УДК 553.044 DOI 10.47148/0016-7894-2025-4-41-59

Новые нефтегазоперспективные зоны на западе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

© 2025 г. | В.А. Кринин

Красноярский отдел Новосибирского филиала ФГБУ «ВНИГНИ», Красноярск, Россия; vkrinin@vnigni.ru

Поступила 17.01.2025 г.
Доработана 29.01.2025 г. Принята к печати 28.07.2025 г.

Ключевые слова: ***Бахтинский мегавыступ; аномальные и нефтегазоперспективные зоны; структурно-колонковые скважины; углеводородные газы; газокерновое опробование; метан; тяжелые углеводороды; гелий; геохимические показатели.***

Аннотация: На западе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции в связи с разнообразием и сложностью геологических условий не все традиционные методы поисков месторождений нефти и газа на региональном этапе обеспечивают должное качество выявления нефтегазоперспективных зон, на поисково-оценочном и разведочном этапах — подготовку перспективных объектов под глубокое бурение и разведку запасов открытых месторождений. Одной из сложнейших по горно-геологическим условиям представляет, несомненно, территория Бахтинского мегавыступа и прилегающие к нему районы Курейской синеклизы. Серьезной проблемой для эффективного использования практически всех без исключения геолого-геофизических методов является неоднородность платформенного чехла, в том числе и нефтегазоносных комплексов, обусловленная хаотичным насыщением разреза интрузивными телами траппов разного морфологического типа. В этой связи достоверность подготовленных под глубокое бурение объектов и успешность поискового бурения до настоящего времени остаются весьма низкими, не обеспечивающими необходимый прирост запасов, опережающий добычу. Решение этой проблемы видится в оптимальном и корректном сочетании того или иного комплекса методов применительно к геологическим условиям каждой конкретной территории. Для Бахтинского мегавыступа и подобных ему регионов в комплексе с сейсморазведкой представляется целесообразным использование метода бурения колонковых скважин с газокерновым опробованием, позволяющим картировать ареалы рассеивания углеводородных газов от залежей нефти и газа в зоне поискового геохимического зондирования. По результатам таких работ в западной части мегавыступа выявлены новые крупные по площади нефтегазоперспективные зоны, которые являются приоритетными для проведения геолого-разведочных работ на углеводородное сырье.

Для цитирования: Кринин В.А. Новые нефтегазоперспективные зоны на западе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2025. – № 4. – С. 41–59. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-41-59.

New oil and gas promising zones in western part of Leno-Tungussky Petroleum Province

© 2025 | V.A. Krinin

Krasnoyarsk Department of All-Russian Research Geological Oil Institute Novosibirsk Branch, Krasnoyarsk, Russia; vkrinin@vnigni.ru

Received 17.01.2025
Revised 29.01.2025 Accepted for publication 28.07.2025

Key words: ***Bakhtinsky mega-uplift; anomalous and oil and gas promising zones; core hole; hydrocarbon gas; core-gas sampling; methane; heavy hydrocarbons; helium; geochemical indicators.***

Abstract: In the western part of the Lena-Tungussky petroleum province, the variety and complexity of geological settings result in the fact that traditional oil and gas exploration methods at the regional stage do not always ensure proper identification of oil and gas promising zones, nor do they guarantee adequate preparation of exploration targets for deep drilling and reserve evaluation during exploration, appraisal, and prospecting stages in discovered fields. The Bakhtinsky mega-uplift and adjacent areas of the Kureisky syneclise undoubtedly represent one of the most challenging territories in terms of subsurface conditions. The heterogeneity of the sedimentary cover of the platform, including hydrocarbon plays, poses a significant challenge for efficient application of virtually all geological and geophysical methods. This heterogeneity results from the fact that the section is saturated with intrusive trap bodies of varying morphological types in a chaotic way. In this context, the reliability of preparations for deep drilling and the success of exploratory drilling remain very low to date, failing to provide the necessary increase in reserves to outpace production. The solution to this problem lies in the optimal and correct integration of a particular set of methods, which is tailored to the specific geological conditions of each specific territory. In conjunction with seismic exploration, it seems appropriate for the Bakhtinsky mega-uplift and similar regions to use the method of drilling core wells with gas core sampling, which allows mapping the ranges of hydrocarbon gas dispersion

from oil and gas deposits in the zone of geochemical prospecting. The results of these studies in the western part of the mega-uplift have identified new large oil and gas promising zones, which are a priority for hydrocarbon geological exploration.

For citation: Krinin V.A. New oil and gas promising zones in western part of Leno-Tungussky Petroleum Province. *Geologiya nefti i gaza.* 2025;(4):41–59. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-41-59. In Russ.

Введение

В географическом отношении рассматриваемая территория площадью около 430 тыс. км^2 находится в междуречье Нижней Тунгуски, Бахты и Енисея и охватывает структурно-тектонические элементы разного порядка в юго-восточной части Бахтинского мегавыступа. На этой территории с 1977 по 1991 г. для подготовки объектов под нефтегазопоисковое бурение в комплексе с другими методами было пробурено 158 структурно-колонковых скважин с полным отбором керна, проведением геофизических исследований, в том числе вертикального сейсмического профилирования. Весь комплекс исследований был направлен на повышение эффективности сейсморазведочных работ в условиях высокой степени неоднородности верхней части вулканогенно-осадочного чехла, представленного отложениями среднего, верхнего палеозоя и триаса, в основном за счет интенсивной и хаотичной насыщенности его магматическими интрузиями основного состава. Между тем существенных сдвигов в повышении достоверности локальных ловушек, выделяемых сейсморазведкой под поисковое бурение, так и не произошло, о чем свидетельствуют показатели эффективности глубокого бурения в Южно-Тунгусской нефтегазоносной области, включая рассматриваемую территорию. Так, коэффициент подтверждаемости подготовленных геофизическими методами 10 структур и объектов «аномалия типа залежь», установленных глубоким бурением (по состоянию на 01.01.1993 г.), оказался равным нулю, коэффициент успешности поискового бурения (число месторождений, подготовленных к разработке) также оказался нулевым, коэффициент успешности поисковых скважин на подготовленных геофизическими методами структурах составил 0,10. В последующее время поисково-разведочное бурение на данной территории больше не проводилось. Достаточно частые попытки переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных материалов прошлых лет с использованием новых программных средств указывают на многочисленные противоречия в структурных моделях у исполнителей разных организаций. В контексте с объективными сложностями, возникающими перед основными методами поисков в данных горно-геологических условиях, представляется необходимым более широко, особенно на региональном этапе, использовать для прогноза нефтегазоперспективных зон метод газокернового опробования, который применялся при бурении структурно-колонковых скважинах с целью оценки перспектив нефтегазоносности отдельных площадей путем исследования сорбированных породами УВ и не УВ-газов, образующих в приповерхностных отложениях ареолы рассеивания, связанные с месторождениями нефти и газа. Повышение результативности поисковых работ на нефть и газ в разных геологических условиях в пределах Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты на примере отдельных объектов ранее было осуществлено путем комплексирования сейсморазведки и геохимической съемки [1].

