

ПРИРОДА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (ГЕОХИМИЧЕСКИЙ АСПЕКТ)

© 2023 г. И. В. Гончаров^{a, b, *}, М. А. Веклич^a, Н. В. Обласов^a, В. В. Самойленко^a, С. В. Фадеева^{a, b}, Р. С. Кашапов^{a, b}, А. В. Жердева^a, Н. А. Смирнова^b

^aАО “ТомскНИПИнефть”, пр. Мира, 72, Томск, 634027 Россия

^bНациональный исследовательский Томский политехнический университет, пр. Ленина, 30, Томск, 634050 Россия

*e-mail: goncharoviv@tomsknipi.ru

Поступила в редакцию 02.04.2022 г.

После доработки 20.06.2022 г.

Принята к публикации 28.06.2022 г.

В работе приведены результаты выполненных авторами комплексных геохимических исследований образцов жидких и газообразных флюидов, а также керн и шлама. Комплекс исследований включал в себя проведение хроматографических и масс-спектрометрических определений молекулярного и изотопного состава углерода нефтей, газов, конденсатов и экстрактов из пород. Анализ полученных результатов и обобщение их с опубликованными материалами позволили сделать выводы относительно источника углеводородов и механизма формирования их залежей. Сведения о молекулярном и изотопном составе флюидов и распределении их залежей в пределах осадочного чехла показывает, что большинство из них полихронны и полигенны. Особенности молекулярного и изотопного состава позволяют оценить вклад различных источников в образование залежей. Формирование состава их жидкой составляющей произошло в результате генерации углеводородов органическим веществом юрских отложений. Породы нижней и средней юры с неморским органическим веществом также внесли значительный вклад в формирование газовой составляющей залежей севера Западной Сибири. Меловые отложения генерировали только “сухой” газ. Вероятно, именно они стали основным источником газа при образовании залежей, которые имеют изотопно-легкий состав углерода метана. Использование результатов по изотопному составу углерода в совокупности с молекулярными параметрами позволяет уточнить условия формирования той или иной залежи и уточнить пути и расстояние миграции к местам аккумуляции.

Ключевые слова: нефть, газ, нефтематеринская порода, молекулярный состав, изотопный состав, Западная Сибирь, баженковский горизонт, микробиальный газ, термогенный газ

DOI: 10.31857/S0016752523020048, **EDN:** CKZWEB

ВВЕДЕНИЕ

Север Западной Сибири по своим запасам углеводородов является уникальным природным объектом. Несмотря на то, что ему посвящены тысячи публикаций, механизм образования их залежей до конца не ясен. Мнений и гипотез много, однако истина одна, и мы настолько приближаемся к ней, насколько полно владеем информацией. При этом информация должна быть комплексной, ибо выводы, сделанные на основе результатов даже самых детальных исследований, могут быть ошибочными. Поэтому необходима не только геологическая информация — она должна быть из разных областей знаний: геология, химия, физика, термодинамика, биология и т.д. Она должна отражать течение природных процессов образования залежей углеводородов на разных уровнях: ядерном (изотопия), атомном (содержание и соотношение элементов), молекулярном

(состав и количество соединений, образующих флюид), планетарном (изменение климата, тектоника). В своей совокупности полученная информация должна рисовать непротиворечивую картину образования месторождений углеводородов, т.е. давать ответы на вопросы: из чего, где, когда, почему, как, сколько и какого состава углеводороды оказались в той или иной ловушке. Ответы на эти вопросы важны не только для понимания их генезиса — зная их, можно существенно снизить риски при выполнении работ по разведке новых залежей и месторождений, а также оптимизировать затраты при добыче и разработке.

В конце прошлого и начале нынешнего века было опубликовано много исследований, посвященных различным вопросам геохимии севера Западной Сибири. В ряде из них было выполнено моделирование генерации углеводородов различными нефтегазоматеринскими породами (Аста-



Рис. 1. Карта расположения изучаемой территории.

хов, 2015; Немченко-Ровенская и др., 2011; Конторович и др., 2013а; Ступакова и др., 2014). Были оценены масштабы генерации как в целом различных комплексов: нижнесреднеюрский, верхнеюрский, ниже- и верхнемеловые отложения, так и отдельных свит. К этим результатам следует относиться достаточно осторожно. В программном обеспечении заложено много допущений и предположений и, к сожалению, отсутствует инструмент для верификации полученных результатов. Для подтверждения корректности полученных результатов моделирования необходимо иметь на молекулярном и изотопном уровнях доказательств генетического родства флюидов, аккумулярованных в ловушках, и нефтегазоматеринских пород, термическая эволюция органического вещества которых привела к образованию этих залежей (Goncharov et al., 2021).

В последние десятилетия произошел огромный прогресс в геохимических исследованиях, который обусловлен, с одной стороны, технологиями отбора проб (MDT, изотубы, дегазация шлама), а с другой, совершенствованием аналитической техники (GC–MS, GC–MS (Q TOF), пиролиз IRMS), что существенно расширяет возможности геохимии в плане детализации информации и снимает ряд неопределенностей при ее интерпретации. У авторов в Томске в лабораториях АО “ТомскНИПИнефть” и НИ ТПУ была возможность в полной мере воспользоваться этим методом и по результатам исследования проб и образцов (кern, шлам, нефть, конденсат, газ) с десятков месторождений и площадей, получить уникальную информацию об их составе, проливающую свет на их генезис. В настоящей работе

приведены некоторые результаты этих исследований. Природа газо- и нефтеносности севера, имея ряд отличительных особенностей, не отделима в целом от Западной Сибири (Широтное Приобье, юг и юго-восток). В данной работе под “севером” понимается огромная территория, расположенная севернее Сибирских увалов: Надым-Пурская и Пур-Тазовская нефтегазоносные области, западная часть Енисей-Хатангского региона, Ямал, Гыдан, Таймыр и Карское море (рис. 1).

СУЩЕСТВУЮЩИЕ ГИПОТЕЗЫ

Во второй половине прошлого века после открытия гигантских залежей севера в 1967 г. появились две публикации коллективов авторов СНИИГГиМС и ВНИГРИ (Гурари и др., 1967; Условия формирования, 1967). На основе имеющейся на то время информации был сделан вывод, что формирование залежей происходило за счет вертикальной миграции из юрских отложений. Примечательно, что несмотря на некоторые расхождения в деталях этих работ, авторы не рассматривали в качестве генерирующих меловые отложения. В том же году вышла работа коллектива авторов из ЗапСИБНИГНИ (Боярских и др., 1967), в которой авторы выделили в разрезе шесть нефтегазоносных комплексов: нижнесреднеюрский, верхнеюрский, валанжинский, готерив-барремский, апт-сеноманский и верхнемеловой. Предполагалось, что генерация и формирование залежей происходило за счет латеральной миграции в пределах каждого комплекса.

В следующем году вышла серия работ (Багринцева и др., 1968; Великовский и др., 1968; Нем-

ченко, Ровенская, 1968), обосновывающих участие в процессах газо- и нефтегенерации неморского органического вещества, в том числе, средне- и верхнемеловых отложений. В своей совокупности в этих работах были высказаны все имеющиеся на сегодня представления о природе залежей нефти и газа в регионе. Стоит отметить, что во всех работах была одна и та же информация о геологическом строении региона и скудные сведения о составе и свойствах, полученных жидких и газообразных флюидов, с использованием которых на основе общегеологических представлений были сформулированы выводы.

Следующий важный шаг бы сделан в 1970–80 гг. с появлением информации по изотопному составу углерода газов различных месторождений (Ермаков и др., 1970; Васильев и др., 1970; Нестеров и др., 1981). Оказалось, что $\delta^{13}\text{C}$ суммы газовых углеводородов изменяется от -34.3 до -64.7% . При этом газы сеноманских отложений в целом оказались существенно изотопно легче газов юры и валанжина, что являлось прямым подтверждением участия в их образовании нескольких источников. В частности, утверждалось (Васильев и др., 1970), что “главным источником газа газовых месторождений севера Западной Сибири была угольная органика покурской серии ранних стадий метаморфизма”. В 1981г было показано, что несмотря на одинаковый “сухой” состав газа сеноманской залежей, изотопный состав метана в них изменяется очень широко (16%), а в пределах сеноманской залежи Уренгойского месторождения на 10% (Нестеров и др., 1981).

ГЕОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ

Отличительной чертой геологического разреза севера Западной Сибири от южных областей является значительное увеличение мощности юрско-мелового комплекса. Рассматриваемая территория характеризуется очень широким гипсометрическим и стратиграфическим интервалом нефтегазоносности. Залежи расположены на глубинах от 750 до более 4500 м с возрастом от нижне-среднеюрских до сеноман-туронских отложений, включительно. Мощность мезозойских отложений широко варьирует – она увеличивается в местах тектонического опускания и существенно падает на структурах. Геологический разрез представляет собой чередование пород разного литологического состава, что обусловлено тектоническими процессами, приводящими к колебанию глубины бассейна осадконакопления. В период трансгрессивных этапов (рис. 2) в морских условиях шло накопление глинистых отложений, а в периоды регрессии в условиях прибрежно-морских фаций шло накопление пород, обогащенных песчаными разностями (Shemin et al., 2019).

В разрезе выделяется несколько нефтегазоносных комплексов: нижне-среднеюрский, верхнеюрский, неокомский, баррем-аптский и альб-сеноманский. Нижне-среднеюрский комплекс (Shemin et al., 2019) представлен породами преимущественно, аллювиально-дельтового, озерного и прибрежно-морского генезиса. Их толщина в разрезе достигает 2 и более км.

Нижняя юра представлена зимним, левинским, шараповским, китербютским и надояским горизонтами. В разрезе средней юры выделяются мальшевский, леонтьевский и вымский горизонты. В состав верхнеюрских отложений входят васюганский, георгиевский и баженовский горизонты (рис. 2). В разных частях рассматриваемой территории баженовский горизонт входит в состав нескольких свит: баженовская, гольчихинская и яновстанская свиты (Рыжкова и др., 2018). Они приурочены к максимальной трансгрессии бассейна осадконакопления, имевшей место в поздней юре и нижнем мелу ($J_{3tt}-K_{1b}$). Все они имеют ряд общих черт в условиях осадконакопления, которые определяют тип органического вещества и, соответственно, состав и свойства генерируемых им флюидов. Непосредственно под баженовским горизонтом залегают пласт $Ю_1$. Ниже него в отложениях средней и нижней юры расположены пласты $Ю_2$, $Ю_3$, $Ю_4$ и т.д.

На породах баженовского горизонта залегают отложения берриас-аптского комплекса, нижняя часть которого представлена подачимовскими глинами и ачимовскими песчаниками. Их формирование протекало в условиях затухающей верхнеюрской трансгрессии. Разрез представлен в основном аргиллитами и песчаниками и в значительно меньшей степени углистыми породами. Здесь в пластах БТ, БУ, БЯ, Ач, Нх сосредоточены основные запасы жидких углеводородов. Выше по разрезу в породах апт-альб-сеноманских отложений (танопчинская, яковлевская свиты) увеличивается доля пород, формирование которых проходило в условиях прибрежно-морских фаций. Они представлены переслаиванием алевролитов, песчаников и углей. К этим отложениям приурочены основные газовые залежи месторождений – гигантов севера Западной Сибири.

ОБРАЗЦЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

В настоящее время коллекция изученных нами нефтей, конденсатов и газов месторождений севера Западной Сибири является одной из самых представительных (рис. 1). В данной статье использованы результаты исследования 97 проб нефтей и конденсатов, 320 проб попутных нефтяных и свободных газов газовых шапок и газовых залежей с 32 месторождений, часть результатов исследований не представлена в таблицах, но приведена на рисунках. Помимо газовых проб,

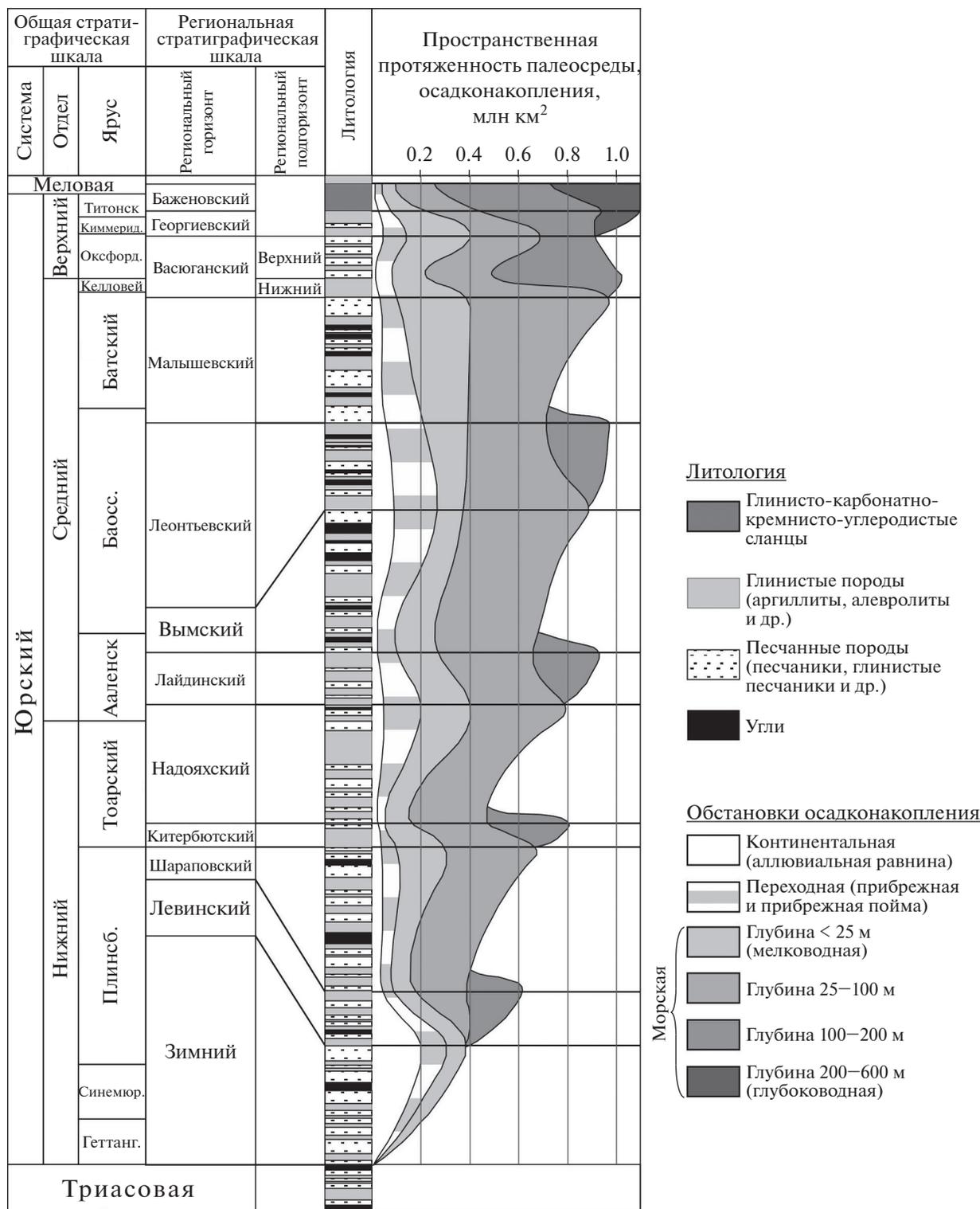


Рис. 2. Литостратиграфия и условия накопления юрских осадков на севере Западно-Сибирского бассейна (Shemin et al., 2019 с изменениями).

