

ОТЗЫВ ОФИЦИАЛЬНОГО ОППОНЕНТА

на работу А.И. Бурухиной

«Геохимия нефтей и конденсатов из юрско-меловых залежей Ямальской нефтегазоносной области (Западная Сибирь)»

представленную на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 1.6.11 – «геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

По мере истощения запасов углеводородного сырья в легкодоступных регионах, Арктика становится объектом пристального внимания многих стран. На современном этапе своей геологической изученности, Западная Сибирь находится в том положении, когда можно говорить о том, что пик основных открытий крупных месторождений нефти и газа миновал. В тоже время, мировая статистика показывает, что от половины до 2/3 запасов нефти и газа сосредоточено в огромном числе мелких залежей, главным образом в ловушках неантиклинального типа. Появление программных комплексов для бассейнового моделирования существенно снизило риски при выполнении ГРП. Однако при этом существует проблема верификации полученных результатов моделирования. Для подтверждения корректности полученных результатов необходимо иметь на молекулярном и изотопном уровнях доказательства генетического родства флюидов, генерированных материнскими породами, термическая эволюция ОВ которых привела к образованию залежей. Результат бассейнового моделирования можно считать удовлетворительным только тогда, когда геохимический паспорт флюидов в уже открытых залежах будет совпадать с геохимическим паспортом нефтегазоматеринской породы, заложенной в модель. Кроме того, на этапе разработки возникают проблемы межпластовых перетоков, разделение продукции скважин при совместной эксплуатации нескольких объектов разработки, выделение работающих интервалов, обоснование наличия гидродинамически изолированных зон в пределах пласта и т.д. В этом плане любая новая информация, направленная на расширение представлений о природе углеводородов, заслуживает самого

пристального внимания. Поэтому рассматриваемая работа, посвященная изучению процессов нефтегазообразования и формирования залежей углеводородов в мезозойских отложениях Ямальской НГО **является несомненно актуальной.**

Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения.

Первая глава посвящена литературному обзору исследований разных авторов, где рассматривается история геологического развития стратиграфии, тектоническое и литолого-стратиграфическое строение осадочного чехла и обсуждаются общие вопросы нефтегазоносности территории исследования. Также сделан комплексный обзор публикаций по геохимическим исследованиям органического вещества предполагаемых нефтегазоматеринских пород. На мой взгляд, раздел несколько перегружен деталями, которые не всегда нужны для понимания и обсуждения материалов работы.

Вторая глава посвящена характеристике объектов и методов исследования, а также интерпретации аналитических данных. Всего в работе было исследованы 51 проба нефти, 48 проб конденсатов и 111 образцов пород. Флюиды отобраны из залежей надояхской свиты нижней юры, вымской и малышевской свит средней юры и таноппинской и ахской свит нижнего мела. Они характеризуют весь нефтегазоносный разрез в интервале глубин 900 – 3800 метров. Керновый материал представлен тремя скважинами полуострова Ямал и двумя скважинами западной части Гыданского полуострова. Образцы отобраны из таноппинской, ахской, малышевской, леонтьевской и вымской свит.

Образцы пород и флюиды были исследованы по единой схеме принятой в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ. Она отработана десятилетиями и является классической. Примечательно, что по каждому методу автор приводит значение погрешности, что редко встречается в диссертационных работах. Также удачной является выбранная автором компоновка главы. Описания каждого метода иллюстрируется его применением на конкретных образцах изучаемой территории. Кроме того, приводятся ссылки на работы других

исследователей, успешно использовавших его в своей работе. Правда, автору не всегда хватает критичности в оценке работ своих предшественников. Например, трудно согласиться с утверждением автора, что «... основным источником нефтяных аренов считаются (Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984) ароматические структуры ОВ, унаследованные от высших наземных растений (кутины, лигнин), высокие концентрации толуола, наравне с мЦГ, связывают с террагенным генотипом исходного ОВ.» Да, 40 лет назад эта гипотеза была основной, но за 40 лет наши представления о природе ароматических углеводородов нефти существенно расширились и появились другие хорошо обоснованные гипотезы. При рассмотрении вопроса о содержания серы в нефтях и природы отношения $\Sigma\text{ДБТ} + \text{МДБТ} / \Sigma\text{Ф} + \text{МФ}$ автор часто ссылается на публикацию (Hughes et al., 1995), (с 83, 90), хотя нами этот вопрос был детально обоснован ещё в 1983 г и опубликован в журнале «Геохимия».