Методика работ

По результатам газокернового опробования, вакуумной дегазации проб керна и хроматографического анализа газа, извлеченного из пород, рассчитывались средние значения концентраций УВ и не УВ-компонентов для всех свитных подразделений верхней части вулканогенно-осадочного чехла, вскрытых структурно-колонковыми скважинами. Таким образом в большинстве скважин изучены отложения верхнего – среднего палеозоя, среди которых наилучшими характеристиками (однородность литологического состава пород, выдержанность фильтрационно-емкостных свойств по латерали) для выбора опорного геохимического горизонта обладают отложения венлокского яруса нижнего силура. Эти отложения представлены карбонатным коллектором со средней пористостью 3,13–13,39 %, проницаемостью до 0,079 мкм^2, они перекрыты верхнесилур-нижнедевонским региональным флюидоупором. В качестве основных поисковых показателей приняты метан и сумма его гомологов (ТУ) от этана до гексана включительно. Методика таких исследований изложена в ряде методических рекомендаций, разработанных ВНИИЯГГом, с разной степенью детальности рассматривалась в многочисленных работах отечественных ученых [2–5]. Распределение гелия в отложениях опорного горизонта учитывалось в качестве показателя степени дислоцированности вулканогенно-осадочного платформенного чехла, наличия в нем зон глубинной вертикальной миграции газов и внутрипластовой разгрузки подземных вод. Схемы распределения метана, ТУ и гелия в зоне поискового геохимического зондирования построены по 106 и 90 скважинам соответственно. Бурение ряда структурно-колонковых скважин сопровождалось нефтегазоводопроявлениями различной интенсивности; часто отмечалось насыщение керна битумами, капельно-жидкой нефтью, конденсатом и свободным газом. Анализ химического состава свободных и водорастворенных УВ-газов, изотопного состава углерода метана из этих флюидопроявлений использовался для выяснения генезиса рассеянных газов аномальных зон (АЗ) в опорном горизонте, их связи с возможными залежами нефти и газа на глубине, определения исходного фазового состава залежей, направления путей миграции. Диагностика гене-

тической природы АЗ, выделенных по рассеянным УВ-газам, осуществлялась с помощью геохимических показателей, известных в нефтегазопоисковой геохимии [5–7]. Химический состав пластовых вод использовался для прогнозирования очагов разгрузки глубинных вод нефтегазоносных комплексов в зону поискового геохимического зондирования. Следует заметить, что большинство флюидопроявлений характерно для отложений силурийского резервуара, являющегося опорным горизонтом. Распределение ареалов аномального поля концентраций (ПК) по УВ-газам и гелию рассматривалось в непосредственной их связи со структурно-тектоническим планом территории, принятым по модели В.А. Кринина [7].

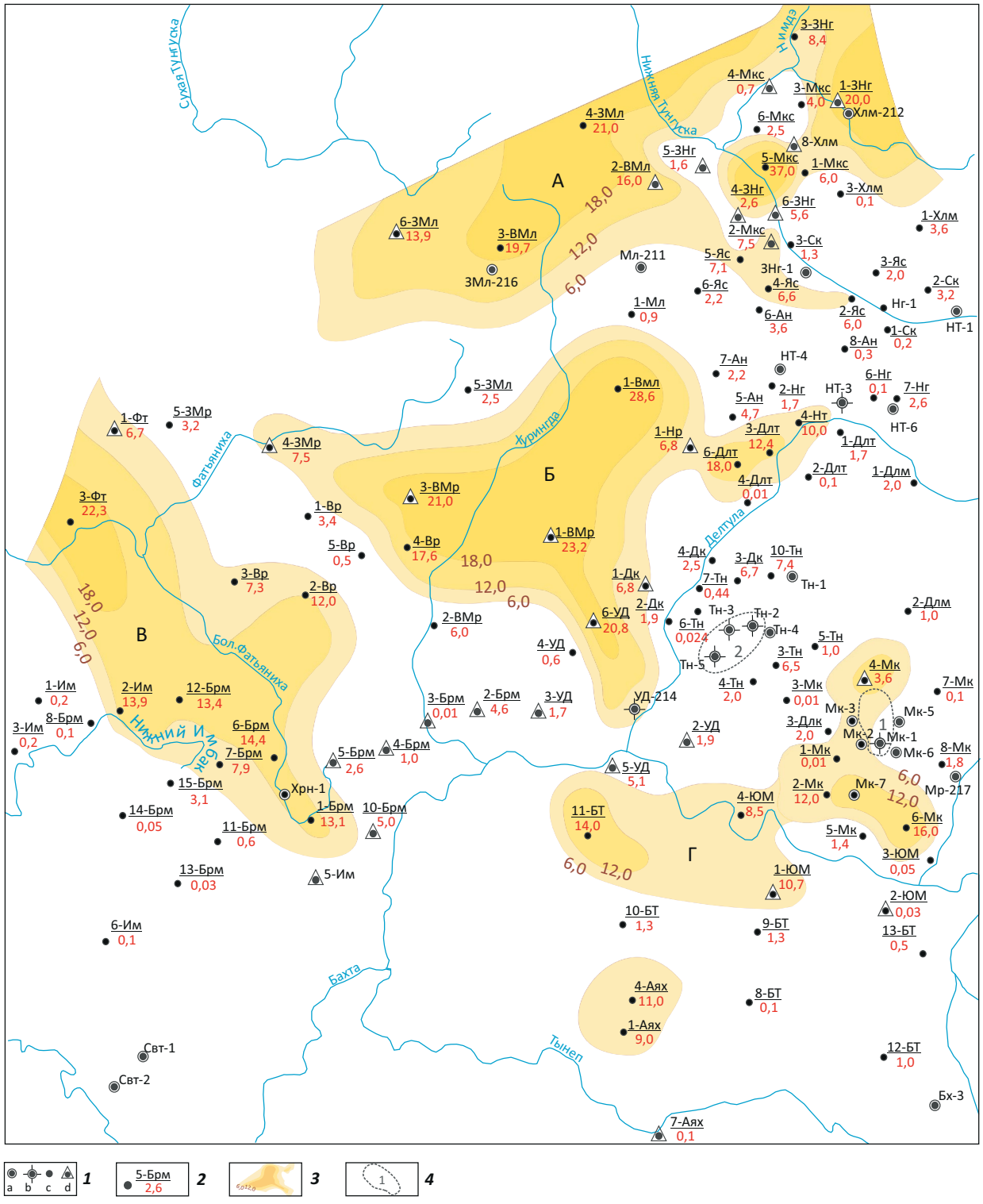
Распределение УВ-газов и гелия в венлокском опорном горизонте

УВ-газы отложений венлокского яруса представлены метаном и его гомологами. Средние концентрации метана в породах венлокского опорного горизонта на всей рассматриваемой территории изменяются от 0,01 до 30 см^3/кг, среднее значение, отвечающее региональному фону, определенное по 106 скважинам, составляет 6 см^3/кг. Колебания значений ТУ варьируют в диапазоне от 0,001 до 7,1 см^3/кг (90 скважин) при среднем, равном 0,93 см^3/кг и соответствующем региональному фону. Объективность принятого уровня фонового ПК в некоторой степени подкрепляется данными исследования газонасыщенности закрытых пор пород палеозойских отложений, выполненного по керну параметрической скв. Учаминская-1, которая является непродуктивной. Средние значения содержаний метана и ТУ в разрезе отложений нижнего силура этой скважины составляют 6,14 и 0,36 см^3/кг, в разрезе ордовика — 1,83–0,11 см^3/кг соответственно, т. е. не выходят за пределы принятого выше фона. Уровень фона не изменяется и в летнинской свите среднего кембрия (по метану 6,43 см^3/кг, по ТУ — 0,37 см^3/кг), несколько повышается в верхней части нижне-среднекембрийских отложений до 7,22 и 2,48 см^3/кг соответственно из-за их принадлежности к нижнекембрийскому гидродинамическому комплексу. В ПК по метану и ТУ в пределах юго-западной части Бахтинского мегавыступа отчетливо обособляются ареалы аномальных значений (рис. 1, 2): на севере, в бассейнах верхнего течения р. Хурингда и нижнего течения р. Нимдэ (Бугариктинская АЗ), в центральной части — в междуречье Хурингда и Дельтула (Хурингдинская АЗ). На юго-западе выделяются ареалы аномальных концентраций исключительно по метану в бассейне р. Большая Фатьяниха (Фатьяниховская АЗ) и на юге, главным образом по ТУ, в междуречье Бахты и Тынепа (Аяхтинская АЗ).

В структуре ПК по гелию контрастно выделяются протяженные зоны аномальных ареалов сложного морфологического строения, простирающиеся в юго-восточном направлении от р. Енисей к истокам рек Бахта и Тынеп, которые, по-видимому, генетически обусловлены разломной тектоникой фундамента и платформенного чехла (рис. 3). Данное предположение подкрепляется высокой плотностью скважин с нефтегазоводопроявлениями на разных стратиграфических уровнях разреза, расположенных в этих зонах. Максимальные средние концентрации гелия в породах венлокского опорного горизонта достигают 0,031 см^3/кг при среднем уровне 0,006 см^3/кг. Единая АЗ, расположенная в бассейне р. Фатьяниха, в юго-восточном направлении распадается на две самостоятельные ветви: северную (I) и южную (II). Северная ветвь отчасти трассирует выделяемый по данным сейсморазведки Суринг даконский разлом, однако при этом представляет собой значительно более масштабную по размерам систему дизъюнктивных дислокаций шириной 16–23 км (Бахтино-Фатьяниховская). Южная ветвь тектонических дислокаций образует систему (Имбакско-Аяхтинская), идентичную по строению и размерам предыдущей, простирается до р. Бахта, а далее на юго-восток не картируется из-за отсутствия скважин колонкового бурения. Можно только догадываться о ее продолжении в направлении к Аяхтинской площади, в пределах которой отмечены газопроявления в колонковых скважинах (см. рис. 3).