полученных при испытании скважин и в процессе добычи, изучались пробы газа дегазации бурового раствора, которые отбирались в процессе бурения скважин, а также газ, который выделился

из керна нефтематеринских пород при транспортировке керна в герметичных тубах.

Нефти, конденсаты и экстракты из пород разделялись на фракции. Из проб осаждались ас-

фальтены с помощью петролейного эфира. Деасфальтенизаты методом жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле делились на фракции насыщенных углеводородов, ароматических углеводородов и смол, которые, соответственно, элюировались растворителями: петролейный эфир, петролейный эфир/толуол (6 : 1 по объему) и толуол/этанол (1 : 1 по объему).

Для нефтей, конденсатов, экстрактов из пород и выделенных из них фракций проводилось определение изотопного состава углерода ($\delta^{13}\text{C}$) на изотопном масс-спектрометре DELTA V ADVANTAGE Thermo Fisher Scientific соединенным с элементным анализатором Flash 2000.

Для газов изотопный состав углерода компонентов $\text{C}_1\text{--C}_5$ измерялся на том же изотопном масс-спектрометре, но с другой системой пробоподготовки – газовый хроматограф Trace GC Ultra в комплекте с приставкой GC Isolink. Разделение компонентов осуществлялось на капиллярной колонке Poraplot Q ($52.5\text{ м} \times 0.32\text{ мм} \times 10\text{ мкм}$) в режиме программирования температур. Изотопные отношения в статье приведены в промилле (‰) относительно общепринятого VPDB стандарта.

Сходимость $\delta^{13}\text{C}$ между параллельными измерениями с использованием элементного анализатора Flash 2000 в качестве системы пробоподготовки в среднем не выходит за пределы $\pm 0.15\%$, а для Trace GC Ultra + GC Isolink не более $\pm 0.25\%$,

Молекулярный состав нефтей, конденсатов и экстрактов из пород изучался методом хромато-масс-спектрометрии GC–MS с использованием газового хроматографа Hewlett Packard 6890, оснащенного 5973 масс-селективным детектором. Хроматография выполнялась на колонке HP-1-MS ($30\text{ м} \times 0.25\text{ мм}$) в режиме линейного программирования температуры (3 мин при 45°C , нагрев со скоростью $3^\circ\text{C}/\text{мин}$ до 310°C и термостатирование в течение 20 мин).

Упомянутые в статье образцы нефтематеринских пород изучались пиролитическим методом на приборе Rock-Eval 6 Turbo (Behar et al., 2001). Оценивался их остаточный генерационный потенциал (S_2 , мг УВ/г породы и HI, мг УВ/г $\text{C}_{\text{орг}}$), содержание органического углерода ($\text{C}_{\text{орг}}$, мас. %) и определялась температура максимального выхода пика S_2 (параметр T_{max} , $^\circ\text{C}$).

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Нефтегазоматеринские породы

Нефтегазоматеринские свойства пород и их катагенез в пределах региона широко изменяются, но при этом сохраняется ряд общих закономерностей (Лопатин, Емец, 1999а; Ларичев и др., 2003; Филиппов и др., 2006; Родченко, 2016; Афанасенков и др., 2018, 2019; Фурсенко и др., 2021).

Породы нижней юры наименее обогащены органическим веществом, и оно наиболее термически преобразовано. На большей части территории оно уже находится за пределами фазы генерации нефти и способно генерировать лишь незначительное количество “сухого” газа (Фомин, 2011; Богоявленский, Полякова, 2012). Катагенез по шкале отражательной способности витринита (R_o) соответствует значениям, превышающим 1.5–2% (Фомин, 2011), поэтому значения остаточного генерационного потенциала органического вещества (HI) менее 100 мг УВ/г $\text{C}_{\text{орг}}$, а в самых нижних горизонтах менее 10 мг УВ/г $\text{C}_{\text{орг}}$ (Лопатин, Емец, 1999б).

Породы средней юры содержат значительно больше органического вещества, но в нем велика доля углей и углистых аргиллитов. В тоже время встречаются прослойки аргиллитов, содержащие органическое вещество смешанного генезиса. Основная часть этих пород находится в конце главной фазы нефтеобразования – начале главной фазы газообразования. Несмотря на то, что они в значительной мере реализовали свой генерационный потенциал, значения остаточного HI достигают 300 мг УВ/г $\text{C}_{\text{орг}}$. Следует помнить, что в составе генерируемых углеводородов органического вещества такого типа преобладает газовая составляющая. Наилучшими генерационными характеристиками на изучаемой территории, как и в целом Западной Сибири, обладают породы баженовского горизонта. Содержание $\text{C}_{\text{орг}}$ в них обычно 2–6%, а в некоторых районах достигает 10% и более (Конторович и др., 2018; Лопатин, Емец, 1999а). Значения начального HI достигают 500 мг УВ/г $\text{C}_{\text{орг}}$ и более в районе Ванкорского месторождения (Гончаров и др., 2009а). На подавляющей части территории органическое вещество находится в фазе активной генерации нефти и лишь на периферии в наиболее приподнятых частях бассейна оно сохранило свой начальный потенциал. Предполагается, что в наиболее погруженных частях оно вступило в главную фазу газообразования (Фомин, 2011).

Содержание $\text{C}_{\text{орг}}$ в породах нижнего мела (ахская, таноупчинская свиты) находится на уровне 1–2%, а в углистых аргиллитах достигает 15%. Генерационный потенциал органического вещества аргиллитов, как правило, не высокий (HI = 70–250 мг УВ/г $\text{C}_{\text{орг}}$), а в углистых аргиллитах и углях он достигает значений 350–450 мг УВ/г $\text{C}_{\text{орг}}$.

Многочисленными исследованиями было показано, что на подавляющей части территории органическое вещество меловых отложений не вступило в активную фазу генерации жидких и газообразных углеводородов. Только в наиболее погруженных частях оно достигло необходимой зрелости, достаточной для начала генерации жидких углеводородов. Нами были выполнены де-

тальные геохимические исследования керн, шлама и экстрактов из пород параметрической скважины Гыданская-130, вскрывшей весь мезозойский комплекс (рис. 3). Рассчитанные значения отражательной способности витринита (R_c) в породах нижнего мела находятся на уровне 0.55–0.60%, T_{max} по результатам Rock-Eval пиролиза равен 430–435°C. В то же время, в нижней юре (зимний и левинский горизонты) T_{max} превышает 500°C, а R_c более 1.8%. На этом же рис. 3 видно, что апт–альбские и средне- и верхнеюрские отложения содержат значительные количества $C_{орг}$, а текущий генерационный потенциал органического вещества составляет больше 400 мг УВ/г $C_{орг}$. Комплекс молекулярных и пиролитических параметров катагенеза указывает на то, что органическое вещество юрских отложений находится в фазе активной генерации углеводородов. Содержание органического вещества в отложениях мела и ниже-среднеюрского комплекса, представленного углями и углистыми сланцами, значительно выше, чем в породах баженовского горизонта. При этом суммарная мощность высоко обогатенных органическим веществом углистых пород также существенно выше. В подошве шараповского горизонта значения T_{max} достигают 500°C, а HI меньше 80 мг УВ/г $C_{орг}$. Такое органическое вещество способно генерировать только “сухой” газ.

Нефти и конденсаты (жидкая составляющая флюидов)

Состав пластового флюида зависит от множества факторов: генетика органического вещества, катагенез, миграция, биодеграция, ретро процессы и др. В табл. 1 приведен перечень месторождений, с которых были проанализированы жидкие пробы. Он включает в себя залежи в коллекторах от нижней юры до верхнего мела. Их состав и свойства широко изменяется, что неоднократно отмечалось в литературе (Стасова и др., 1981; Фурсенко и др., 2021). Достаточно сказать, что их плотность находится в диапазоне от 0.750 до 0.960 г/см³. В таблице в качестве основных молекулярных параметров нефти приведено отношение изопреноидных углеводородов пристана и фитана (P/F) и соотношение суммы их содержания с n -алканами C_{17} и C_{18} (изопреноидный коэффициент: $K_i = (P + F)/(n-C_{17} + n-C_{18})$). Отношение P/F является общепризнанным и легко определяемым фациально-генетическим параметром нефти и конденсата. Принципиально важно, что эта генетическая метка, унаследованная нефтью от органического вещества нефтегазоматеринской породы, не изменяется в ходе катагенеза и миграции, но может изменяться при биодегградации и фазовых переходах. Для того, чтобы учесть фазовые переходы достаточно сле-

датель поправку (Гончаров, Лебедева, 1985), которая учитывает конденсатное распределение изучаемой пробы (в случае если это конденсат). Параметр P/F отражает окислительно-восстановительные условия захоронения исходного органического вещества в бассейне осадконакопления. В период максимальной волжско-валанжинской трансгрессии в центральной части Западной Сибири в условиях сероводородного заражения придонных вод в резко восстановительной обстановке формировались осадки баженовского горизонта, давшие начало всем месторождениям-гигантам Широкого Приобья. Величина P/F для этих нефтей изменяется в диапазоне 0.6–1.2. По мере удаления от центра к периферии бассейна уменьшалась глубина бассейна и увеличивалась вероятность окисления биомассы в процессе осадконакопления, что нашло отражение в повышенных значениях отношения P/F в экстрактах из пород баженовского горизонта (Гончаров, 1987) (баженовская, гольчихинская, яновстанская свиты) и генерированных ими нефтях. На территории Ямальского, Гыдананского, Таймырского полуостровов и остальной территории ЯНАО значение P/F в нефтях и экстрактах из нефтематеринских пород баженовского горизонта изменяется в широком диапазоне от 1.3 до 2.1. Нефти, генерированные этими породами были отнесены нами к баженовскому типу по аналогии с юго-востоком Западной Сибири (Гончаров и др., 2003, 2012). Из табл. 1 следует, что основная часть таких нефтей сконцентрирована в меловых ловушках и значительно меньше их находится в ниже залегающих коллекторах верхней юры (пласт Ю₁ Харампурское, Восточно-Уренгойское).

Антиподом нефтей баженовского типа являются нефти, генерированные органическим веществом добаженовских отложений нижней и средней юры, названные нами тогурским типом (Гончаров и др., 2003, 2012). Они были генерированы органическим веществом, сформировавшимся в основном из неморских биопродуцентов, захоронявшихся в достаточно окислительных условиях озерно-болотных и прибрежно-морских фаций. Как следствие этого, экстракты из этих пород и генетически связанные с ними нефти, имеют самые высокие значения P/F (3–5 и более), что позволяет их легко и надежно отличать от баженовских нефтей. Залежи нефтей тогурского типа практически отсутствуют в районе Широкого Приобья. Значительная часть их сосредоточена на юго-востоке Западной Сибири. Там они образуют залежи главным образом в коллекторах средней и верхней юры, а при наличии благоприятных условий и в меловых породах (Фестивальное, Южно-Мылдзинское месторождения (Гончаров и др., 2012). Участие флюидов этого генетического типа в формировании нефтегазоносности севера Западной Сибири неоднократно отмеча-

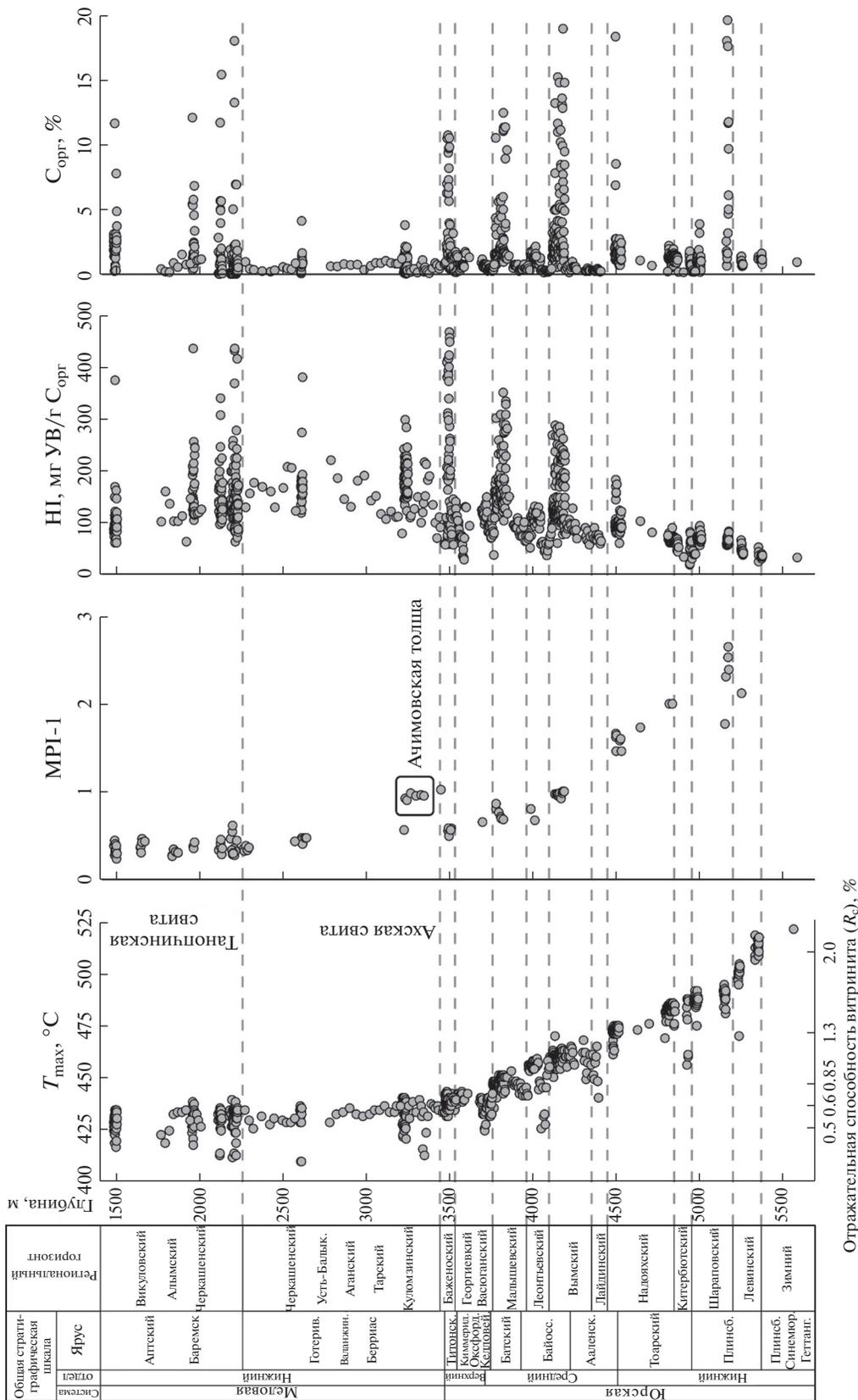


Рис. 3. Изменение некоторых геохимических параметров по разрезу скважины. Гыданская-130 (на диаграмме $C_{орг}$ приведены образцы со значениями менее 20%; Метилфенантроновый индекс-1 или MPI-1 = $1.5 \times (2-MR + 3-MR) / ((R \times 0.69) + 1 - MR)$, где MR — изомеры метилфенантрена, R — фенантрен; R_c — величина отражательной способности витринита, рассчитанная по формуле $R_c = 0.018 \times T_{max} - 7.16$ (Jarvie et al., 2001).