Некоторые методы автором изложены излишне подробно. Например, при определении содержания битумоидов ($b_{\text{хб}}$), «...заливали безводным нелюминесцирующим хлороформом (400 мл), перемешивали и устанавливали в центрифугу (ЦДС-2, 1200 оборотов/мин, 12 мин)» (с 65). При описании других в результате «машинного перевода» появились странные формулировки «...Количество электричества, потребовавшееся для нейтрализации CO_2 фиксируется пересчетным и индикаторным устройством прибора» (с 61).

Третья глава в работе является самой лаконичной. В ней выполнен краткий обзор основных работ, выполненных на изучаемой территории. При этом автор не ограничивается Ямальной НГО, а рассматривает в целом территорию севера Западной Сибири. Более того, для сравнения автор приводит материалы исследований зарубежных коллег по НГБ севера Канады и США, имеющих близкое геологическое строение. Несмотря на более совершенную по сравнению с российскими исследователями аналитическую базу, им тоже не всегда удаётся надёжно количественно определить в составе природной смеси (нефть, конденсат) долю углеводородного флюида, генерированного той или иной нефтегазоматеринской породой («Multiple Oil

Families / Multiple Source Input»). В заключении главы, подводя итог автор делает совершенно правильный вывод: «... как среди зарубежных, так и отечественных публикаций по нефтегазоносности этих регионов, недостаточно комплексных геохимических исследований, выполненных на современном аналитическом уровне».

Четвертая глава является основной, она и посвящена обсуждению результатов выполненных аналитических исследований. Полученный автором обширный аналитический материал по составу нефтей, конденсатов и органического вещества требует его обобщения и комплексной проработки. В связи с неравномерным стратиграфическим распределением фактического материала по свитам описываются геохимические особенности флюидов из залежей нижнего мела и ОВ из нижнемеловой и верхнеюрской части разреза. Автором глава разбита на 6 разделов.

В разделе 4.1 проводится обсуждение физико-химических характеристик исследованной коллекции проб и конденсатов. Отмечено, что более 80% флюидов являются лёгкими, имеют низкое содержание серы, смол и асфальтенов. Между этими параметрами существуют надёжные корреляционные связи, что указывает на качество выполненных анализов. Несмотря на то, что эти закономерности не новы, наличие этого материала в работе вполне оправдано, поскольку позволяет лучше понять последующие результаты. В этом же разделе приведены результаты изотопного состава углерода. Здесь также наблюдаются классические закономерности – большинство проб нефтей имеют облегчённый состав, а конденсаты утяжелённый. Примечательно, что две пробы имеют значение $\delta^{13}\text{C}$ больше -28‰. И если для пробы из юрских отложений это вполне ожидаемо, то для проб из пластов, расположенных прямо над баженовским горизонтом, у геохимиков всегда возникает вопрос – был ли это заколонный переток из юрского пласта при испытании, или нефть оказалась в ловушке естественным путём в результате миграции по разломам или литологическим окнам? В этом случае требуется подтверждение путем сравнения результатов анализа проб из

других скважин этого пласта, либо экстрактов из нефтенасыщенного керна этого же пласта.

В разделе 4.2 проводится типизация нефтей и конденсатов на основе распределения низкомолекулярных углеводородов C_5-C_8 . С использованием широкого набора молекулярных параметров, показано участие в формировании низкокипящей составляющей флюидов двух источников: органического вещества преимущественно морского происхождения (баженовский горизонт) и средней юры (малышевская свита), где превалируют биопродукты неморского происхождения. Значительная часть из исследованных проб существенно биodeградированы. Наиболее глубоко биodeградации подвержены флюиды залежей яронгской и танопчинской свит. Флюиды юрских залежей кроме пласта Ю2 (Новый порт, Тпл 62 С) биodeградацией не затронуты. Полученные материалы позволяют надежно отбраковать при типизации пробы флюидов, в которых генетический паспорт искажен биodeградацией.

Разделы 4.3-4.5 посвящены типизации флюидов на основе фракций, выкипающих выше 200 С нефтей и конденсатов по результатам распределения н-алканов и ациклических изопреноидов, стеранов, гопанов, ароматических и тиофеновых соединений. По комплексу параметров показано, что в залежах с глубиной залегания меньше 2220 м нефти и конденсаты в разной степени биodeградированы. Совершенно справедливо отмечено, что с развитием в районе исследования фазово-ретроградных процессов информативность некоторых генетических параметров ($n-C_{27}/n-C_{17}$, TAR) и трицикланов с разной молекулярной массой, ограничена. В составе высокотемпературных фракций разных нефтей обнаружены биомаркеры, указывающие на преобладающий вклад нефтегазоматеринских пород с ОБ, как морского, так и неморского генезиса. Происхождение флюидов за счёт генерации ОБ связанного в основном с морскими биопродуктами выявлено для большинства нефтей Сядорского, Нейтинского и Новопортовского из юрского интервала разреза, а также нефти Нейтинского месторождения из пласта ТП1. С другой стороны, преимущественно неморским ОБ генерированы нефти из танопчинских