Бугариктинская АЗ закартирована по метану (9 скважин) и ТУ (6 скважин) и характеризуется довольно сложной морфологией ПК (см. рис. 1, 2). В 5 скважинах зафиксированы аномальные концентрации одновременно по метану и ТУ. Морфология зоны характеризуется определенной особенностью структуры аномального ПК, в центре которого находится участок с фоновым уровнем, что придает ей «двугорбое» строение, присущее классическому типу аномалий (галоаномалия) над нефтегазоносными антиклинальными ловушками. Максимальные содержания метана в ее пределах колеблются от 19,7 до 37 см^3/кг на породу, коэффициент контрастности составляет 25, ТУ варьирует от 2,5 до 14 см^3/кг, коэффициент контрастности — 37. Как правило ПК аномальных и относительно высоких значений УВ-показателей имеет сквозной характер, т. е. прослеживается по всему разрезу от опорного горизонта до дневной поверхности (рис. 4). Распределение гелия в венлокском опорном горизонте прежде всего связано с тектоническим строением рассматриваемого района (см. рис. 3). По геохимическим показателям аномальное и фоновое ПК заметно отличаются (табл. 1), причем по доле ТУ (%) в УВ-газах, по этановому коэффициенту ($K_э$), отношению этана к пропану, газы аномального поля по значениям близки свободному газу нижнекембрийских залежей Моктаконского нефтегазоконденсатного скопления. Существенное по отношению к свободному газу увеличение отношений изомеров бутана и пентана к нормальным гомологам обусловлено, по-видимому, процессами миграционного характера через мощную толщу отложений нижнего – среднего палеозоя. Об эпигенетической природе

Рис. 1. Схема содержаний CH_4 в отложениях венлокского опорного горизонта
Fig. 1. Scheme of CH_4 content in the Wenlock reference horizon



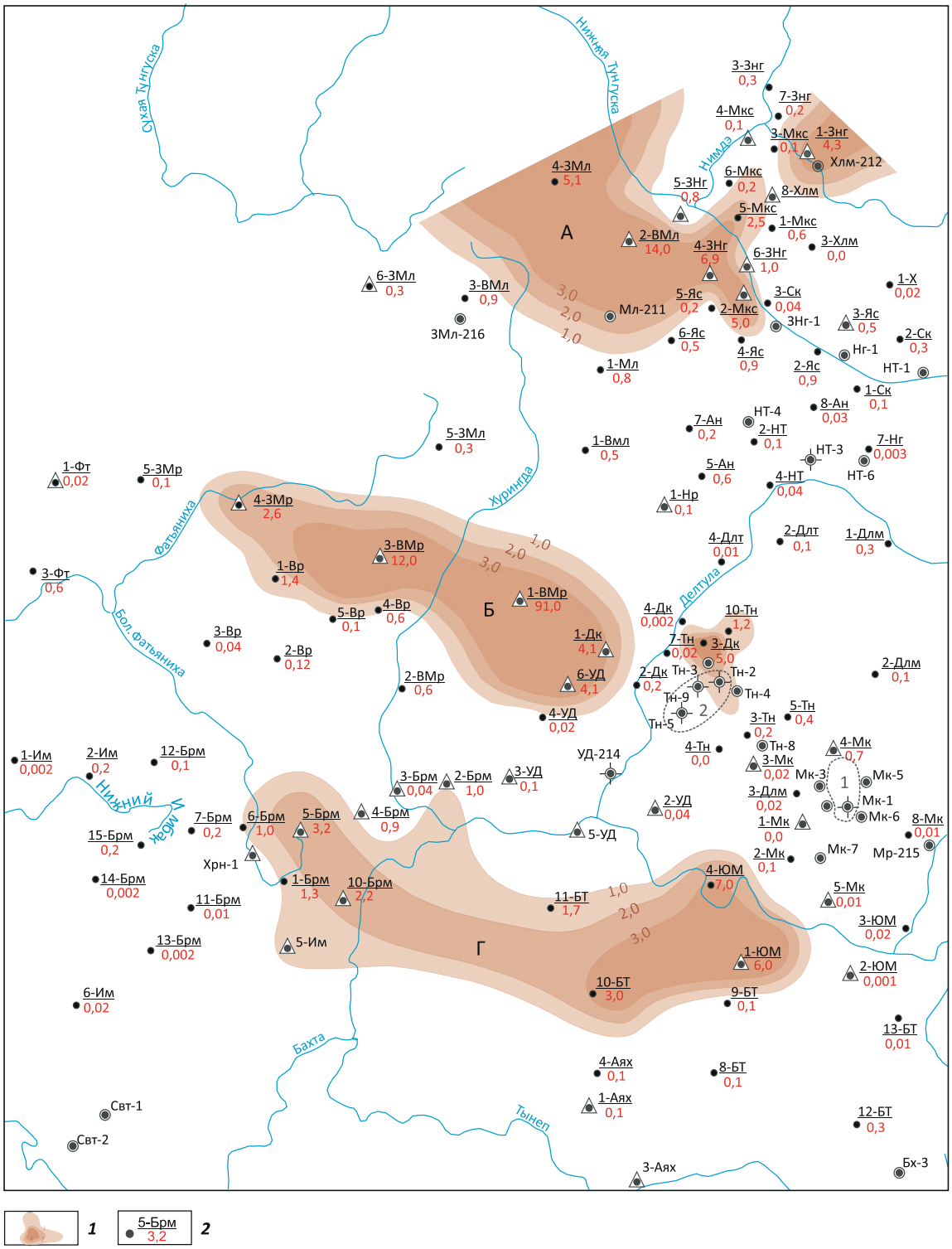
Скважины (***1***, ***2***): ***1*** — a — глубокие, b — продуктивные, c — колонковые, d — с нефтегазоводопроявлениями, нефтебитумонасыщением в колонковых скважинах, ***2*** — колонковые (числитель — номер скважины и аббревиатура, знаменатель — содержание CH_4, $см^3/кг$); ***3*** — поле концентраций CH_4, $см^3/кг$; ***4*** — места скопления УВ (1 — Моктаконское, 2 — Таначинское).

Аномальные зоны: А —Бугариктинская, Б —Хуринг динская, В —Фатьяниховская, Г – Аяхтинская

Wells (***1***, ***2***): ***1*** — a — deep, b — successful, c — core hole, d — c with oil, gas, water shows, oil and bitumen saturation in core holes, ***2*** — core hole (numerator — well number and short name, denominator — CH_4 content, cm^3/kg; ***3*** — CH4 concentration field, cm^3/kg; ***4*** — places of HC accumulation (1 — Moktakonsky, 2 — Tanachinsky).

Anomalous zones: A — Bugariktinskaya, Б — Khuringdinsky, B —Fatyanikhovsky, Г – Ayakhtinsky

Рис. 2. Схема содержаний ТУ в отложениях венлокского опорного горизонта
Fig. 2. Scheme of heavy hydrocarbon content in the Wenlock reference horizon



Аномальные зоны: А —Бугариктинская, Б — Хуринтдинская, Г — Аяхтинская.

1 —поле концентраций ТУ, см^3/кг; ***2*** —скважины колонковые (числитель — номер и аббревиатура площади, знаменатель — содержание ТУ, см^3/кг).