Таблица 1. Нефти и конденсаты: значения молекулярных параметров, рассчитанных по результатам хромато-масс-спектрометрического анализа, изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$) нефти и выделенных из нее фракций (НасУВ – насыщенные углеводороды, АруВ – ароматические углеводороды, См – смолы, Асф – асфальтены)

№ п/п	Месторождение, площадь	Возраст коллектора	Пласт	П/Ф	Ki	$\delta^{13}\text{C}$ Нефти, ‰	$\delta^{13}\text{C}$ НасУВ, ‰	$\delta^{13}\text{C}$, АруВ, ‰	$\delta^{13}\text{C}$ См, ‰	$\delta^{13}\text{C}$ Асф, ‰
1	Байкаловское	Нижний мел	Бк ₀	3.40	1.31	-30.4	—	—	—	—
2	Байкаловское	Нижний мел	Бк ₃	3.17	10.1	-30.5	—	—	—	—
3	Байкаловское	Нижний мел	Нск-VI	1.56–2.13	0.61– 10.7	-31.6	-32.0	-30.5	-30.6	-30.1
4	Байкаловское	Нижний мел	Нск-VIII ?	1.53	0.73	—	—	—	—	—
5	Байкаловское	Нижний мел	Нск-IX	1.99	0.61	-31.2	—	—	—	—
6	Байкаловское	Нижний мел	Нск-XIII	1.45	0.57	-31.3	-32.3	-31.1	-30.8	-31.1
7	Байкаловское	Нижний мел	Нск-XIV	1.51	0.58	-32.3	-32.3	-31.2	-31.0	-31.0
8	Байкаловское	Нижний мел	Нск-XV	1.47	0.57	-32.5	-32.5	-31.5	-31.2	-32.5
9	Береговое	Апт	ПК ₁₉	2.10–5.42	0.38– 3.92	-28.3 to -27.1	—	—	—	—
10	Береговое	Нижний мел	А ₇₋₈	2.60	0.41	-28.4	—	—	—	—
11	Береговое	Нижний мел	Ач ₁	1.59	0.64	-32.3	-33.0	-32.0	-31.3	-30.6
12	Береговое	Нижний мел	БТ ₅₋₄	2.82	0.37	-28.3	—	—	—	—
13	Береговое	Нижний мел	Бт ₁₀	1,66	0.56	-31.3	—	—	—	—
14	Береговое	Верхняя юра	Ю ₁ ⁴ , Ю ₁ ³	3.53	0.33	-27.2	—	—	—	—
15	Береговое	Средняя юра	Ю ₂	3.25	0.31	-26.6	-27.7	-25.1	-25.9	—
16	Бованенковское	Апт	ТП ₁₄	2.15–2.78	10.9–3.57	-29.8 to -29.0	—	—	—	—
17	Бованенковское	Баррем	ТП ₁₅₋₁₆	1.86	0.89	-29.2	—	—	—	—
18	Бованенковское	Баррем	ТП ₁₇ ¹	1.69	0.46	-30.3	—	—	—	—
19	Бованенковское	Готерив	БЯ ₁	1.60	0.38	-29.9	—	—	—	—
20	Бованенковское	Готерив	БЯ ₂	1.55	0.30	29.4	—	—	—	—
21	Бованенковское	Готерив	БЯ ₄	1.56–1.77	0.30–0.26	-29.0 to -28.4	—	—	—	—
22	Ванкорское	Апт-альб	Як ₃₋₇	1.30–2.13	0.85–3.70	-30.53	-30.9	-29.4	-29.8	-30.1
23	Ванкорское	Валанжин-готерив	Сд ₉	1.94	7.32	—	—	—	—	—
24	Ванкорское	Берриас-валанжин	Нх ₁	1.93–2.01	0.57– 1.42	—	—	—	—	—
25	Ванкорское	Берриас-валанжин	Нх ₃₋₄	1.61–1.94	0.56–0.77 (15.1)	-31.7	-32.0	-30.8	-30.9	-30.7
26	Ванкорское	Берриас-валанжин	Нх ₄	1.96–2.10	2.14–12.2	-31.6	-31.8	-30.9	-30.9	-30.7
27	Верхнекубинский ЛУ	Нижний мел	Сд ₆	1.44	1.20	-28.9	-29.7	-27.6	—	—
28	Верхнекубинский ЛУ	Нижний мел	Сд ₇₋₈	1.37	0.69	-28.7	-29.5	-27.7	—	—
29	Верхнекубинский ЛУ	Нижний мел	Сд ₈	2.61	0.70	-28.3	-29.1	-26.9	—	—
30	Верхнекубинский ЛУ	Нижний мел	Сд ₉	2.06	0.52	-28.5	-29.4	-26.7	—	—
31	Верхнекубинский ЛУ	Нижний мел	Сд ₁₁	1.76	0.79	-28.5	-29.5	-27.6	—	—
32	Верхнекубинский ЛУ	Нижний мел	Сд ₁₃	2.49	1.13	-28.5	-28.7	-27.0	—	—
33	Восточно-Мессояхское	Сеноман	ПК ₁₋₃	1.85	3.53	-29.2	-29.7	-28.7	-30.2	-29.7
34	Восточно-Мессояхское	Апт	Мх ₈₋₉	1.85	2.80	-30.9	-31.2	-30.1	-30.2	-29.9
35	Восточно-Мессояхское	Готерив	БУ ₈	1.81	0.93	-31.0	-31.4	-30.4	-30.6	-29.9
36	Восточно-Мессояхское	Валанжин	БУ ₁₃ ¹	1.80	0.59	-31.2	-31.4	-30.4	-30.7	-30.1

Таблица 1. Продолжение

№ п/п	Месторождение, площадь	Возраст коллектора	Пласт	П/Ф	Ki	$\delta^{13}\text{C}$ Нефти, ‰	$\delta^{13}\text{C}$ НасУВ, ‰	$\delta^{13}\text{C}$, АрУВ, ‰	$\delta^{13}\text{C}$ См, ‰	$\delta^{13}\text{C}$ Асф, ‰
37	Восточно-Уренгойский ЛУ	Нижний мел	Ач ₅ ²⁻³	3.26	0.36	-25.8	-28.2	-26.2	-28.2	-
38	Восточно-Уренгойский ЛУ	Нижний мел	Ач ₆	2.58	0.35	-26.3	-26.7	-24.8	-27.0	-
39	Восточно-Уренгойский ЛУ	Верх. юра	ЮК ₀	1.73	0.67	-30.3	-	-	-	-
40	Восточно-Уренгойский ЛУ	Средняя юра	ЮГ ₂	1.92	0.44	-30.0	-	-	-	-
41	Восточно-Уренгойский ЛУ	Средняя юра	ЮГ ₃	3.39	0.24	-26.3	-26.7	-24.8	-27.0	-
42	Вынгайхинское	Нижний мел	БП ₁₇	1.50	0.66	-31.6	-	-	-	-
43	Горчинский ЛУ	Средняя юра	Ю ₂	4.05	0.33	-26.0	-	-	-	-
44	Гыданское	Нижний мел	Ач	2.28	0.61	-29.4	-30.4	-29.2	-29.7	-30.9
45	Западно-Иркинский ЛУ	Берриас-валанжин	Нх ₄₋₅	1.71	0.48	-31.8	-	-	-	-
46	Западно-Лодочное	Средняя юра	Малышев. свита	4.37	0.32	-28.4	-	-	-	-
47	Ичемминская	Нижний мел	СД ₂	2.54	0.36	-29.6	-	-	-	-
48	Ичемминская	Берриас-валанжин	Нх ₃₋₄	2.60	0.44	-30.6	-	-	-	-
49	Ичемминская	Средняя юра	малышев. свита	3.39	0.34	-27.1	-	-	-	-
50	Кынское	Верхняя юра	Ю ₁ ⁴	3.35	0.31	-27.0	-	-	-	-
51	Лодочное	Апт-альб	Як ₅	1.46	3.62	-30.2	-	-	-	-
52	Лодочное	Берриас-валанжин	Нх ₁	1.78	0.79	-31.3	-	-	-	-
53	Лодочное	Берриас-валанжин	Нх ₃	1.85–1.96	0.51–2.36	-	-	-	-	-
54	Мангазейское	Верхняя юра	Ю ₁ ² + Ю ₁ ³	3.23	0.33	-27.9	-28.3	-25.9	-28.3	-28.3
55	Ново-Уренгойский ЛУ	Нижний мел	Ач ₃₋₄	3.21–3.64	0.26–0.35	-27.6 to -25.3	-	-	-	-
56	Ново-Часельский ЛУ	Верхняя юра	Ю ₁ ²	4.58	0.24	-26.4	-	-	-	-
57	Пайяхское	Берриас-валанжин	Нх ₄ ¹⁻³	1.77	0.71	-32.4	-32.5	-31.3	-31.1	-31.6
58	Пеляткинское	Валанжин-готерив	Сд ₈	3.56	0.72	-30.2	-	-	-	-
59	Рагозинская (западный купол)	Нижняя юра	-	3.00	0.21	-29.7	-28.8	-27.6	-28.7	-
60	Русское	Альб	ПК ₃	-	-	-30.1	-30.2	-29.4	-29.7	-29.4
61	Русское	Альб	ПК ₄ + ПК ₅	-	-	-30.0	-30.5	-29.5	-30.2	-29.4
62	Русское	Альб	ПК ₆	2.63	0.43	-30.0	-30.4	-29.3	-29.9	-
63	Русское	Баррем	Мх ₈	-	-	-30.5	-31.3	-30.5	-30.3	-29.9
64	Русское	Нижний мел	Бт ₂ ¹	2.05	0.49	-30.8	-31.1	-30.1	-30.1	-29.5
65	Русское	Нижний мел	Бт ₄	2.14	0.87	-30.9	-31.4	-30.7	-30.3	-30.1
66	Русское	Средняя юра	Ю ₂	3.79	0.26	-26.5	-28.0	-25.2	-27.3	-
67	Русско-Реченское	Валанжин	БТ ₁₄	1.98	0.55	-31.4	-31.7	-30.9	-30.3	-
68	Русско-Реченское	Средняя юра	Ю ₃ ¹ + Ю ₃ ² + Ю ₄	4.58	0.34	-27.2	-28.7	-26.3	-27.1	-
69	Салмановское	Апт	ТП ₁	6.64	4.35	-28.6	-	-	-	-
70	Салмановское	Апт	ТП ₁₂	6.09	1.64	-	-	-	-	-

Таблица 1. Окончание

№ п/п	Месторождение, площадь	Возраст коллектора	Пласт	П/Ф	Ki	$\delta^{13}\text{C}$ Нефти, ‰	$\delta^{13}\text{C}$ НасУВ, ‰	$\delta^{13}\text{C}$, АрУВ, ‰	$\delta^{13}\text{C}$ См, ‰	$\delta^{13}\text{C}$ Асф, ‰
71	Салмановское	Апт	ТП ₁₄	2.41	0.62	-28.5	—	—	—	—
72	Салмановское	Баррем	ТП ₁₆ ²	2.83	0.40	—	—	—	—	—
73	Салмановское	Баррем	ТП ₁₇	2.78	0.42	-28.7	—	—	—	—
74	Салмановское	Баррем	ТП ₁₈	3.39	0.32	-28.3	—	—	—	—
75	Салмановское	Баррем	ТП ₂₁ ¹	2.57	0.43	-28.7	—	—	—	—
76	Салмановское	Баррем	ТП ₂₂	2.67	0.32	-27.1	-29.3	-27.1	-27.8	-28.5
77	Салмановское	Баррем	ТП ₂₅ ¹	2.10	0.46	-28.9	-30.0	-28.1	-30.7	-29.9
78	Салмановское	Баррем	ТП ₂₇ ²	2.42	0.39	-27.0	-28.3	-26.4	-30.9	—
79	Самбургское	Нижний мел	Ач ₃	1.81	0.67	-29.7	—	—	—	—
80	Самбургское	Нижний мел	Ач ₅	1.95–2.82	0.41–0.63	-30.7 to -28.6	—	—	—	—
81	Самбургское	Нижний мел	Ач ₆ ¹ , Ач ₆ ⁰⁻²	2.88	0.39	-28.3	—	—	—	—
82	Самбургское	Средняя юра	Ю ₂ , Ю ₄ , Ю ₅	3.44	0.37	-27.1	—	—	—	—
83	Северо-Комсомольское	Верхний мел	ПК ₁	—	—	-30.3	—	—	—	—
84	Северо-Русское	Верхний мел	ПК ₁₉	5.23	8.02	-27.4	—	—	—	—
85	Северо-Русское	Нижний мел	БТ ₁₁	1.61–1.99	0.40–0.58	-30.3	—	—	—	—
86	Северо-Русское	Нижний мел	БТ ₁₂	1.33–1.58	0.48–0.62	-31.2 to -30.1	-31.4	-29.8	-30.8	—
87	Северо-Русское	Средняя юра	Ю ₂ ¹	3.25	0.33	-24.7	-27.1	-29.6	-26.4	—
88	Тагульское	Нижний мел	вЯк ₁	—	—	-30.9	-31.1	-30.6	-30.6	-30.2
89	Сузунское	Берриас-валанжин	Нх ₁	2.01	0.54	-31.3	—	—	—	—
90	Сузунское	Берриас-валанжин	Нх ₃	2.03	0.55	—	—	—	—	—
91	Уренгойское	Нижний мел	БУ ₈	2.26	0.64	-32.1	—	—	—	—
92	Хадырьяхинский ЛУ	Апт	ПК ₂₀ ³	1.96–3.71	0.47– 2.08	-28.2	-28.7	-30.5	—	—
93	Хадырьяхинский ЛУ	Валанжин	Бт ₁₄	1.58	0.55	-32.1	-32.6	-31.8	-31.2	-30.0
94	Хадырьяхинский ЛУ	Верхняя юра	Ю ₁ ⁴ , Ю ₁ ²	1.25	0.55	-29.9	-30.4	-28.2	-29.5	-28.9
95	Харампурское	Апт	ПК ₂₀	—	—	-30.7	-31.6	-30.3	-30.1	-29.5
96	Харампурское	Верхняя юра	Ю ₁	1.83	0.41	-31.2	-31.6	-30.8	-30.6	-29.8

Примечания. П/Ф – отношение содержания пристана и фитана; $Ki = (П + Ф)/(n-C_{17} + n-C_{18})$ – изопреноидный коэффициент. Для проб с конденсатным распределением даны скорректированные значения согласно (Гончаров, Лебедева 1985).