залежей, а также конденсаты из среднеюрских коллекторов. Залежи яронгской свиты сформировались при участии как морского ОВ (Новопортовское), так и неморского (Южно-Тамбейского). Участие двух нефтегазоматеринских пород в формировании залежей подтверждается наличием хороших корреляционных зависимостей между молекулярными и изотопными параметрами флюидов. Зрелость нефтегазоматеринского ОВ нефтей и конденсатов района исследований оценивалась по распределению высокомолекулярных насыщенных и ароматических соединений. В целом по комплексу молекулярных параметров катагенеза сделано заключение, что формирование залежей углеводородов, как в юрских коллекторах, так и в меловых, происходило за счет генерации ОВ, находящегося в ГЗН.

Раздел 4.6 посвящён геохимической характеристике исследованного кернового материала. На мой взгляд это самая проблемная часть работы. И не потому, что плохо выполнены анализы, или они некорректно интерпретированы. Просто, у автора не было в распоряжении достаточного количества образцов (всего 111?) керна чтобы детально охарактеризовать разрез района исследований. Вероятно, керна просто не отбирался. Об этом можно судить по керну Нейтинского месторождения. В 80-ые годы там было пробурено две скважины (№№ 27 и 28) с хорошим отбором керна. В те годы в нашей лаборатории в ЗапсибНИГНИ он был исследован: скв 27, три образца из J3, п/ф 1.15-1.40; скв 28 J2, три образца п/ф 2.2-2.8. Автору эти образцы не попали на исследования, но полученные нами тогда результаты хорошо согласуются с результатами, полученными автором по флюидам. Результаты пиролиза в табл 4.8 красноречиво показывают, что в исследованной коллекции не оказалось достойных нефтегазоматеринских пород, способных сформировать уже открытые залежи месторождений района исследований. Автор сам это прекрасно понимает и, комментируя рис 4.32, характеризует генерационный потенциал исследованных образцов «... от плохого до удовлетворительного» (стр 181). Спрашивается – а зачем приводить в работе такой материал, который ничего не доказывает? Многочисленными

публикациями различных авторов на основе молекулярных и изотопных параметров было убедительно показано, что залежи углеводородов на севере Западной Сибири были генерированы минимум двумя нефтегазоматеринскими породами с очень контрастными характеристиками. Для того чтобы создать модель формирования залежей в конкретном месте региона, необходимо подобрать хорошую коллекцию керн или шлама и детально её охарактеризовать (возраст, распространение, мощность, Сорг, начальный и текущий генерационный потенциал, молекулярные и изотопные параметры). За последние 15 лет в лабораториях ТомскНИПИнефть и ТПУ мы получили огромный фактический материал (десятки скважин, тысячи образцов керн и шлама, сотни проб жидких и газообразных флюидов) по Гыдану, который позволяет понять механизм формирования залежей этого района. Поэтому я уверенно могу утверждать, что результаты по Гыдану, приведенные в табл 4.8, тоже совершенно далеки от реальной картины. Там в образцах баженовского горизонта содержание Сорг на уровне 2-4-8% (до 10%).

В пятой главе приведены результаты геохимической типизации нефтей и конденсатов Ямальской нефтегазоносной области и их потенциальные источники. По сути, в этой главе выполнена корреляция нефть (конденсат)/НГМП. На основе комплекса полученных результатов и с учётом литературных данных автором сделана попытка предложить один из возможных вариантов эволюции органического вещества, начиная от исходных биопродуцентов, их условий осадконакопления, катагенеза и вторичного преобразования в залежи. Приведены схемы локализации залежей с разным содержанием лёгких и тяжёлых фракций по свитам разных месторождений. Также даны схемы распространения нафтидов разных генетических групп по составу легкокипящих и тяжёлых фракций. Показано, что большая часть изученных легкокипящих фракций в составе нафтидов всего района исследования генерирована ОВ преимущественно неморского типа. Они идентифицированы в залежах всего интервала нефтегазоносности: от нижнесреднеюрских до альб-сеноманских. С ОВ морского происхождения генетически связано большинство

высокотемпературных УВ-фракций нафтидов из залежей ахской свиты. При этом производные планктоногенного ОБ концентрируются в этом интервале разреза преимущественно в залежах на юге района исследования. На севере полуострова Ямал в залежах ахской свиты, напротив, диагностируются отдельные нафтиды, формирование состава высокотемпературных УВ-фракций которых происходило из неморского ОБ. Автор пытается скрупулёзно с точностью до процента оценить принадлежность флюида, генерированного разным ОБ к той или иной свите «... в изученных нафтидах, отобранных из остальных юрских и меловых залежей, их содержание незначительно ($K_{1al} \sim 2,5 \%$; $K_{1b-h} \sim 0,5 \%$; $J_{1-2} \sim 8 \%$).» В то же время он понимает, что эта цифра не отражает долю углеводородов, генерированных этим ОБ, в залежи, а показывает процент проб такого генетического типа в общей выборке «изученных» проб.