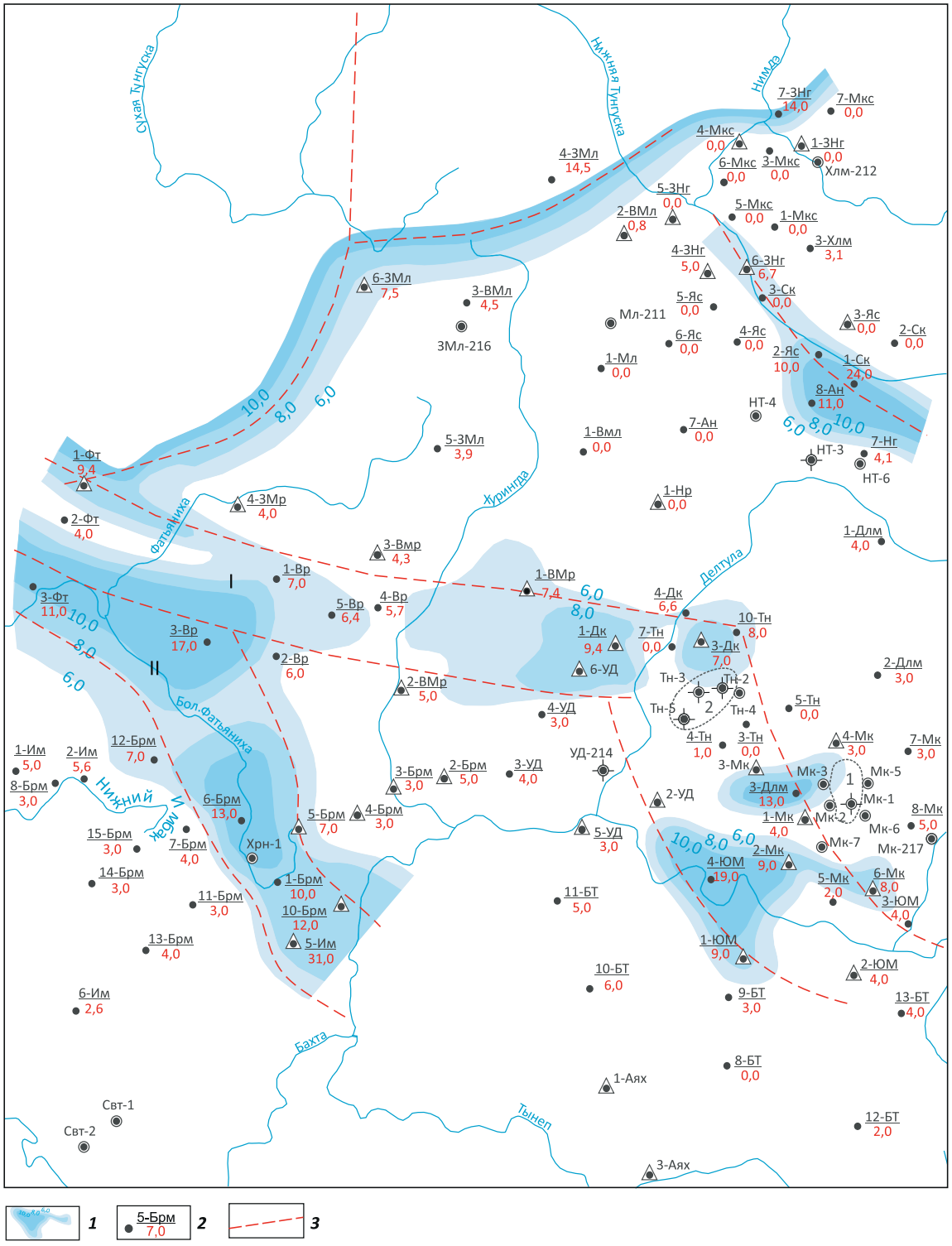
Остальные усл. обозначения см. рис. 1

Anomalous zones: А —Bugariktinskaya, Б — Khuringdinsky, Г — Ayakhtinsky.

1 — field of heavy hydrocarbon concentrations, cm^3/kg; ***2*** —core holes (numerator — site number and short name, denominator — heavy hydrocarbon content, cm^3/kg).

See also legend in Fig. 1

Рис. 3. Схема содержаний гелия в отложениях венлокского опорного горизонта
Fig. 3. Scheme of helium content in the Wenlock reference horizon



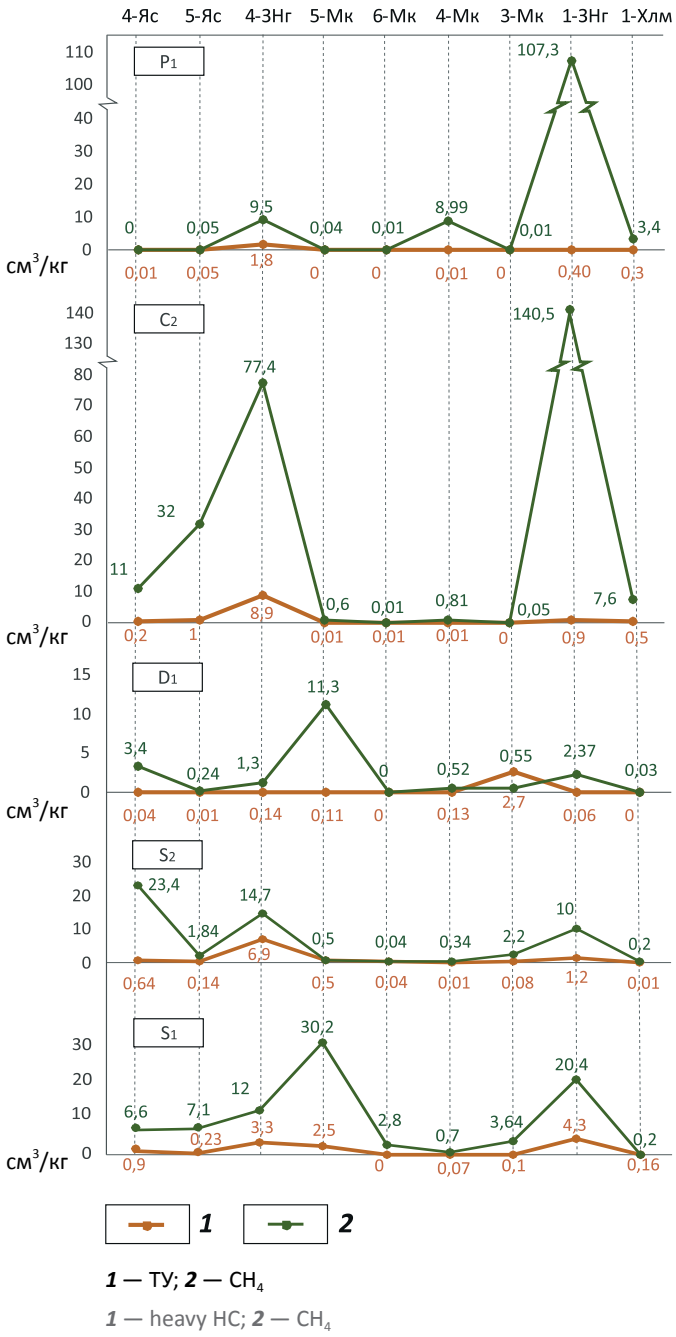
1 —поле концентраций He, $см^2/кг \times 10^{-3}$; ***2*** —скважины колонковые (числитель — номер и аббревиатура площади, знаменатель — содержание He, $см^2/кг \times 10^{-3}$); ***3*** —системы дизъюнктивных дислокаций (I —Бахтино-Фатьяниховская, II —Имбакско-Аяхтинская).

Остальные усл. обозначения см. рис. 1

1 —field of helium concentrations, $cm^2/kg \times 10^{-3}$; ***2*** —core holes (numerator — site number and short name, denominator — He content, $cm^2/kg \times 10^{-3}$); ***3*** —fault systems: I —Bakhtino-Fatyanikhovsky, II —Imbaksky-Ayakhtinsky.

See also legend in Fig. 1

Рис. 4. Распределение концентраций CH_4 и ТУ по разрезу в Бугариктинской АЗ
Fig. 4. Distribution of CH_4 and heavy HC concentrations in the section of the Bugariktinskaya anomalous zone



УВ-газов Бугариктинской АЗ свидетельствуют также положительные корреляции между метаном и ТУ (0,88–0,99), метаном и гелием (0,8–0,81), ТУ и гелием (0,47–0,75) и, напротив, отрицательная связь между УВ-газами и $C_{орг}$ (0,01). В отложениях венлокского яруса отмечаются низкие концентрации $C_{орг}$ (0,11–0,145).