Ki – значения, выделенные жирным шрифтом, относятся к биодеградированным пробам.

лось (Воробьева и др., 1992; Скоробогатов и др., 2003, 2006; Соболева и др., 2019; Гончаров и др., 2022; Chakhmakhchev et al., 1994; Katz et al., 2003; Liu et al., 2016; Fursenko, Kim, 2019; Leushina et al., 2021).

Другой важный параметр Ki (табл. 1) отражает катагенез, т.е. этапность (последовательность) разрушения органического вещества в процессе генерации нефти. Первые порции нефти (экстракты из нефтематеринской породы), генерированной органическим веществом имеют Ki боль-

ше 1.0. В ходе дальнейшей термической эволюции органического вещества значение Ki будет постоянно уменьшаться до 0.2 и менее (Гончаров и др., 2004). В отличие от параметра П/Ф, величина Ki очень сильно зависит от процесса биодеградации, т.е. микробального окисления нефти в залежи. Этот параметр является одним из наиболее чутких критериев степени подверженности флюида биохимической деградации в залежи (Гончаров, 1987). Однако биодеградация в пласте возможна только при температуре ниже 70°C и

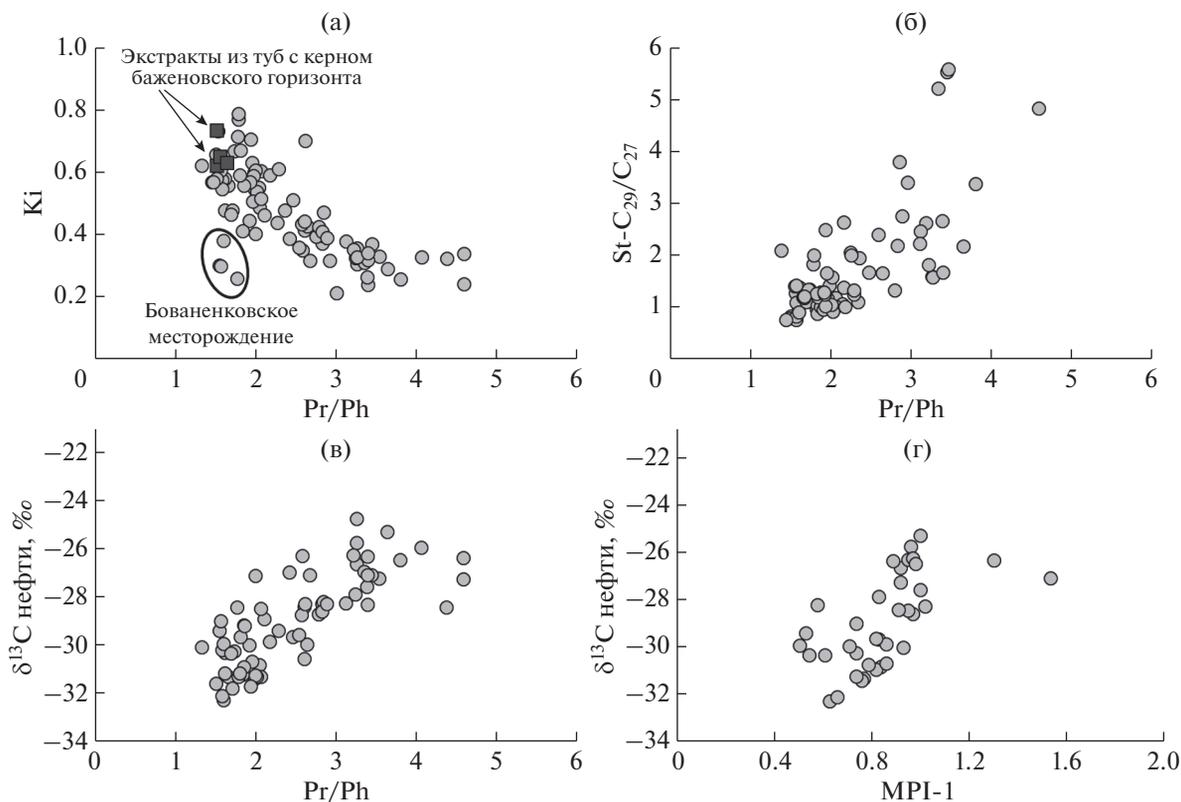


Рис. 4. Взаимосвязь молекулярного и изотопного состава углерода для изученных проб нефтей и конденсатов.

хороших коллекторских свойствах пласта. Последнее обстоятельство не менее важно, чем пластовая температура. В пределах залежи степень биодегradации определяется прежде всего его коллекторскими свойствами. Это было нами продемонстрировано на примере пласта Нх₃₋₄ Ванкора (Oblassov et al., 2018), где этот параметр использовался в модифицированном виде. Аналогичная картина прослеживается и на ряде других залежей. Например, в пласте ПК₁₉ Берегового месторождения величина Ki изменяется от 0.38 до 10 и более. Поэтому, если в табл. 1 значение Ki больше 0.8, то с большой вероятностью можно говорить о биодегradации нефти; такие пробы для генетических построений используются с осторожностью. Однозначно к нефтям (конденсатам) тогурского типа в таблице 1 следует отнести пробы, где значение П/Ф больше 3.0, а Ki меньше 0.4.

На рис. 4 приведена серия зависимостей, иллюстрирующая взаимосвязь молекулярных и изотопных параметров углеводородного состава исследованных проб. Их анализ позволяет получить важную информацию о генезисе флюидов, приведенных в табл. 1. Наблюдается отчетливый тренд уменьшения Ki по мере роста величины П/Ф (рис. 4а). При этом в левом верхнем углу располагаются нефти из пород баженовского горизонта, органическое вещество которых захороня-

лось в более восстановительных условиях (низкие значения П/Ф) и низкий катагенез (более высокие значения Ki), а в нижнем правом, нефти из добаженовских отложений, для которых характерны более окислительные условия (высокие значения П/Ф) и более высокий катагенез (низкие значения Ki). Это дает основание предполагать, что наблюдаемая закономерность обусловлена существованием на исследуемой территории залежей нефтей чисто баженовского и тогурского типов, а также их смесей. На рис. 4а обращает внимание широкий разброс значений параметра Ki при значениях П/Ф в интервале 1.5–2.0. Это обусловлено большими вариациями катагенеза пород баженовской свиты, генерировавшими флюиды. При этом на рис. 4а выделяются из общего тренда своими низкими значениями Ki пробы Бованенковское месторождения. Такие величины больше характерны для проб добаженовских флюидов (табл. 1). Однако низкое значение П/Ф (меньше 2) и легкий δ¹³C указывают на достаточно восстановительные условия осадконакопления органического вещества, что не характерно для пород этого возраста. Пробы нефтей с такими значениями (0.32–0.40), генетически связанными с породами баженовской свиты, нами встречены только на месторождениях “Большого Салыма” (Лемпинская площадь, пластовая тем-

пература 138°C). Катагенез пород баженовской свиты в районе Бованенковского месторождения существенно ниже, чем на Салымском (Фомин, 2011), однако на севере от месторождения расположена Южно-Карская мегавпадина, где прогнозируется самый высокий катагенез (АК₁) верхнеюрских пород. Вероятно, именно они стали основным источником генерации флюидов этого месторождения. Возможность такой дальней миграции (150–200 км) была нами продемонстрирована на примере формирования месторождений юга Тюменской области (Goncharov et al., 2021).

На рис. 46 показана связь между параметром П/Ф и отношением между стеранами состава C₂₉ и C₂₇. Известно, что в нефтях, образованных из морского органического вещества, значение для стеранов St-C₂₉/C₂₇ около единицы, а из неморского органического вещества, в зависимости от вида биопродуцентов, эта величина может быть 2–3 и более. С ростом П/Ф, т.е. увеличением в залежи доли нефти, генерированной неморским органическим веществом добаженовских отложений, в ней наблюдается увеличение St-C₂₉/C₂₇. Большой разброс величины St-C₂₉/C₂₇ (до 5 и более) после значений П/Ф выше 2.5, вероятно, отражает нестабильность фаций озерно-болотных и прибрежно-морских обстановок осадконакопления с разной долей участия высшей (наземной растительности) и низшей (водоросли, фитопланктон).

Принадлежность исследованных нефтей к двум разным нефтематеринским породам кроме молекулярных параметров также хорошо прослеживается на уровне их изотопного состава углерода. Известно (Кодина, Галимов, 1984; Гончаров 1987), что органическое вещество, накопление которого проходило в окислительных условиях, обогащено тяжелым изотопом углерода, а органическое вещество восстановительных обстановок и, соответственно, генерированная им нефть содержит больше легких изотопов. Можно уверенно говорить, что, если значение $\delta^{13}\text{C}$ неразделенного флюида в табл. 1 находится в интервале от –27.5 до –26‰, то его источником было органическое вещество добаженовских отложений, и наоборот, если значение $\delta^{13}\text{C}$ равно –32...–30‰, то он был генерирован органическим веществом баженовского горизонта. Эта закономерность – взаимосвязь П/Ф, который отражает степень аэробного окисления органического вещества на стадии седименто- и диагенеза, с $\delta^{13}\text{C}$ флюида достаточно хорошо прослеживается (рис. 4в). Более окисленное органическое вещество озерно-болотных и прибрежно-морских фаций добаженовских отложений генерировало нефти и конденсаты, обогащенные органическим углеродом ^{13}C . Поскольку эти флюиды генерированы более зрелым органическим веществом, то вполне логичной выглядит

связь между $\delta^{13}\text{C}$ и MPI-1 (рис. 4г), являющимся одним из наиболее часто используемых критериев катагенеза. Высокое отношение П/Ф генетически связано с органическим веществом более зрелых добаженовских пород, генерирующих флюид, с высоким значением параметра MPI-1. Было показано (Goncharov et al., 2015), что параметр MPI-1 слабо реагирует на изменение термической зрелости органического вещества баженовской свиты. Даже в нефтях Салыма, где пластовая температура достигает 138°C, и органическое вещество исчерпало свой генерационный потенциал на 90%, его значение не превышает 1.0. С другой стороны, этот параметр является надежным критерием оценки зрелости неморского органического вещества (Radke, 1988). Об этом убедительно свидетельствует его прекрасная корреляция с отражательной способностью витринита и пиролитическим параметром T_{max} в разрезе скважины Гыданская-130 (рис. 3). На этом рисунке также отчетливо видно увеличение значений MPI-1 в ачимовских коллекторах, что указывает на присутствие добаженовских углеводородов в составе насыщающих их флюидов. Эта же закономерность (увеличение значений MPI-1 в ачимовских отложениях) также прослеживается и в залежах Уренгойского месторождения (рис. 5). Примечательно, что в экстрактах из коллекторов средней юры оно устойчиво выше, чем в экстрактах из углистых аргиллитов с этой же глубины. Этот факт указывает на то, что флюиды в коллекторах не сингенетичны вмещающим отложениям, а были генерированы более зрелым органическим веществом нижележащих пород. Если предположить близость теплового потока в районе Уренгойского месторождения и Гыданской-130, то по значению MPI-1 можно ориентировочно оценить глубину и возраст генерирующих их отложений.

Зависимость молекулярного и изотопного состава флюидов прослеживается, как в целом по региону, так и в разных залежах одного месторождения, а часто и в пределах одного пласта. Ярким примером являются ачимовские отложения месторождений, расположенных в восточной части Большого Уренгоя: Восточно-Уренгойский и Ново-Уренгойский лицензионные участки, Самбургское месторождение и др. (табл. 1, рис. 6). На рисунке 6 видно, что $\delta^{13}\text{C}$ суммарной (углеводороды, смолы, асфальтены) жидкой составляющей флюидов ачимовских отложений изменяется достаточно широко (разброс значений составляет более 4‰). Эти изменения находятся в пределах $\delta^{13}\text{C}$ проб флюидов, полученных из добаженовских отложений (правая крайняя кривая на рис. 6) и собственно баженовской свиты (левая крайняя кривая). Поскольку $\delta^{13}\text{C}$ является аддитивной величиной (в отличие от молекулярных параметров), то используя его, можно легко оценить

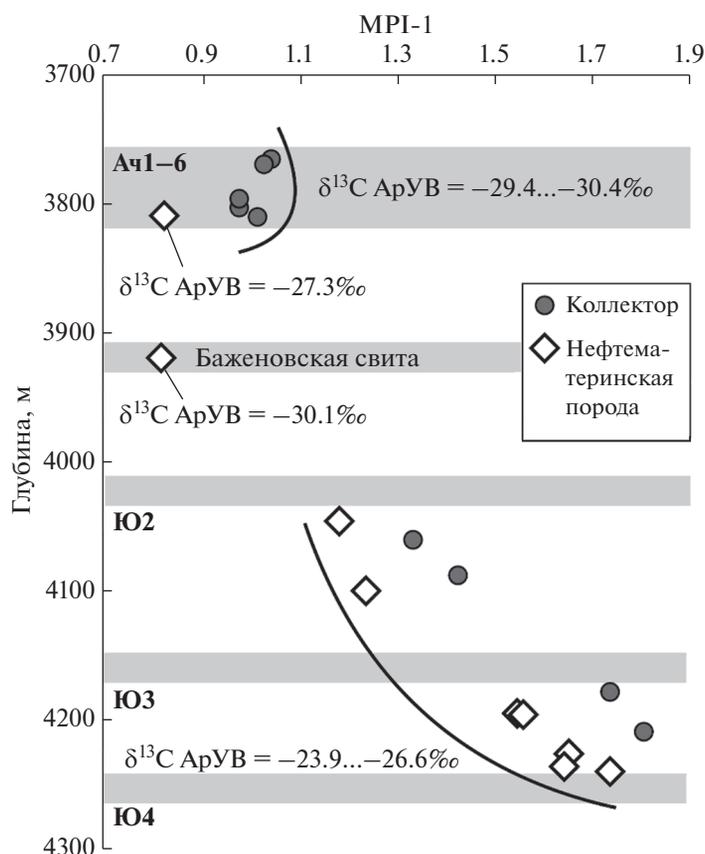


Рис. 5. Изменение молекулярного параметра MPI-1 с глубиной в нефтях и экстрактах из пород в одной из скважин Уренгойского месторождения.

