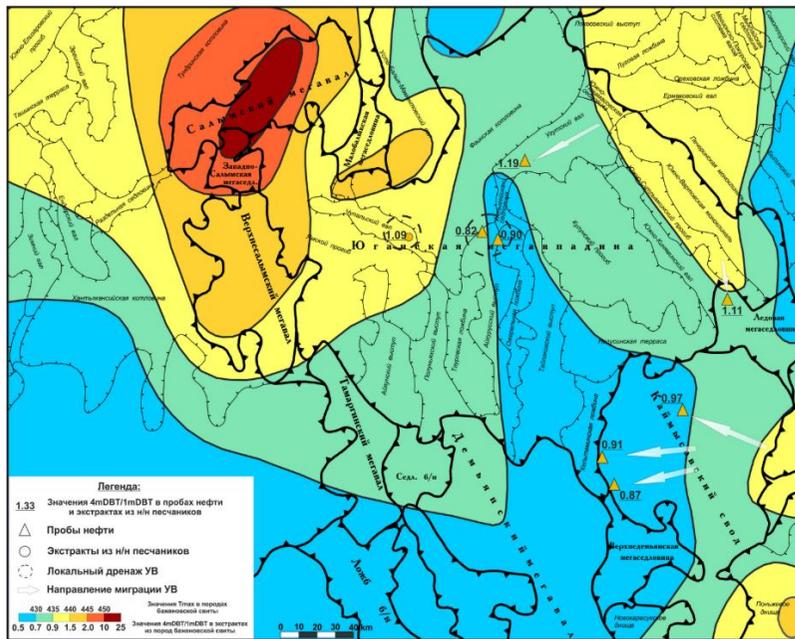


Рисунок 13 – Механизм заполнения ловушек верхнеюрских залежей

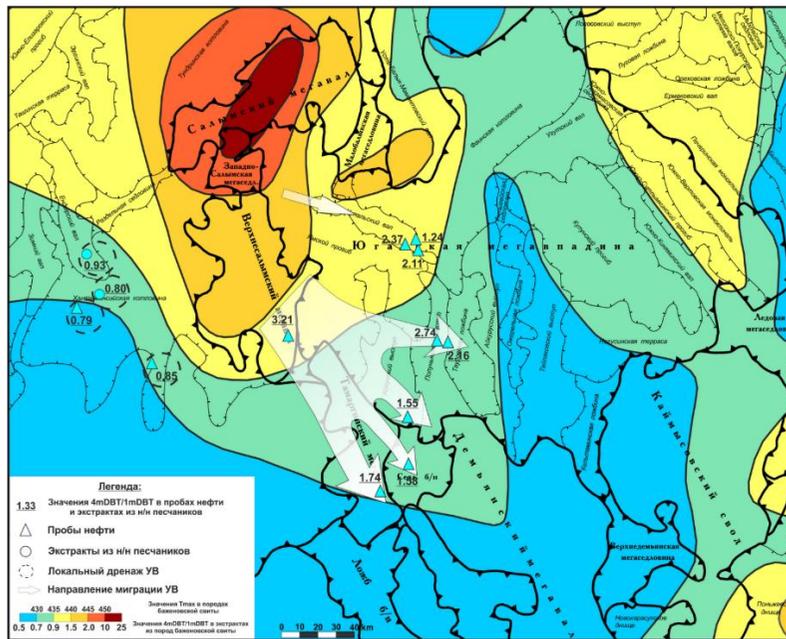


Рисунок 14 – Механизм заполнения ловушек нижнемеловых залежей

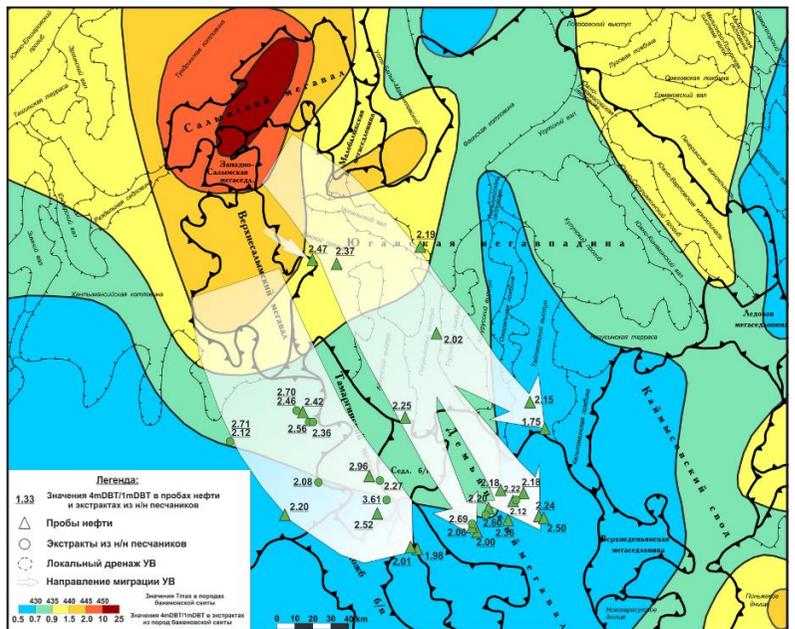


Рисунок 15 – Механизм заполнения ловушек среднеюрских (пласты Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub>) залежей