Хурингдинская АЗ закартирована по метану (10 скважин), ТУ (6 скважин), по каждому из полеобразующих ингредиентов она характеризуется разной морфологией и размерами (см. рис. 1, 2). В разрезах 5 скважин отмечается аномальное содержание обоих ингредиентов в породах. Максимальные концентрации метана и ТУ в АЗ достигают 28,6 и 91 см^3/кг, коэффициент контрастности составляет 23 и 19 соответственно. По основным геохимическим показателям рассматриваемая АЗ характеризуется высоким средним содержанием в составе УВ-газов тяжелых УВ, максимальным среди других зон коэффициентом жирности ($K_ж$), минимальным $K_э$ и отношением этана к пропану. На миграционный характер УВ-газов указывает и наличие повышенных содержаний гелия в венлокском горизонте по сравнению с фоновым ПК (см. табл. 1), а также

Табл. 1. Геохимические показатели УВ-газов в породах венлокского опорного горизонта
Tab. 1. Geochemical indicators of hydrocarbon gases in the rocks of the Wenlock reference horizon

Скважина	ПК	ТУ, %	$K_ж$	$K_э$	C_2/C_3	iC_4/nC_4	iC_5/nC_5	He
Бугариктинская АЗ								
4–ЗМл, 2–ВМл, 1–ЗНг, 4–ЗНг, 2–Мк, 5–Мк	Аномальное	6,2–32 / 17,5	0,10–2,7 / 0,7	35–600 / 181	1–7 / 2,8	0,69–1,77 / 0,95	1,44–3,33 / 2,2	5–14,5 / 9,75
5–ЗМл, 6–ЗМл, 1–Мк, 4–Мк, 6–Мк, 7–Мк, 1–Ск	Фоновое	2,3–46,6 / 12,8	0,02–0,9 / 0,2	6–1875 / 722	1,5–30 / 10,1	0,53–1,37 / 0,8	0,65–2,1 / 1,8	3,3–4,8 / 4,05
Хурингдинская АЗ								
1–ВМр, 3–ВМр, 6–УД, 1–Вр	Аномальное	16,5–80 / 40	0,2–3,9 / 1,27	22,40–151,3 / 80,1	0,62–2,27 / 1,36	0,56–0,84 / 0,69	1,53–2,9 / 1,94	3,2–8,5 / 5,8
4-УДл, 2-ВМр, 5–ЗМл, 5–Вр	Фоновое	3,9–10,7 / 8,38	0,04–0,12 / 0,09	105,0–1875 / 1060	2,1–30 / 16,03	0,59–1,37 / 0,89	0,34–1,84 / 1,17	3,3–6,4 / 4,5
Фатьяниховская АЗ								
6–Брм, 12–Бр, 3–Фт, 2–Имб, 2–Вр	Аномальное	0,52–6,28 / 2,3	0,61–0,07 / 0,03	631–6777 / 2386	8,2–72,62 / 30,4	0,13–1,89 / 1,19	0,10–2,96 / 1,24	5,6–12,8 / 7,7
1–Им, 8–Брм, 13–Брм, 14–Брм, 15–Брм	Фоновое	0,07–5,22 / 1,64	0,003–0,06 / 0,02	10–625 / 274	5,7–45 / 21,6	0,3–0,83 / 0,48	–	3–4,2 / 3,3
Аяклинская АЗ								
1–ЮМк, 5–Брм, 10–Брм, 10–БТ, 11–БТ	Аномальное	10,66–69,7 / 40,9	1,22–2,3 / 1,15	28,8–203 / 112	1,03–3,5 / 1,9	0,8–3,3 / 1,57	2,55–4,31 / 3,46	5,2–12 / 7,62
9–БТ, 13–БТ, 2–ЮМкт, 5–Мкт	Фоновое	0,61–1,92 / 1,76	0,01–0,03 / 0,02	30,4–4357 / 1743	1,9–48,9 / 21,08	–	–	2–4 / 3,3

тесная пространственная связь между аномалиями по ТУ и гелию (см. рис. 2, 4). Аномальные концентрации рассеянных УВ-газов в разрезе осадочного чехла отчетливо прослеживаются от опорного горизонта до отложений верхнего девона, а нередко и до перми (табл. 2).

Фатьяниховская АЗ выделяется только в ПК по метану (8 скважин), имеет четко выраженную морфологию и северо-западное, юго-восточное простирание (см. рис. 1, 2). Средние максимальные концентрации метана в АЗ изменяются от 7,3 до 22,3 $см^3$/кг, ТУ колеблется в пределах от 0,01 до 0,96 $см^3$/кг, коэффициент контрастности составляет 17,4. Аномальные концентрации метана фиксируются не только в опорном горизонте, но и по всему разрезу отложений среднего – верхнего палеозоя, достигающими очень высоких значений: от 83,3 (скв. 1-Фт) до 116,5 $см^3$/кг (скв. 6-Бр), т. е. ареолы рассеивания метана имеют сквозной характер, что однозначно свидетельствует об их миграционной природе. Подтверждением этому является их тесная связь в разрезе с ареолами аномальных концентраций гелия, средние содержания которого в отложениях нижнего силура достигают 0,044 $см^3$/кг, нижнего ордовика — 0,052 $см^3$/кг (скв. 6-Бр). Аномальные ПК по метану и гелию имеют четкую пространственную взаимозависимость (см. рис. 1, 4). Фатьяниховская

Табл. 2. Распределение содержаний УВ-газов по разрезам скважин аномального и фонового ПК
Tab. 2. Distribution of HC gas contents by sections of anomalous and background penetration wells

Возраст отложений	Аномальное ПК						Фоновое ПК		
	Скв. 1-ВМр			Скв. 3-ВМр			Скв. 2-ВМр		
	CH_4	ТУ	He	CH_4	ТУ	He	CH_4	ТУ	He
P_1	15,5	0,6	1	9,7	0,1	2,3	0,03	0,001	2
C_{2-3}	0,2	0,01	4	0,7	0,001	3	0,01	0,002	2
D_2	9	3,7	20	22,2	5	5,9	0,02	0,001	4,8
D_1	19	41,7	26	53,5	5,7	24,8	–	–	–
S_2	7,3	7,3	7,5	10,5	1,1	7,5	1,3	0,03	4,6
S_1	23,2	91,2	7	21	12	4,4	5,6	0,5	4,9

АЗ по геохимическим показателям, по сравнению с другими зонами, характеризуется явным снижением в составе УВ-газов гомологов метана, $K_ж$, резким повышением $K_э$, отношения этана к пентану и бутанового показателя (см. табл. 1). Особое внимание обращает на себя отсутствие различий между аномальным и фоновым ПК по доле ТУ в УВ-газах и $K_ж$, исключающее таким образом участие ТУ в миграционном массопереносе.

Аяхтинская АЗ на большей части площади картируется по ТУ (8 скважин), на отдельных ее участках по метану (4 скважины) и имеет четко выраженное субширотное простирание (см. рис. 1, 2). В трех скважинах этой зоны зафиксировано аномальное содержание обоих ингредиентов. Средние концентрации ТУ колеблются в пределах 1–7 $см^3$/кг, метана — 9–14 $см^3$/кг, коэффициент контрастности составляет 20,8 и 7,5 соответственно. На большей части рассматриваемой зоны ПК по гелию представлено фоновыми значениями, за исключением двух скважин (1-ЮМк, 4-ЮМк), в разрезах которых с глубиной отмечается его увеличение от 9 $см^3$/кг в отложениях девона до 13 $см^3$/кг в верхнем кембрии (см. рис. 4). Аналогичная тенденция характерна для УВ-газов, она выражается в росте с глубиной корреляционной связи между метаном и ТУ от 0,48 (в отложениях нижней перми – среднего девона) до 0,9 (в силур-ордовикских отложениях). По всем геохимическим показателям аномальное ПК существенно отличается от фонового, а по доле ТУ и $K_ж$ практически идентично Хурингдинской АЗ (см. табл. 1). Самые высокие значения бутанового и пентанового показателей в УВ-газах этой зоны, по сравнению с другими, вероятно свидетельствуют об интенсивной дифференциации между изобутанами, изопентанами и *н*-бутанами и *н*-пентанами в процессе миграции УВ-газов через геологические барьеры, каковыми являются мощные тела долеритовых силлов и солей в отложениях среднего кембрия.