вклад баженовского и добаженовского флюида при формировании той или иной залежи. В целом в восточной части Уренгойского месторождения (Ново-Уренгойский и Восточно-Уренгойский лицензионные участки) при переходе с севера на юг наблюдается увеличение доли добаженовского флюида (Рейтблат и др., 2021).

На исследуемой территории часто пробы, отобранные из разных скважин, относят к одному и тому же пласту и считают единым объектом разработки. Однако результаты изучения их молекулярного и изотопного состава показывают, что это не всегда так. Хорошим примером является пласт ПК₁₉ Берегового месторождения. На месторождении в одной из разведочных скважин из среднеюрских пород (пласт Ю₂) были получены пробы нефти с $\delta^{13}\text{C} = -26.6\text{‰}$, а из нижнемеловых пород (пласт Ач₁) получена нефть с $\delta^{13}\text{C} = -32.3\text{‰}$ (табл. 1). Значения $\delta^{13}\text{C}$ этих проб является типичным для флюидов, генерированных органическим веществом добаженовских отложений и органическим веществом пород баженовского горизонта, соответственно. $\delta^{13}\text{C}$ проб, отобранных из 20 эксплуатационных сква-

жин пласта ПК₁₉, изменяется от -27.8 до -31.5‰ . Это означает, что пробы из разных скважин нельзя относить к одному объекту разработки. На самом деле эта залежь может быть не единой, а быть системой изолированных зон (линз) гидродинамически не связанных друг с другом. Примечательно, что иногда пробы из скважин, находящихся на расстоянии 500 м друг от друга, могут по $\delta^{13}\text{C}$ отличаться на 2‰ и более.

Приведенные закономерности изменения молекулярного и изотопного состава углеводородов средних (пристан и фитан) и высококипящих (стераны, гопаны) фракций прослеживаются также и на уровне углеводородов низкокипящих фракций и газов. Некоторые из них приведены на (рис. 7). Было показано (Гончаров, 1987), что для бензиновых фракций нефтей с высоким отношением П/Ф характерно повышенное содержание ароматических и нафтеновых углеводородов относительно алканов, а также соединений с геминально замещенными атомами углерода, как в алканах, так и нафтенах. На рис. 7 видно, что параллельно с утяжелением $\delta^{13}\text{C}$ нефти в ней растет доля ароматических (рис. 7а) углеводородов от-

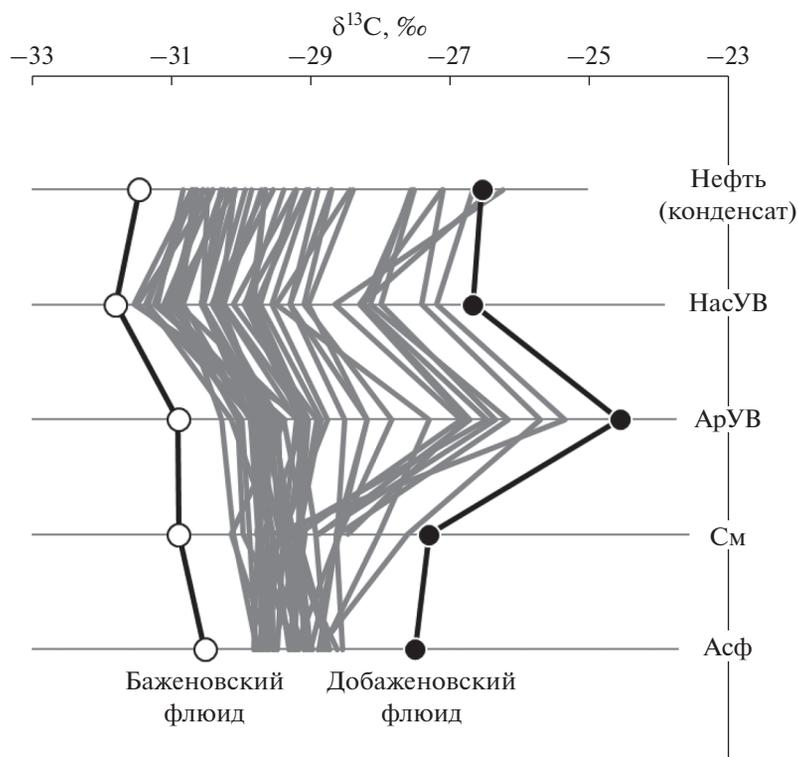


Рис. 6. Изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$) нефтей, конденсатов месторождений Большого Уренгоя и выделенных из них фракций (НасУВ – насыщенные углеводороды, АруВ – ароматические углеводороды, См – смолы, Асф – асфальтены).

носителю алканов и происходит утяжеление $\delta^{13}\text{C}$ *изо*-бутана (рис. 7б), увеличивается отношение *изо*-пентана к *n*-пентану (рис. 7в). Также с уменьшением K_i увеличивается отношение метилциклогексана к *n*-гептану (рис. 7г), т.е. увеличивается количество нафтеновых углеводородов относительно алканов.

Таким образом, наблюдаемые закономерности в изменении молекулярного и изотопного состава жидких углеводородов и их взаимосвязь с составом газа, указывают на то, что пластовая система в меловых залежах формируется в результате заполнения ловушки либо продуктами генерации органическим веществом неморских отложений нижней и средней юры или органическим веществом баженовского горизонта. Многие залежи представляют собой их смеси. Используя информацию по их молекулярному и изотопному составу, можно определить вклад каждого источника. Например, из табл. 1 следует, что большинство проб газонефтяных и газоконденсатных аптальб-сеноманских залежей имеют обогащенный $\delta^{13}\text{C}$ нефтей и конденсатов (менее -30‰), что указывает на доминирующий вклад в формирование их жидкой составляющей продуктов генерации органическим веществом баженовского горизонта.

Газы

В отличие от жидких углеводородов в составе газов значительно меньше параметров, проливающих свет на их генезис. Одним из самых распространенных является соотношение гомологов нормального и *изо*-строения для C_4 и C_5 . Общеизвестно (Зорькин и др., 1984б; Гончаров и др., 2012), что газы, ассоциированные с углями и неморским органическим веществом, всегда обогащены разветвленными изомерами. Однако отсутствие углеводородов состава C_4 и C_5 в составе сухих газов, а также высокая зависимость отношения гомологов *изо*- и нормального строения от степени биохимической деградации в залежи, существенно ограничивает возможность их использования. Было показано (Goncharov et al., 2015), что часто в залежах севера, как в свободном, так и в растворенном газе, преобладают гомологи *изо*-строения. Также хорошо известен факт утяжеления $\delta^{13}\text{C}$ метана газов севера Западной Сибири с глубиной (Ермаков и др., 1970; Васильев и др., 1970; Нестеров и др., 1981; Прасолов, 1990). Было отмечено (Гончаров и др., 2005), что и гомологи метана нефтей, генерированных неморским, окисленным органическим веществом, также имеют утяжеленный изотопный состав углерода по сравнению с морским. Поэтому молекулярно-изо-

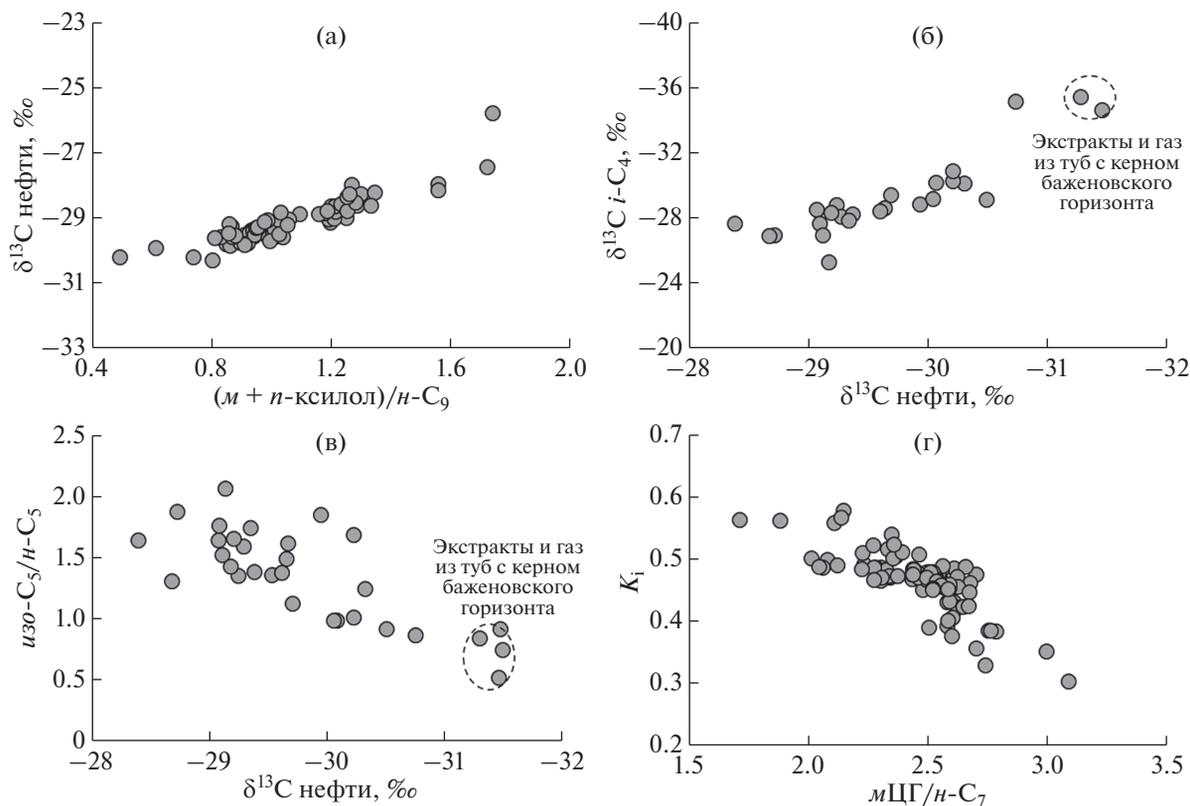


Рис. 7. Взаимосвязь молекулярного и изотопного состава газов, изотопного состава нефтей и конденсатов и молекулярного состава бензиновой фракции (мЦГ/*n*-C₇ – отношение содержания метилциклогексана к *n*-гептану).

топный состав газов является основным инструментом по выявлению их генезиса. В прошлом веке были разработаны и успешно используются при решении практических задач различные типы генетических диаграмм (Bernard et al., 1976; Whiticar, 1999). Большой массив данных, накопленных и полученных за последние годы, позволил выделить на генетических диаграммах дополнительные поля, которые дают возможность проводить более детальную дифференциацию, подразделяя микробиальные газы на первичный и вторичный микробиальный (газ образующийся при биодеградации) газы, а термогенный на газ ранней генерации (газ образующийся на стадиях позднего диагенеза-раннего катагенеза), газ ассоциированный с нефтью и газ поздних стадий генерации (Milkov, Etiore, 2018).

Исследованию газов севера Западной Сибири посвящено достаточно много работ, в том числе и с использованием изотопной масс-спектрометрии (Прасолов, 1990; Немченко и др., 1999; Гончаров и др., 1983; Milkov, 2010). Однако, как правило, большинство результатов ограничены лишь значениями δ¹³C для метана и иногда для его высших гомологов. Полученные результаты дают уникальную информацию и являются ключом

для установления их природы. Ранее было показано (Chung, 1988), что углеводороды C₁–C₅, генерированные одним и тем же органическим веществом, должны образовывать сублинейную форму кривой в координатах δ¹³C – 1/*n* (где *n* – число атомов углерода в молекуле) на диаграмме, названной автором “диаграмма природного газа” (natural gas plot). Многие из изученных газов залежей углеводородов севера Западной Сибири, вне зависимости от их фазового состояния, этому правилу не подчиняется, что может указывать на их полигенность. Однако велико число проб, для которых распределение близко к правилу Чанга, т.е. имеет сублинейную форму (рис. 8а). На основе характера расположения линий на графике δ¹³C – 1/*n* и величины значений компонентов газов в регионе выделяются четыре типа газа.

Первый из них приурочен в основном к меловым (от неокома до сеномана) залежам нефти с газовыми шапками (Байкаловское, Береговое, Бованенковское, Ванкорское, Восточно-Мессояхское, Лодочное, Русское, Тагульское, Салмановское, Северо-Комсомольское, Северо-Русское, Пеляткинское и др.), где при пластовых температурах ниже 70°C флюид подвергся сильному микробиальному воздействию. При этом

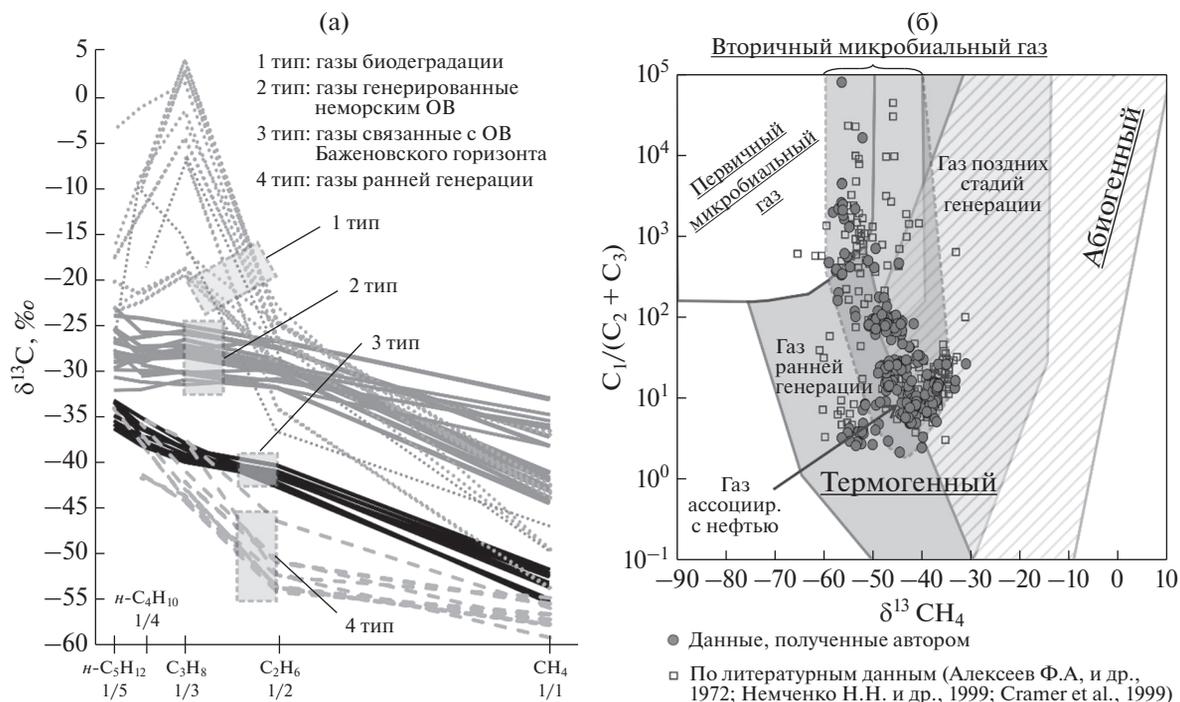


Рис. 8. Изотопный состав углерода компонентов газов; а) на диаграмме природного газа по Чангу; б) на диаграмме Бернарда–Милькова.