Также приведены схемы размещения по свитам и месторождениям флюидов разной степени биodeградации. При этом не отмечено очень высоких (4+) стадий биodeградации, затронувших высокомолекулярные нафтеновые углеводороды, поскольку во всех пробах отсутствуют 25-норгопаны. Заканчивается глава (с 213) несколько неожиданным предположением автора, где он допускает возможность участия неморского ОБ мела в генерации «незначительных количеств жидких УВ». Правда, в «заключении» (с 215) он делает правильный вывод: «полученные данные не подтверждают представления об участии слабозрелого мелового ОБ в генерации нефтей и конденсатов апт-альб-сеноманского комплекса Ямальской НГО.»

В **Заключении** автор подводит итог проделанной работе, акцентируя внимание на основных результатах:

- продукты генерации органическим веществом баженовского горизонта в основном сосредоточены в высокомолекулярных фракциях залежей ахской свиты;
- флюиды, генерированные неморским ОБ средней юры представлены в основном низкомолекулярными углеводородами и присутствуют в залежах

всего интервала нефтегазоносности: от нижнесреднеюрских до альб-сеноманских;

- залежи нефтей и конденсатов с пластовой температурой ниже 70 С существенно затронуты биодеградацией.

Критическое рассмотрение представленной работы позволяет сделать заключение по её содержанию.

Рассматривая **достоверность и обоснованность научных положений** необходимо отметить, что автором проведено обобщение значительного объема информации по результатам исследования и выполнена его глубокая проработка с помощью оптимального комплекса современных физико-химических методов анализа. **Достоверность** полученных аналитических результатов подтверждается их сходимостью в рамках внутреннего контроля и воспроизводимостью при сопоставлении с данными, полученными в других лабораториях.

Новизна проведенного исследования заключается прежде всего в его комплексности. Автором выполнена геохимическая интерпретация широкого спектра аналитических данных от физико-химических характеристик флюидов до их компонентного и изотопного состава. Авторский подход к совместному учету этой геохимической информации позволил на новом качественном уровне провести генетическую типизацию и определить региональные закономерности распределения нефтей и конденсатов разных геохимических типов по площади и по разрезу.

Теоретическая и практическая значимость. Полученная на современном аналитическом уровне информация по физико-химическим свойствам, молекулярному и изотопному составу флюидов может быть использована прежде всего для верификации результатов бассейнового моделирования, решения практических вопросов добычи и разработки, а также рациональной схемы переработки.

Автореферат по своей структуре и освещению разделов соответствует содержанию диссертации. Автором опубликовано 5 статей в изданиях,

рекомендованных ВАК при Минобрнауки России. Список публикаций, приведенный в автореферате, в полной мере отражает вклад автора в решение проблемы нефтегазоносности Ямальской НГО. Материалы, положенные в основу научных исследований, прошли апробацию в виде 17 докладов на российских и международных научных конференциях.

В целом, несмотря на отмеченные недостатки, диссертация является добротной научной квалификационной работой, соответствует критериям, установленным п.п. 9-14 «Положения о присуждении ученых степеней» (утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 24 сентября 2013 г. № 842) для ученой степени кандидата наук, а ее автор Бурухина Александра Ильинична достойна присуждения ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 1.6.11 – «Геология поиски, разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений».

Гончаров Иван Васильевич, профессор, д.г.-м.н.

Беланов

Главный эксперт,

Управление лабораторных исследований пластовых флюидов, технологических жидкостей и реагентов

Обособленное подразделение Филиала ООО «РН-ГИР» в г. Красноярск (г. Томск)

(раб. телефон (3822) 611-835; Томск, Проспект Мира 72, e-mail: goncharoviv@nipineft.tomsk.ru)

Подпись И.В. Гончарова заверяю

Ученый секретарь

Филиала ООО «РН-ГИР» в г. Красноярске

Кандидат философских наук



[Signature]

Е.Ю. Барышева

Я, Гончаров Иван Васильевич, даю согласие на включение своих персональных данных в документы, связанные с работой диссертационного совета и их дальнейшую обработку.

10.09.26.