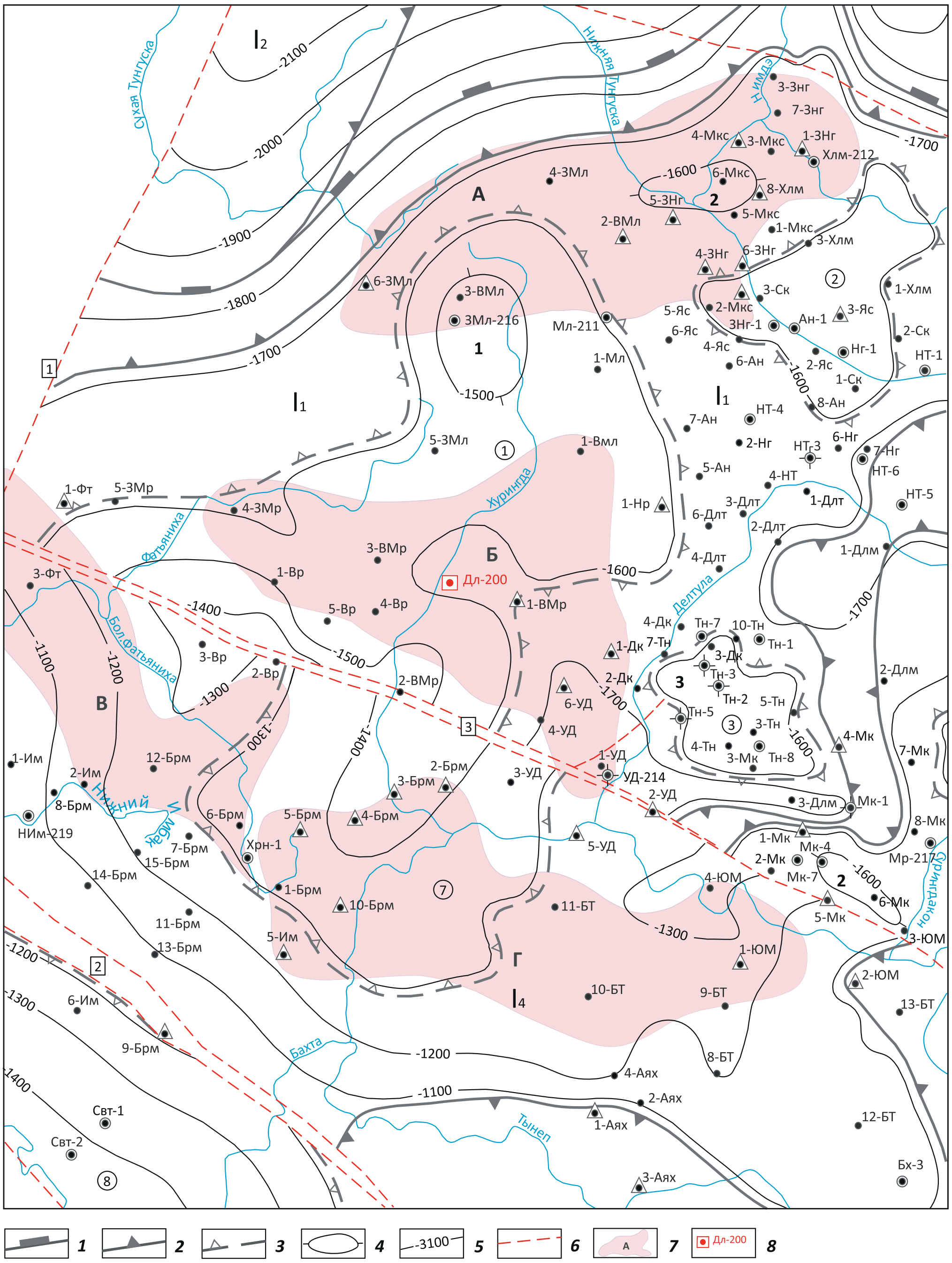
Обоснование новых нефтегазоперспективных зон

Закартированные АЗ и установленная их генетическая связь с миграцией УВ-газов из глубинных источников платформенного чехла позволяет наметить вероятные контуры одноименных нефтегазоперспективных зон (НГПЗ) на западе Бахтинского мегавыступа (рис. 5, 6).

Бугариктинская НГПЗ имеет надежно установленную границу на юго-востоке и условно оконтурена на северо-западе и северо-востоке. Ее длина составляет 100 км, ширина — в среднем 35 км. В структурном отношении по подошве летнинской свиты среднего кембрия данная НГПЗ приурочена к северо-западной части Хурингдинского выступа, осложненного малоамплитудными Малкитконским валом, Ногинским куполовидным поднятием и локальной антиклинальной складкой в районе скв. 6-МКс, оконтуренными по изогипсе –1600 м, а также разломами северо-восточного и юго-восточного простирания, намеченными по данным анализа ПК гелия (см. рис. 5). В структуре платформенного чехла по кровле усольского стратиграфического горизонта НГПЗ более отчетливо контролируется Малкитконским валом и структурным носом на северном замыкании Хурингдинского выступа (см. рис. 6).

Для прогноза УВ-потенциала НГПЗ рассмотрим основные возможные нефтегазогенерирующий и аккумулирующий комплексы, а также фазовый состав месторождений УВ, формирующих аномальные поля УВ-газов в зоне поискового геохимического зондирования. В этой связи целесообразно обратиться к анализу химического состава пластовых флюидов, отобранных в процессе бурения структурно-колонковых скважин (2-ВМл, 5-ЗНг, 6-ЗНг, 4-Мкс, 8-Хл, 3-Яс) из опорного горизонта и других стратиграфических подразделений верхнего – среднего палеозоя в результате флюидопроявлений. Для идентификации этих УВ-газов проведен расчет некоторых геохимических показателей, предложенных В.И. Старосельским в работе [6], а также полученных по месторождениям УВ-газов западной части Лено-Тунгусской НГП и из единичных продуктивных и непродуктивных скважин, сведенных по стратиграфическим комплексам в единую таблицу (табл. 3). Аналогичные показатели для УВ-газов из флюидопроявлений в структурно-колонковых скважинах приведены в табл. 4.

Рис. 5. Схема нефтегазоперспективных зон на структурной основе по подошве летнинской свиты
Fig. 5. Scheme of oil and gas promising zones and the depth map of the Letninsky Fm Bottom