происходит избирательное усвоение микроорганизмами молекул нормального строения (особенно пропана) и обогащенных легким изотопом углерода (Гончаров и др., 1983; Goncharov et al., 2013; Goncharov, Oblasov, 2015; Veklich et al., 2021), в результате чего наблюдается увеличение отношения гомологов изо- и *n*- строения и утяжеление изотопного состава углерода пропана и *n*-бутана вплоть до положительных значений (+5...+7‰). По своей генетике эти газы могут быть связаны, как с органическим веществом баженовского горизонта, так и с более древними отложениями. Залежи с таким составом газа связаны с биодegradированными нефтями либо конденсата. Их легко отличить в табл. 1 по величине K_i (0.8 и выше) либо утяжеленному составу пропана в табл. 2. На хроматограммах нефтей, конденсатов или экстрактах из коллектора таких залежей обычно отсутствуют *n*-алканы.

Вторую, достаточно обширную группу, образуют газы, которые были генерированы нефтегазоматеринскими породами, органическое вещество которых формировалось преимущественно в озерно-болотных фациях нижней и средней юры. На это указывают высокие отношения *изо*-/*n*- для углеводородов C_4 и C_5 и тяжелый $\delta^{13}C$ компонентов C_2 – C_5 . По сравнению с газами месторождений Широкого Приобья и юго-востока Западной Сибири для газов севера Западной Сибири отмечается более изотопно-тяжелый состав угле-

рода метана, что может указывать на неморской тип органического вещества и его более высокий катагенез. Газы с таким изотопным составом формируют залежи в нижней и средней юре и вместе с газами других генетических типов образуют газовую составляющую залежей всего мелового разреза от неокома до сеномана.

Третий тип формируется за счет генерации органическим веществом баженовского горизонта. Пробы генетически самого чистого газа этого типа можно получить непосредственно из “тела” пород баженовского горизонта при его испытании или из туб с керном. В сравнение со вторым (неморским) типом, эти газы имеют более отрицательные значения $\delta^{13}C$ и на рис. 8а линии этих газов расположились в нижней части диаграммы. Также близкий к ним состав имеют газы залежей, расположенных непосредственно над баженовским горизонтом (ачимовские отложения) и под ним (пласт Ю₁). Залежи с таким изотопным составом нехарактерны для этого региона. Они, как правило, ассоциированы с залежами нефти (растворенный в нефти газ), которые были генерированы морским органическим веществом баженовского горизонта. Такие залежи легко выделяются из общего массива (табл. 1 и 2) по низким значениям П/Ф (меньше 2.2), пониженным значениям $\delta^{13}C = -32...-31‰$ нефтей и пониженными значениями $\delta^{13}C = -40...-33‰$ газовых компонентов C_3 – C_5 .

Таблица 2. Изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$) компонентов газов с месторождений севера Западной Сибири. Для каждого компонента в таблице приведены минимальное и максимальное значение — если выполнялся анализ нескольких проб, либо единичное значение — в случае анализа одной пробы

№ п/п	Месторождение/площадь	Возраст коллектора	Пласт, свита	$\delta^{13}\text{C}$, ‰						
				CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	$i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	$n\text{-C}_5\text{H}_{12}$
1	Арктическое (по лит. данным)	Нижний мел	—	-38.5	-25.4	-24.6	-25.2	-24.4	—	—
2	Байкаловское	Нижний мел	Шуратов- ская свита	-42.0...-36.6	-35.6...-28.0	-35.1...-30.2	-34.1...-29.4	-35.0...-30.0	-34...-28.8	—
3	Байкаловское	Средняя юра	—	-30.8	-26.5	—	—	—	—	—
4	Бованенковское	Нижний мел	—	-41.1	-24.6	-23.3	—	—	—	—
5	Бованенковское (по лит. данным)	Нижний мел	БЯ	-36.9...-36.4	-30.1...-28.8	-28.1...-27.2	-28.0...-27.6	-27.6...-27.3	-27.1...-26.7	-27.1...-26.7
6	Бованенковское	Нижний мел	ТП	-37.4...-36.3	-29.1...-28.6	-27.4...-27.2	-27.7...-27.3	-27.3...-27.0	-26.8...-26.3	-26.9...-26.4
7	Беретовое	Верхний мел	(ПК ₁)	-58.2...-53.6	-46.2...-34.1	-6.7	—	—	—	—
8	Беретовое	Нижний мел	А ₇₋₈	-45.9	-29.6	-27.0	-28.0	-28.6	-27.9	-30.0
9	Беретовое	Нижний мел	ПК ₂ ¹⁹	-43.8...-43.1	-26.9...-26.0	-4.7...1.2	-20.2...-18.5	-12.7...-1.4	-19.8...-17.8	-17.8...-3.9
10	Беретовое	Нижний мел	ПК ₂₀	-49.5	-26.9	-19.0	-25.4	-21.3	-24.6	-23.3
11	Большее-Хикилинская	Средняя юра	Мл	-42.3	-29.9	-26.3	-28.1	-24.6	-26.0	-19.2
12	Ванкорское	Нижний мел	ВЯк	-45.3...-44.1	-27.5...-25.5	—	—	—	—	—
13	Ванкорское	Нижний мел	Як	-50.1...-41.6	-27.9...-25.5	—	—	—	—	—
14	Ванкорское	Нижний мел	Нх	-49.3...-45.0	-38.2...-35.4	-34.1...-18.6	-36.2...-33.4	-33.3...-20.2	—	—
15	Викуловская	Апт-альб	—	-51.2...-51.0	-29.4...-29.2	-17.5...-16.7	—	—	—	—
16	Викуловская	Верхняя юра	—	-37.6	-29.4	-29.0	—	-29.1	—	-29.6
17	Викуловская	Средняя юра	—	-40.7...-39.6	-27.7...-27.6	-27.2...-19.7	—	-30.3...-22.9	—	-27.3...-25.1
18	Верхнекубинский ЛУ	Нижний мел	Сд ₅₋₁₂	-40.4...-38.1	-29.1...-20.4	-17.4...5.5	-26.8...-12.9	-22.0...-15.4	—	—
19	Верхнекубинский ЛУ	Нижний мел	Нх	-41.5...-33.3	-30.1...-28.6	-28.7...-27.0	-29.6...-27.3	-29.8...-26.7	—	—
20	Восточно-Мессояхское	Верхний, нижний мел	ПК ₁₋₃ , БУ ₈	-43.9...-41.1	-29.7...-25.0	-27.9...-17.2	-29.6...-15.3	-29.0...-22.7	-29.4...-28.9	-29.0...-25.5
21	Восточно-Уренгойский ЛУ	Нижний мел	Ач ₅₋₆	-38.9...-38.4	-29.1...-27.4	-26.4...-25.6	-26.7...-25.6	-26.0...-25.7	-25.6...-23.4	-25.7...-23.1
22	Вынтаяхинское	Нижний мел	БП	-56.4...-50.1	-41.6...-39.7	-39.9...-38.1	-37.4...-35.2	-38.1...-36.4	-34.2...-32.1	-36.3...-33.4
23	Гыданское	Нижний мел	Ач	-30.7...-30.0	-30.8...-30.4	-30.1...-29.5	-30.7...-30.1	-29.2...-28.5	-30.0...-29.0	—
24	Западно-Лодочная	Средняя юра	Мл	-48.5...-43.9	-41.5...-31.6	-36.1...-29.6	-31.0	-28.2	—	—
25	Западно-Иркинское	Нижний мел	Нх	-43.4	-38.0	-36.0	-35.5	-34.4	-32.3	-33.7
26	Ен-Яхинское (по лит. данным)	Средняя юра	—	-38.2	-26.4	-24.9	-27.8	-26.2	—	—
27	Ен-Яхинское (по лит. данным)	Верхний триас	—	-33.9	-24.4	-25.4	-28.6	-28.0	—	—

Таблица 2. Окончание

№ п/п	Месторождение/ площадь	Возраст коллектора	Пласт, свита	$\delta^{13}\text{C}, \%$						
				CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	$i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	$n\text{-C}_5\text{H}_{12}$
28	Ен-Яхинское (по лит. данным)	Нижний триас	—	-19.4	-22.1	-30.8	-30.9	-30.5	—	—
29	Лодочное	Нижний мел	Як ₁	-48.9	-27.4	-5.5 -23.5	-16.4	-21.2	-24.2	-48.9
30	Лодочное	Нижний мел	Як ₃₋₄ , Як ₇	-49.3...-46.7	-26.5...-24.9	-7.3...1.0	-19.8...-17.4	-19.0...-12.1	-17.1	-17.6
31	Лодочное	Нижний мел	(Нх ₃₋₄)	-48.5	-38.4	-33.2	-34.9	-32.4	-31.8	-31.9
32	Лодочное	Нижний мел	Мх	-46	-24.3	-1.3...2.7	-16.9	—	—	—
33	Лодочное	Верхний, нижний мел	Дл ₂₋₃	-53.5	-26.7	-4.1	-18.7	—	—	—
34	Лодочное	Нижний мел	Сд ₃₋₄	-49.4...-44.0	-27.2...-22.7	-32.1...-27.8	-25.9...-24.3	-35.6...-29.7	-27.1...-25.6	-33.1...-29.2
35	Новопортовое (по лит. данным)	Нижний мел	—	-43.2...-35.2	-26.5...-25.1	-25.9...-24.4	-27.7...-24.3	-26.5...-24.3	—	—
36	Новопортовое (по лит. данным)	Нижняя юра	—	-40.0	-24.4	-25.4	-26.2	-24.8	—	—
37	Ново-Уренгойский ЛУ	Нижний мел	Ач ₃₋₄	-39.0...-36.8	-28.9...-27.0	-27.4...-27.0	-27.6...-25.4	-27.0...-24.4	-26.1...-23.6	-27.2...-21.0
38	Ново-Часельское	Верхний мел	ПК ₁	-52.1	-24.6	—	—	—	—	—
39	Пайхское	Нижний мел	Нх	-49.5...-44.4	-39.7...-36.8	-36.8...-34.8	-37.5...-34.3	-35.6...-34.0	-33.6...-31.5	-34.4...-33.0
40	Пырейное	Верхний мел	ПК ₁	-56.2...-55.9	-37.2...-34.1	—	—	—	—	—
41	Рагозинская (западный купол)	Нижняя юра	—	-41.1...-40.1	-30.3...-29.0	-28.8...-28.4	-29.4...-29.1	-29.6	-29.4...-28.0	-29.3...-28.0
42	Салмановское	Нижний мел	ТП ₁	-54.2...-53.7	-27.3...-27.0	-20.7...-20.6	-25.6...-25.5	-23.5...-23.4	—	—
43	Салмановское	Нижний мел	ТП _{14,16,18,19,22}	-46.2...-40.9	-30.6...-29.1	-28.5...-25.5	-28.5...-24.9	-28.3...-26.2	-27.3...-25.2	-27.2...-25.2
44	Северо-Русское	Нижний мел	БТ _{3,4,11,12}	-38.2...-34.8	-31.9...-29.1	-31.6...-18.9	-30.6...-28.3	-32.1...-21.7	-30.2...-26.5	-32.2...-20.3
45	Северо-Харампурское	Верхний мел	ПК ₁ , березовская свита	-57.1...-54.7	-54.0...-52.4	-44.2...-43.5	-40.8...-36.1	-41.7...-37.8	-37.6	-34.1
46	Северо-Харампурское	Мел	ПК ₁₈ ^{1,2}	-49.7...-48.7	-26.1...-24.4	-14.3...-13.0	-21.0...-20.7	-31.1	-30.1	-30.8
47	Семаковское	Верхний мел	ПК ₁	-44.3	-30.8	-8.0	—	—	—	—
48	Тасийское (по лит. данным)	Нижний мел	—	-36.2...-35.4	-26.8...-26.0	-26.2...-26.1	-26.3	-25.1	—	—
49	Уренгойское	Нижний мел	Ач	-43.3...-33.3	-34.8...-28.8	-34.0...-27.1	-35.3...-25.3	-33.6...-27.1	-32.3...-26.0	-32.9...-26.4
50	Хадрыяхинское	Нижний мел	ПК ₂₀	-42.5	-24.8	3.2	-20.9	-9.8	-19.5	—
51	Харампурское	Верхний мел	ПК ₁	-56.8...-55.3	-50.8...-34.0	-42.1...-21.9	-33.3	-31.1	-30.1	-29.8
52	Штормовое	Средняя юра	Ю ₂₋₄ , Ю ₇₋₉	-44.4...-37.2	-31.9...-27.6	-30.3...-25.6	-30.8...-26.7	-30.6...-26.3	-28.5...-26.0	-29.7...-25.0
53	Южно-Харампурское	Нижний мел	ПК ₂₀ , ПК ₂₁	-51.0...-49.4	-33.2...-23.1	-25.0...-3.2	-18.4...-14.5	—	-31.5	—
54	Южно-Харампурское	Мел	НБ ₁ , БВ ₁	-59.0...-55.8	-53.6...-33.9	-42.8...-29.8	-40.1...-23.3	-36.9...-35.2	-38.6	—

Четвертая группа газов была обнаружена исключительно в турон-сенонских отложениях (Береговое, Харампурское, Северо-Харампурское, Южно-Харампурское месторождения). Они отличаются аномально низкими значениями $\delta^{13}\text{C}$ этана (от -54 до -51%) и пропана (от -45 до -43%). Ассоциация такого этана и пропана с метаном, который обеднен изотопом ^{13}C , дает основание связывать образование газов с окончанием стадии микробильного метаногенеза и началом термического разрушения органического вещества. Газы с таким составом встречаются крайне редко и не образуют промышленных залежей (Veklich et al., 2021). Их источником могло быть термически незрелое органическое вещество пород меловых отложений, обогащенных лейптинитовой и альгинитовой составляющей.