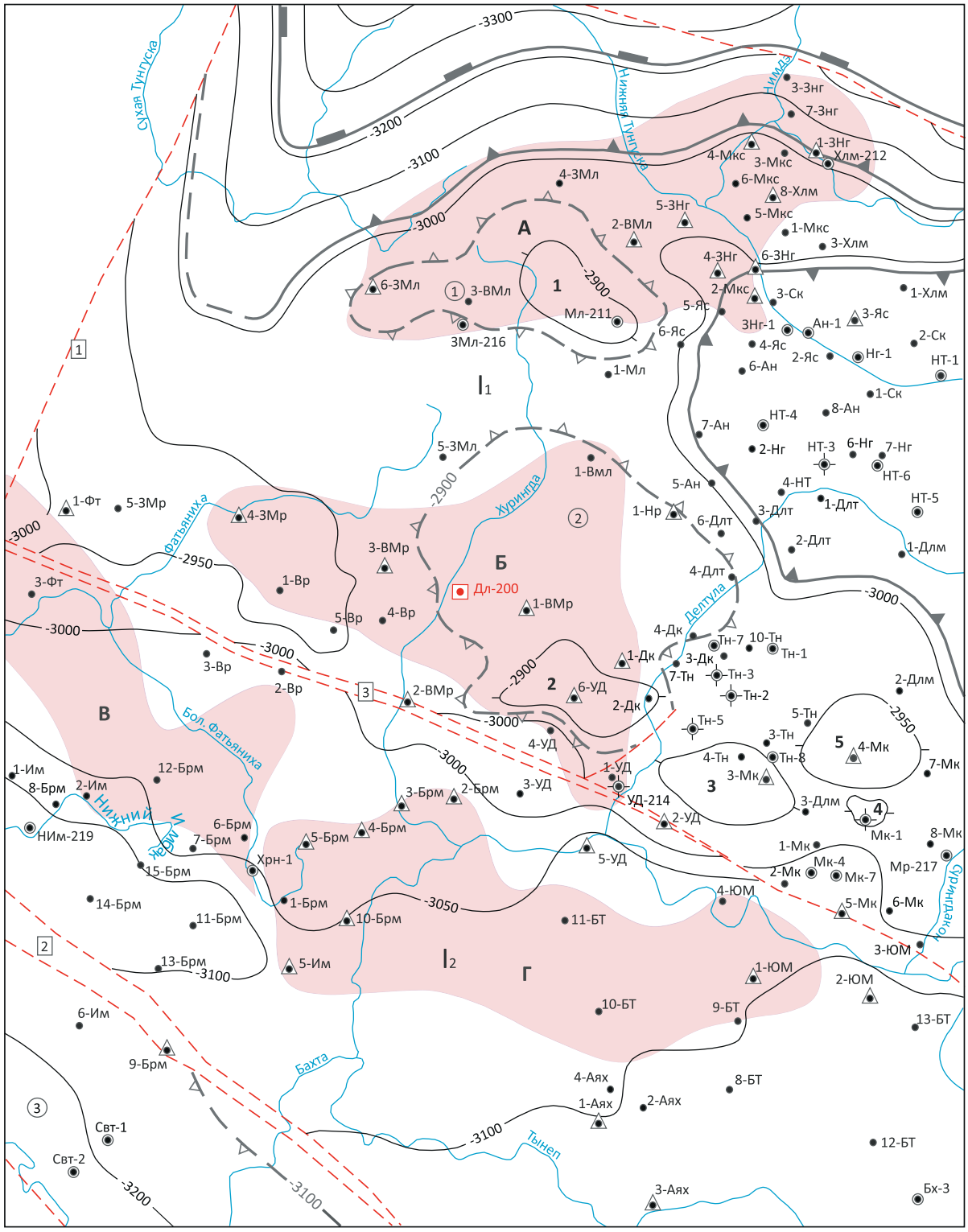
Границы структурно–тектонических элементов (***1–3***) [8]: ***1*** — надпорядковых (I —Бахтинский мегавыступ), ***2*** — I порядка (I1 —Хурингдинский выступ,I4 —Тынепская впадина), ***3*** — II порядка (1 —Малькитконский вал, 2 — Ногинское куполовидное поднятие, *3* — Таначинское куполовидное поднятие, 7 — Фатьяниховский прогиб, 8 — Имбакский прогиб); ***4*** — локальные поднятия (1 — Малькитконское, 2 — Усть-Нимдинское, 3 — Южно-Моктаконское); ***5*** — изолинии подошвы летнинской свиты, м; ***6*** — разломы, выявленные по сейсморазведке (1 — Имангдино-Летнинский, 2 — Кулино-Бахтинский, 3 — Бахтинский); ***7*** — нефтегазоперспективные зоны: А — Бугариктинская, Б — Хурингдинская, В — Фатьяниховская, Г — Аяхтинская; ***8*** — проектная параметрическая скважина.

Остальные усл. обозначения см. рис. 1

Boundaries of structural and tectonic elements (*1–3*) [8]: ***1*** — super-order (I — Bakhtinsky mega-uplift), ***2*** — I-st order (I1 — Khuringdinsky salient, I4 —Tynepsky depression), ***3*** — II-nd order (1 — Mal'kitonsky swell, 2 — Noginsky dome, 3 — Tanachinsky dome, 7 — Fatyanikhovsky trough, 8 — Imbaksky trough), ***4*** — local uplifts (1 —Mal'kitonsky, 2 —Ust'-Nimdinsky, 3 — South Moktakonsky); ***5*** — contour lines of the Letninsky Fm Bottom, m; ***6*** — faults identified using seismic data (1 — Imangdino-Letninsky, 2 — Kulino-Bakhtinsky, 3 — Bakhtinsky); ***7*** — oil and gas promising zones: A — Bugariktinskaya, Б — Khuringdinsky, B —Fatyanikhovsky, Г – Ayakhtinsky; ***8*** — planned stratigraphic well.

See also legend in Fig. 1

Рис. 6. Схема нефтегазоперспективных зон на структурной основе по кровле усольской свиты
Fig. 6. Scheme of oil and gas promising zones and the depth map of the Usol'sky Fm Top



Усл. обозначения см. рис. 1, 5

See Legend in Fig. 1, 5

Табл. 3. Геохимические показатели по свободным УВ-газам месторождений и водорастворенным газам продуктивных структур
Tab. 3. Geochemical indicators for free hydrocarbon gases from deposits and water-dissolved gases from productive structures

Месторождение, залежь	Возраст отложения	ТУ, %	C_2/C_3	$K_э$	$K_ж$	iC_4/nC_4	iC_5/nC_5	C_1/N_2	УВ-газы N_2	Состав УВ
ЮТЗ	RF**(8)	9–16 / 13	3–4 / 3	210–287 / 233	9–18 / 15	0,5–0,9 / 0,6	0,6–1,7 / 1	8–21 / 14	9–24 / 17	*НГК
	V (5)	12–19 / 15	3–4 / 3	166–275 / 205	13–24 / 12	0,5–0,9 / 0,6	0,8–1,2 / 1	8–17 / 12	9–20 / 15	НГК
Оморинское		11–14 / 13	2–5 / 3	139–363 / 161	12–17 / 15	0,5–0,7 / 0,6	–	6–8 / 7	7–9 / 8	НГК
Катангская седловина										
Пайгинское Ванаварская	V (4)	7–24 / 15	2–4 / 3	109–247 / 169	7–32 / 18	0,3–0,9 / 0,5	0,1–0,8 / 0,5	2–21 / 9	3–28 / 12	НГК
Ангарская зона складок										
Абаканское, Агалеевское, Имбинское	RF_3-V (9)	2–5 / 3	4–13 / 9	285–1226 / 669	2–6 / 3	0,7–1 / 0,9	1,5–2 / 1,8	3–6 / 5	3–6 / 5	Г
Бахтинский мегавыступ										
Таначинское, Моктаконское	$Є_{1-2}$ (8)	6–15 / 9	1,5–9,7 / 4	143–463 / 216	6,3–18 / 10	0,4–1,8 / 1	0,3–2,2 / 1	5–15 / 11	6–15 / 11	ГК
Моктаконское, Берямбинское	$Є_1$ (4)	14,5–35 / 20,9	1,1–3,6 / 2	54,4–264 / 156	18–54 / 20	0,3–1 / 0,6	0,4–2,2 / 1,2	5,6–11 / 8	6,5–13 / 10	Н
Непродуктивные структуры										
11 структур	$Є_1$-V	0,1–4,4 / 3	1,1–25 / 11	121–2429 / 1086	1,9–4,6 / 3	0,4–3,2 / 0,7	0,7–1,5 / 0,9	0,7–6 / 4	0,1–5 / 3	

*НГК — нефтегазоконденсатные; ГК — газоконденсатные; Г — газовые.
**Число анализов состава газа

*НГК — oil and gas condensate; ГК — gas condensate; Г — gas
**Number of gas composition analyses

Табл. 4. Геохимические показатели УВ-газов флюидопроявлений в процессе бурения колонковых скважин
Tab. 4. Geochemical parameters of HC gases of fluid phenomena in the process of core drilling

Колонковые скважины	Пласт, отложения	ТУ, %	C_2/C_3	$K_э$	$K_ж$	iC_4/nC_4	iC_5/nC_5	C_1/N_2	УВ-газы/N_2
Нируканская-1	C_{2-3}	0,7	30	2565	0,7	2	2	12	12
Восточно-Малькитконская-2	S_1	19	1,6	106	24	1,0	1,5	23	28
Западно-Ногинская-5	S_1	13	2,5	159	15	0,8	1,1	9	10
Максимовская-4	S_1	3	11	789	3	0,7	1,6	6	6
Западно-Ногинская-6	S_1	4	11	915	4	1	1,8	33	331
Ясенгская-8	S_1	21	2,0	122	27	1,2	1,6	26	34