Однако диаграмма газа Чанга не дает возможности провести генетическую корреляцию между “сухими” газами гигантских залежей сеномана и генерировавшим их органическим веществом. Это обусловлено крайне низким содержанием в нем гомологов метана. Получить ответ позволяет диаграмма Бернарда–Милкова (рис. 86) (Milkov, Etiore, 2018). Из нее следует, что “сухие” и с наименьшими значениями $\delta^{13}\text{C}$ метана (от -50 до -60%) относятся к первичным микробильным газам ранней генерации, образующимся в результате ферментации ацетата при трансформации органического вещества. Происхождение таких газов может быть связано с термически незрелыми углями мелового возраста, как ранее неоднократно предполагалось многими исследователями на многих месторождениях Западной Сибири (Строганов, 1998; Строганов, Скоробогатов, 2004; Немченко, Ровенская, 1968; Васильев и др., 1970; Milkov, 2010) и в настоящее время в свете вновь полученных данных эти предположения получили еще одно подтверждение.

В целом механизм формирования изотопного состава углерода газовой составляющей в породах севера Западной Сибири хорошо виден на примере скважины “А”, вскрывшей разрез от доюрских пород до турона (рис. 9). При этом $\delta^{13}\text{C}$ метана изменяется в очень широком интервале (от -51 до -32%). Нижний интервал разреза скважины (интервал 1) характеризуется самыми высокими значениями $\delta^{13}\text{C}$ (от -32 до -33%) и достаточно высокой газонасыщенностью. Этот газ мог быть генерирован, как термически зрелым органическим веществом нижней юры, так и доюрскими породами. Выше по разрезу (интервал 2) с ухудшением коллекторских свойств падает газонасыщенность и наблюдается изотопный состав углерода метана за счет разбавления изотопно-тяжелого газа нижележащих отложений сингенетичным газом, продуцируемым менее зрелым органическим веществом вмещающих пород. Самый изотопно легкий газ

приурочен к интервалу 3 с самыми низкими газопоказаниями. Вероятно, здесь он представлен преимущественно сингенетичным метаном, генерированным рассеянным органическим веществом вмещающих пород. В следующем интервале 4 по мере улучшения коллекторских свойств растет газонасыщенность и происходит увеличение значений $\delta^{13}\text{C}$ метана. В этом интервале был получен приток газа, а в керне отчетливо прослеживается присутствие тяжелой биodeградированной нефти. Вероятно, такое утяжеление изотопного состава углерода является результатом вклада вторичного микробильного метана, образовавшегося в результате жизнедеятельности бактерий метаногенов. Процесс метаногенеза всегда протекает параллельно биodeградации нефти в залежи и приводит к формированию газовой шапки сухого газа, $\delta^{13}\text{C}$ метана которого находится в интервале от -50 до -40% . Это явление прослеживается на месторождениях многих регионов в залежах с хорошими коллекторами, где пластовая температура ниже 70°C и отсутствует высокая минерализация пластовых вод (Oblassov et al., 2018). Следующий интервал 5 снова характеризуется плохими коллекторскими свойствами, низкой газонасыщенностью и пониженными значениями $\delta^{13}\text{C}$ метана и со значительной долей сингенетичного метана, как в интервале 3. В интервале 6 имеется хороший коллектор, откуда получен приток газа. Условия формирования изотопного состава углерода метана аналогичны интервалу 4.

Природа сеноманских газов

Несмотря на достаточно близкий компонентный состав газов сеноманских залежей, где на долю метана приходится более 95%, его изотопный состав углерода широко варьирует. Метан с наиболее низкими значениями $\delta^{13}\text{C}$ характерен для южной части Надым-Пурской нефтегазоносной области ($-49\text{...}-60\%$), а также на Ямбургском (-50.8%), Арктическом (-53.2%), а также Уренгойском (до -60%) месторождениях. Существенное увеличение значений $\delta^{13}\text{C}$ метана наблюдается в газах Тазовского (-41.0%), Мессояхского (-38.3%), Нейтинского (-38.3%) и Пангодинского (-38.4%) месторождений (Прасолов, 1990).

Большие различия в $\delta^{13}\text{C}$ метана (от -42 до -59%) обнаружены в сеноманских залежах Уренгойского месторождения (Нестеров и др., 1981; Прасолов, 1990; Немченко-Ровенская и др., 2011). Предложены разные механизмы такой дифференциации: хроматографический эффект при миграции (Гаврилов и др., 1972; Соболева и др., 2019), изменение пластового давления (Зорькин и др., 1984) и др. По нашему мнению, наблюдаемые различия обусловлены прежде всего генети-

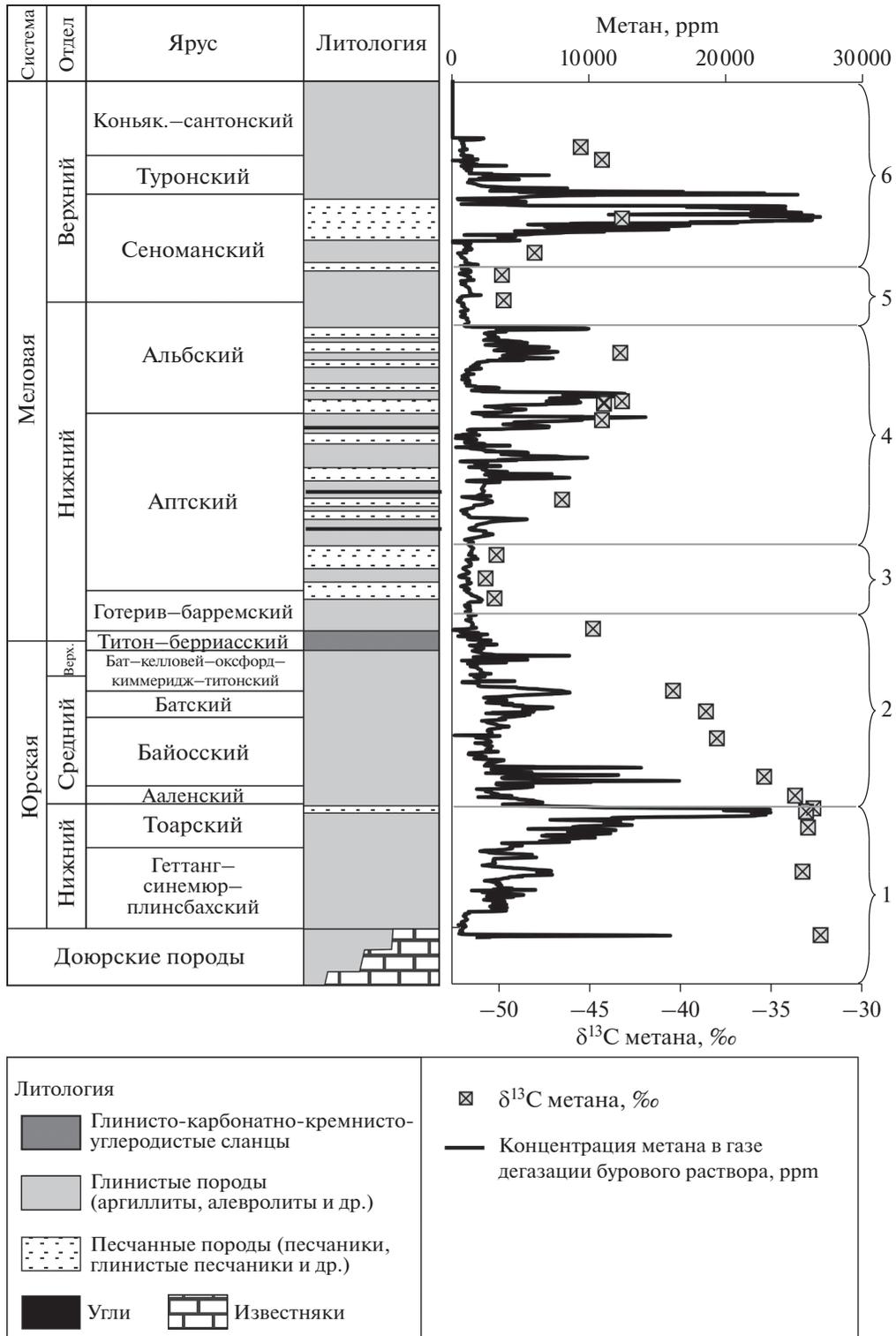


Рис. 9. Изменение содержания метана в газе дегазации бурового раствора и изотопного состава углерода метана в разрезе скважины "А", пробуренной на севере Западной Сибири.

ческими особенностями продуцировавшего их органического вещества. Совершенно очевидно, что изотопный состав углерода метана, равный -38...-40‰, может иметь только газ, генерированный термически сильно преобразованным ор-

ганическим веществом добаженовских отложений, которые в погруженных частях бассейна в настоящее время достигли катагенеза, соответствующего главной фазе газообразования (стадия "жирного" и стадия "сухого" газа в скважинах Тю-

Таблица 3. Природа флюидов различных комплексов севера Западной Сибири

Комплексы	Тип залежи, фазовое состояние	Природа флюида	
		Жидкая составляющая	Газовая составляющая
1. Апт-альт сеноман	Газовая	Б > ДБ	ГРГ > ДБ > Б
	Нефтегазовая	Б > ДБ	ГБД > ДБ > Б
	Газонефтяная	Б > ДБ	ГБД > ДБ > Б
2. Валанжин-н-апт	Нефтегазовая	Б > ДБ	ДБ > ГБД
	Газонефтяная	Б > ДБ	ГБД > ДБ
3. Берриас-валанжин (ачимовские отложения)	Нефтяные в околокритическом состоянии	Б > ДБ	ДБ > Б > ГБД
4. Ю ₁ –Ю ₃	Нефтяные в околокритическом состоянии	ДБ > Б	ДБ > Б
5. Ю ₄ –Ю ₁₅	Конденсатные	ДБ	ДБ

Примечания.

ГРГ – газы ранней генерации (первичные микробиальные),

ГБД – газы биодеградации (вторичные микробиальные),

Б – флюиды, генерированные органическим веществом баженовской свиты и ее стратиграфических аналогов,

ДБ – флюиды, генерированные органическим веществом добаженовских отложений (нижняя и средняя юра).

менская СГ-6, Ен-Яхинская СГ-7, Гыданская-130). В газонефтяных залежах и конденсатно-газовых (Байкаловское, Береговое, Бованенковское, Ванкорское, Восточно-Мессояхское, Лодочное, Русское, Тагульское, Салмановское, Северо-Комсомольское, Северо-Русское, Пеляткинское и др.) метан газовой шапки представлен в основном вторичным микробиальным газом ($\delta^{13}\text{C}$ метана = $-40\text{...}-50\text{‰}$), но газ этих залежей не играет существенной роли в общем балансе запасов газа на изучаемой территории. Залежи с $\delta^{13}\text{C}$ метана менее -50‰ были образованы в результате аккумуляции газов ранней генерации (первичный микробиальный газ, рис. 8б) в результате преобразования углистого органического вещества аптальб-сеноманского комплекса.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сведения о молекулярном и изотопном составе флюидов и распределении их залежей в пределах осадочного чехла показывают, что большинство из них полихронны и полигенны. На основе имеющейся на сегодня информации вклад различных источников в образование залежей севера можно представить следующим образом (табл. 3). Формирование состава их жидкой составляющей произошло в результате генерации углеводородов органическим веществом юрских отложений. При этом породы нижней и средней юры, с одной стороны, и породы баженовского горизонта в верхней юре с другой, давали существенно разную по составу и свойствам продукцию. Эти различия носят, прежде всего, генетический характер, т.е. унаследованы от органического вещества

нефтематеринской породы. Они обусловлены, как составом исходных биопродуцентов, так и условиями их фоссилизации (Гончаров, 1987). Помимо рассмотренных в работе молекулярных и изотопных параметров, флюиды баженовского горизонта обогащены серой, смолами и асфальтенами, но в них меньше парафинов; у них выше плотность и вязкость, но ниже температура застывания. Наоборот, флюиды, генерированные органическим веществом добаженовских отложений, содержат мало серы, смол и асфальтенов, но в них много парафинов; у них ниже плотность и вязкость. Поскольку по своей генетике и более высокой термической зрелости такое органическое вещество генерирует значительно больше газовой составляющей, то многие залежи находятся в околокритическом состоянии.

Породы нижней и средней юры с неморским (смешанным) органическим веществом также внесли значительный вклад в формирование газовой составляющей залежей севера Западной Сибири. Меловые отложения генерировали только “сухой” газ. Вероятно, именно они стали основным источником газа при образовании газовых залежей с изотопно-легким составом углерода метана.

Приведенные в таблице выводы в значительной мере носят экспертный характер, поскольку основаны на достаточной узкой выборке. Условия формирования залежей определяются конкретной геологической обстановкой на исследуемой территории. Поэтому эти выводы должны быть уточнены для каждого конкретного района с использованием предложенного нами подхода.

Использование результатов по изотопному составу углерода в совокупности с молекулярными параметрами позволяет оценить долю жидкой составляющей флюидов разного генетического типа при формировании той или иной залежи и уточнить пути и расстояние миграции к местам аккумуляции. Поэтому работы по бассейновому моделированию обязательно должны включать этап полноценных геохимических исследований, предусматривающий корреляцию флюидов в уже открытых залежах, с предполагаемыми нефтегазоматеринскими породами. Это позволит провести верификацию результатов бассейнового моделирования. Оценка вклада разных источников в формирование газовой составляющей также возможна, но только при условии отсутствия участия в процессе формирования залежи вторичных микробных газов (газы биодеградаций).

Авторы благодарят научного редактора В.С. Севастьянова и анонимных рецензентов за их ценные советы, которые помогли значительно улучшить статью.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Астахов С.М. (2015) *Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования*. Ростов-на-Дону: Конттики, 256 с.
- Афанасенков А.П., Петров А.Л., Грайзер Э.М. (2018) Геохимическая характеристика и нефтегенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской областей. *Геология нефти и газа*. (6), 109-127.
- Афанасенков А.П., Желова Т.П., Петров А.Л. (2019) Углеводороды-биомаркеры и изотопный состав углерода битумоидов и нефтей мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. *Георесурсы*. 21(1), 47-63.
- Багринцева К.И., Васильев В.Г., Ермаков В.И. (1968) Роль угленосных толщ в процессе генерации природного газа. *Геология нефти и газа*. (6), 7-11.
- Богоявленский В.И., Полякова И.Д. (2012) Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона. *Арктика: экология и экономика*. (3), 2-13.
- Боярских Г.К., Нестеров И.И., Ровнин Л.И., Ростовцев Н.Н., Эрвье Ю.Г. (1967) Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности. *Тр. ЗапСибНИГНИ "Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности"*. Вып. № 3, 5-22.
- Васильев В.Г., Ермаков В.И., Лебедев В.С., Немченко Н.Н. и др. (1970) О происхождении природного газа месторождений севера Западно-Сибирской низменности. *Геология нефти и газа*. (4), 20-26.
- Великовский А.С., Саввина Я.Д., Темин Л.С. (1968) Происхождение газа месторождений севера Тюменской области по его составу. *Геология нефти и газа*. (2), 58-60.
- Воробьева Н.С., Земскова З.К., Пунанов В.Г., Русинова Г.В., Петров А.А. (1992) Биометки нефтей Западной Сибири. *Нефтехимия*. 32(5), 405-420.
- Гаврилов Е.Я., Журов Ю.А., Теплинский Г.И. (1972) О связи изотопного состава аргона и углерода в природных газах. *ДАН СССР*. 206(2), 448-451.
- Гончаров И.В., Лебедева (1985) Использование отношения пристана к фитану в практике геохимических исследований. *Геология нефти и газа*. (9), 46-53.
- Гончаров И.В. (1987) *Геохимия нефтей Западной Сибири*. М.: Недра, 181 с.
- Гончаров И.В., Крашин Д.И., Шпильман К.А. (1983) О природе нефтей и газов севера Тюменской области. *Геология нефти и газа*. (3), 34-38.
- Гончаров И.В., Носова С.В., Самойленко В.В. (2003) Генетические типы нефтей Томской области. *Материалы IV международной конференции "Химия нефти и газа"*. Томск, 10-14
- Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Носова С.В. (2004) Молекулярные параметры катагенеза органического вещества пород баженновской свиты Томской области. *Геология нефти и газа*. (5), 53-59.
- Гончаров И.В., Коробочкина В.Г., Обласов Н.В., Самойленко В.В. (2005) Природа углеводородных газов юго-востока Западной Сибири. *Геохимия*. (8), 892-898.
- Гончаров И.В., Кринин В.А., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В. (2009а) К вопросу о генерационном потенциале яновстанской свиты северо-востока Западной Сибири. *Материалы VII Международной конференции "Химия нефти и газа"*. Томск, 26-30.
- Гончаров И.В., Обласов Н.В., Сметанин А.В., Самойленко В.В., Фадеева С.В., Журова Е.Л. (2012) Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*. (11), 8-13.
- Гончаров И.В., Веклич М.А., Обласов Н.В., Фадеева С.В., Самойленко В.В., Жердева А.В., Кашапов Р.С., Смирнова Н.А. (2022) Молекулярный и изотопный состав углеводородов Севера Западной Сибири, как отражение их генезиса. *Материалы Всероссийской научной конференции "Успехи органической геохимии"*. Новосибирск, 62-65.
- Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Микуленко К.И., Трушков П.А., Фомичев А.С. (1967) *Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа в свете представлений о биогенном генезисе нефти (на примере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна)*. Генезис нефти и газа: Доклады, представленные на Всесоюзное совещание по генезису нефти и газа. М.: Недра, 562-569.
- Дворецкий П.И., Гончаров В.С., Есиков А.Д., Теплинский Г.И., Ильченко В.П. (2000) *Изотопный состав природных газов севера Западной Сибири*. М.: Газпром, 80 с.
- Ермаков В.И., Лебедев В.С., Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Грачев А.В. (1970) Изотопный состав углерода природных газов севера Западно-Сибирской низменности в связи с вопросом их генезиса. *ДАН СССР. Серия Геохимия*. 190(3), 683-686.
- Зорькин Л.М., Козлов В.Г., Крылова Т.А., Ерохин Т.Е. (1984а) Изотопный состав углерода метана свободных и воднорастворенных газов месторождений Уренгой и Медвежье. *ДАН СССР*. 276(5), 987-991.

- Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В. (1984) *Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов*. М.: Недра, 248 с.
- Кодина Л.А., Галимов Э.М. (1984) Формирование изотопного состава углерода органического вещества “гумусового” и “сапропелевого” типов в морских отложениях. *Геохимия*. (11), 1742-1756.
- Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Мальшева Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. (2013а) Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование). *Геология и геофизика*. **54**(8), 1179-1226.
- Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайденбурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. (2013б) Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*. **54**(8), 972-1012.
- Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Бурштейн Л.М., Глинских В.Н., Ким Н.С., Костырева Е.А., Павлова М.А., Родченко А.П., Ян П.А. (2018) Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь) *Геология и геофизика*. **59**(3), 357-371.
- Ларичев А.И., Рязанова Т.А., Меленевский В.Н., Сухоручко В.И., Чуйкова Т.Э., Видик С.В., Соловьева Н.С. (2003) Органическая геохимия среднеюрско-нижнемелового разреза восточного борта Большехетской впадины. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. (11), 4-13.
- Лопатин Н.В., Емец Т.П. (1999а) Баженовская свита Западно-Сибирского бассейна: нефтегенерационные свойства и катагенетическая зрелость. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. (7), 2-28.
- Лопатин Н.В., Емец Т.П. (1999б) Нефтегенерационный свойства и катагенез глинистых пород мезозойско-пермских стратопитов, вскрытых Тюменской сверхглубокой скважиной СГ-6. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. (6), 9-19.
- Немченко Н.Н., Ровенская А.С. (1968) Угlistое вещество как возможный источник газа при формировании газовых месторождений севера Тюменской области. *Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений*. (1), 5159.
- Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Шоэлл М. (1999) Происхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири. *Геология нефти и газа*. (1-2), 45-56.
- Немченко-Ровенская А.С., Рьльков, А.В. Хафизов Ф.З., Севастьянов В.С., Коробейник Г.С., Немченко Т.Н. (2011) Геолого-геохимические показатели прогноза нефтегазоносности на больших глубинах севера Западной Сибири. *Недропользование XXI век*. (4), 30-35.
- Нестеров И.И., Шпильман К.А., Крашин Д.И., Ровенская А.С., Сынгаевский Е.Д. (1981) Прогноз типов залежей северных районов Западной Сибири по изотопному составу углерода газов. *Труды ЗапСибНИГНИ. Геологогеохимические условия формирования зон нефте-*
- и газонакопления в мезозойских отложениях Западной Сибири*. **166**, 115-120.
- Прасолов Э.М. (1990) *Изотопная геохимия и происхождение природных газов*. Л.: Недра, 283 с.
- Рейтблат Е.А., Заночуев С.А., Гончаров И.В., Обласов Н.В., Ромашкин С.В., Ломухин А.Ю. (2021) Изучение дифференциации состава и свойств газа пласта Ач3-4 на Ново-Уренгойском лицензионном участке. *Газовая промышленность*. (12), 46-52.
- Родченко А.П. (2016) Геохимия органического вещества верхнеюрских отложений северо-востока Западной Сибири и генезис меловых нефтей региона. *Геология нефти и газа*. (6), 107-118.
- Рыжкова С.В., Бурштейн Л.М., Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Никитенко Б.Л., Фомин М.А., Шурыгин Б.Н., Бейзель А.Л., Борисов Е.В., Золотова О.В., Калинина Л.М., Пономарева Е.В. (2018) Баженовский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины. *Геология и геофизика*. **59**(7), 1053-1074.
- Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. (2003) *Геологическое строение и газонефтеносность Ямала*. М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 352 с.
- Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. (2006) *Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее*. М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 261 с.
- Соболева Е.В., Большакова М.А., Корнева Т.Н., Натитник И.М., Мальцев В.В., Санникова И.А., Сауткин Р.С. (2019) Влияние геолого-геохимических условий формирования залежей на состав и свойства углеводородных флюидов (на примере Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения). *Георесурсы*. **21**(2), 190-202.
- Стасова О.Ф., Андрусевич В.Е. (1981) Типы нефтей и конденсатов в мезозойских отложениях севера Западно-Сибирской плиты. *Органическая геохимия мезозойских и палеозойских отложений Сибири. Сб. науч. тр. СНИИГГиМСа*. Вып. 288 (Под ред. Конторовича А.Э., Фомичева А.С.). Новосибирск: СНИИГГиМС, 29-36.
- Строганов Л.В. (1998) Геологические аспекты сохранности газов ранней генерации Западной Сибири. *Газовые ресурсы России, сборник научных трудов*. М.: ВНИИГаз, 70-76.
- Строганов Л.В. Скоробогатов В.А. (2004) *Газы ранней генерации Западной Сибири*. М.: Недра, 415 с.
- Ступакова А.В., Казанин Г.С., Иванов Г.И., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Мальцев В.В., Павлов С.П., Ульянов Г.В. (2014) Моделирование процессов образования углеводородов на территории Южно-Карской впадины. *Разведка и охрана недр*. (4), 47-51.
- Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа: (На примере Зап.-Сиб. и др. эпигерцинских плит СССР)*. (1967) (Под ред. В.Д. Наливкина и К.А. Черникова) Ленинград: Недра, 1967. 296 с.
- Филипцов Ю.А., Давыдова И.В., Болдушевская Л.Н., Данилова В.П., Костырева Е.А., Фомин А.Н. (2006) Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. (5-6), 52-57.

- Фомин А.Н. (2011) Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 331 с.
- Фурсенко Е.А., Бурухина А.И., Ким Н.С., Родченко А.П. (2021) Современные представления о геохимии органического вещества и нефтяных мезозойских отложений арктических районов Западной Сибири. *Геохимия*. **66**(12), 1077-1105.
- Behar F., Beaumont V., Penteado H.L. De B. (2001) Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil Gas Sci. Technol. – Rev. IFP*. **56**(2), 111-134.
- Bernard B., Brooks J.M., Sackett W.M. (1976). Natural gas seepage in the Gulf of Mexico. *arth Planet. Sci. Lett.* **31**, 48-54.
- Chakhmakhchev A., Sampei Y., Suzuki N. (1994) Geochemical characteristics of oils and source rocks in the Yamal peninsula, West Siberia, Russia. *Org. Geochem.* **22**(2), 311-322.
- Chung H.M., Gormly J.R., Squires R.M. (1988). Origin of gaseous hydrocarbons in subsurface environments: theoretical considerations of carbon isotope distribution. *Chem. Geol.* **71**, 97-104.
- Goncharov I.V., Oblasov N.V. (2015) Regularities of changes in fluid composition and properties in Vankor field pools: from light to heavy oil. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. **24**, 012039.
<https://doi.org/10.1088/1755-1315/24/1/012039>
- Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoilenko V.V. (2013). Effects of biodegradation on the oil composition in Vankor oil field. Abstract. *In The 26th International Meeting on Organic Geochemistry*. Costa Adeje, Tenerife, 1, 470-471.
- Goncharov I., Samoilenko V., Oblasov N., Fadeeva S. (2015) MDBT estimation ratio for transformation organic matter ratio in Bazhenov Formation of Western Siberia (Tomsk Oblast, Russia). *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. **24**, 012040.
<https://doi.org/10.1088/1755-1315/24/1/012040>
- Goncharov I.V., Veklich M.A., Samoilenko V.V., Oblasov N.V. (2015) Particularity of the Component and Isotopic Composition of Gases in Western and Eastern Siberia. *In The 27th International Meeting on Organic Geochemistry*. Prague, Abstract No. D0403.
- Goncharov I.V., Samoilenko V.V., van Graas G.W., Trushkov P.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Sidorov D.A. (2021) Petroleum generation and migration in the southern Tyumen region, Western Siberia Basin, Russia. *Org. Geochem.* **152**, 104178.
- Fursenko E.A., Kim N.S. (2019) Geochemistry of Condensates of Maloyamal'skoe Field (Yamal Peninsula, Western Siberia). *Pet. Chem.* **59**(10), 1138-1146.
- Jarvie D., Claxton B., Henk F., Breyer J. (2001), Oil and shale gas from the Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bull.* **85**, A100.
- Katz B.J., Robison C.R., Chakhmakhchev A. (2003) Aspects of hydrocarbon charge of the petroleum system of the Yamal Peninsula, West Siberia basin. *Int. J. Coal Geol.* **54** (1-2), 155-164.
- Leushina E., Bulatov T., Kozlova E., Panchenko I., Voropaev A., Karamov T., Yermakov Ya., Bogdanovich N., Spasennykh M. (2021) Upper Jurassic–Lower Cretaceous Source Rocks in the North of Western Siberia: Comprehensive Geochemical Characterization and Reconstruction of Paleo-Sedimentation Conditions. *Geosciences*. **11**(8), 320.
- Liu Z., Moldowan J.M., Nemchenko-Rovenskaya A., Peters K.E. (2016) Oil families and mixed oil of the North–Central West Siberian basin, Russia. *AAPG Bull.* **100**(3), 319-343.
- Milkov A.V. (2010) Methanogenic biodegradation of petroleum in the West Siberia basin (Russia): significance for formation of giant Cenomanian gas pools. *AAPG Bull.* **94**(10), 1485-1541.
- Milkov A.V., Etiope G. (2018) Revised genetic diagrams for natural gases based on a global dataset of >20.000 samples. *Org. Geochem.* **125**, 109-120.
- Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoilenko V.V., van Graas G.W. (2018) Biodegradation in the Nkh 3–4 reservoir at Vankor Field (West Siberia Basin, Russia) is strongly controlled by rock properties. *Org. Geochem.* **119**, 36-49.
- Radke M. (1988) Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Mar. Pet. Geol.* (5), 224-236.
- Shemin G., Deev E., Vernikovskiy V.A., Drachev S.S., Moskvina V., Vakulenko L., Pervukhina N., Sapyanik V. (2019) Jurassic paleogeography and sedimentation in the northern West Siberia and South Kara Sea, Russian Arctic and Subarctic. *Mar. Pet. Geol.* **104**, 286-312.
- Veklich M., Goncharov I., Zherdeva A., Oblasov N., Samoilenko V. (2021) Isotopic composition and nature of gases in the north of Western Siberia. Abstract. *In The 30th International Meeting on Organic Geochemistry*. Online, 2021, 1-2.
<https://doi.org/10.3997/2214-4609.202134156>
- Whiticar M.J. (1999). Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane. *Chem. Geol.* **161**, 291-314.