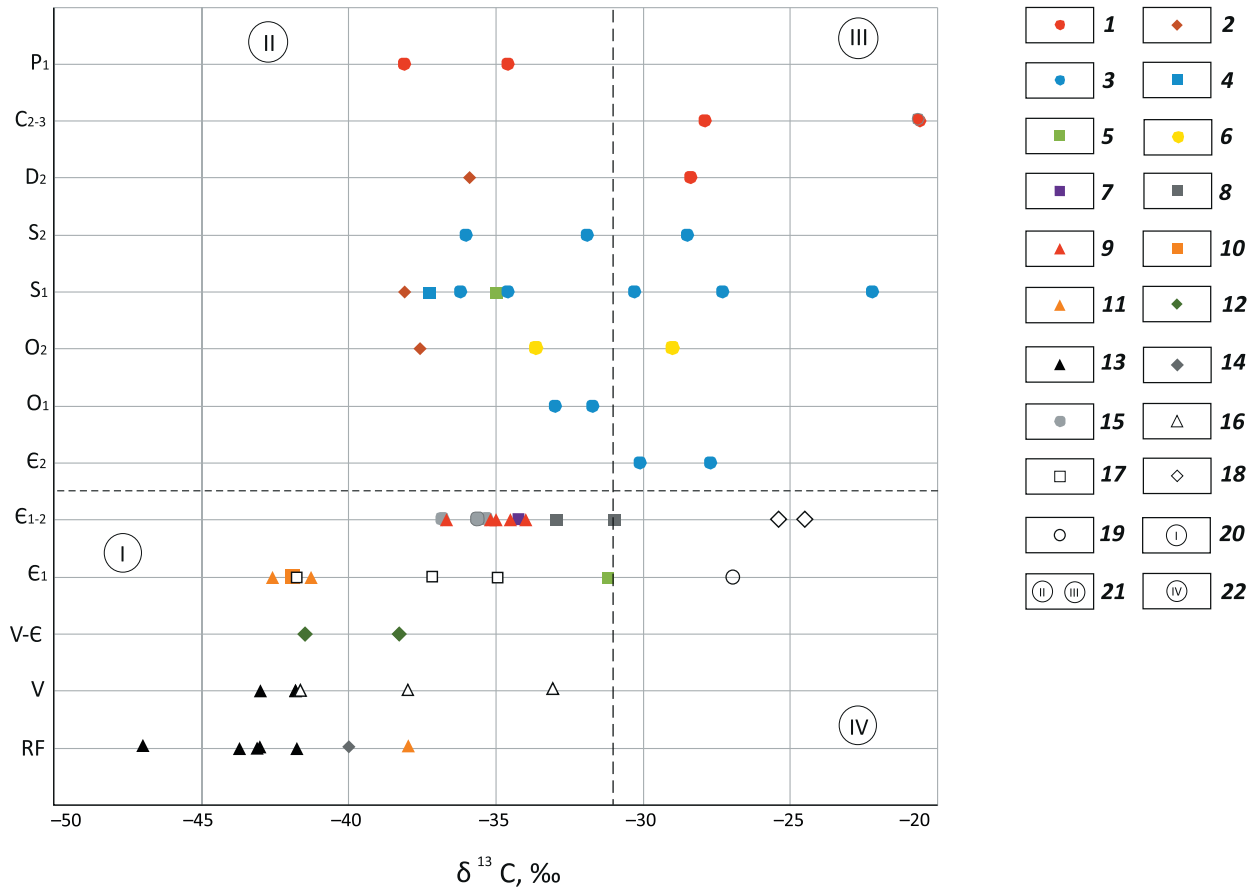
Анализ геохимических показателей обнаруживает наиболее тесную связь газовых проявлений в скважинах 2-ВМл, 8-Хл с нижнекембрийскими залежами Моктаконского нефтегазоконденсатного скопления, в скв. 5-ЗНг с вендскими залежами Оморинского и Юрубчено-Тохомского нефтегазокондесатных месторождений, в скважинах 4-Мкс, 6-ЗНг с вендскими залежами Ангарской зоны складок. То есть абсолютно во всех случаях нефтематеринский источник УВ связан с нижнекембрийским и вендским нефтегазоносным комплексом. В скв. 3-Яс УВ-газы по своим характеристикам ближе всего к газам газоконденсатных залежей таначинского продуктивного горизонта нижнего – среднего кем-

брия. Это обстоятельство наводит на мысль о наличии промежуточной залежи в таначинско-дельтулинском резервуаре нижнего – среднего кембрия. Некоторым диссонансом, на первый взгляд, выглядит связь УВ-газов из скважин 4-Мкс и 6-3Нг с месторождениями Ангарской зоны складок. На самом деле такое отличие, по-видимому, объясняется тем, что данные скважины расположены непосредственно на разломах (см. рис. 4), дренирующих глубокозалегающие источники УВ, по которым в зону геохимического зондирования прежде всего прорываются наиболее способные к миграции метан и гелий. Нельзя исключать и смешивания в зоне разломов свободного и водорастворенного газов. Нередко в приповерхностные отложения в смеси совместно с газами происходят инъекции минерализованных глубинных вод из таначинско-дельтулинского резервуара и более глубоких горизонтов, что и зафиксировано скв. 6-3НГ, из которой получен самопроизвольный выброс пластовой воды с минерализацией 358 г/Дм^3 дебитом около 21 тыс. м^3/сут. Масштабное внедрение высокометаморфизованных (r Na/Cl = 0,3–0,45) рассолов хлор-натриевого, кальциевого состава из отложений нижнего – среднего кембрия в зону поискового геохимического зондирования свидетельствует об интенсивной дезинтеграции верхней части платформенного чехла, на что также указывает распределение изотопного состава углерода метана УВ-газов (рис. 7). В 6 из 7 колонковых скважин, находящихся в пределах Бугариктинской НГПЗ, результаты изотопного анализа свидетельствуют о генетическом сходстве газов флюидопроявлений (сектор II) и газов из залежей таначинского и дельтулинского продуктивных горизонтов нижнего – среднего кембрия. Газы сектора III с утяжеленным изотопным составом углерода, очевидно, в большей степени отвечают газам, мигрирующим из скоплений, значительно более удаленных от мест вертикальной разгрузки в зону геохимического зондирования. Подобные соображения по утяжелению изотопного состава метана со ссылкой на разных исследователей приведены в работе В.А. Соколова [7]. В данном случае, безусловно, нельзя исключать и эффекта смешения газов разного генетического типа, имея в виду влияние дегазации водорастворенного газа при разгрузке глубинных пластовых вод нижне-среднекембрийского нефтегазоносного комплекса в приповерхностные отложения чехла.

Прогноз вероятных месторождений УВ в нижнекембрийском нефтегазоносном комплексе как основных источников формирования Бугариктинской НГПЗ объясняется также наличием в нем природного резервуара, состоящего из карбонатных горизонтов коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами: моктаконского, абакунского, нижнетунгусского, подсолевого, перекрытых зональными экранами. Последние сложены глинистыми, ангидритистыми доломитами, известняками и региональной соленосной покрышкой эльгянского и толбачанского горизонтов с суммарной мощностью солей до 58 м [8]. Очаг нефтегазообразования, как и основные питающие месторождения Бугариктинской НГПЗ, находится в районе скважин 4-3Мл, 6-3Мл и западнее, где в основании платформенного чехла под вендскими отложениями появляются отложения рифея [9], из которых, по-видимому, идет основной миграционный поток УВ. Об этом можно судить по изменению гипсометрического положения в разрезе интервалов флюидопроявлений по линии скважин 2-ВМл, 2-ВМл, 5-3Нг, 4-3Нг, которые в западном направлении фиксируются на все более высоких абсолютных отметках. На большом фактическом материале по различным нефтегазоносным бассейнам установлено, что при миграции УВ-газов в свободном, нефтерастворенном, конденсатном растворе по направлению движения уменьшается $K_ж$ [5]. Данная закономерность отчетливо обнаруживается по линии скважин 2-ВМл, 5-3Нг, 6-3Нг протяженностью 25 км и последовательным уменьшением $K_ж$ в 6 раз (см. табл. 4), определенно указывающим на латеральный поток УВ-газов в опорном горизонте вверх по восстанию пластов. Полученные геолого-геохимические данные позволяют с высокой долей уверенности прогнозировать наличие залежей с промышленными запасами УВ в районе колонковых скважин 4-3Мл, 2-ВМл, 5-3нг. Расположенные на внешнем юго-восточном контуре НГПЗ параметрические скважины (Малкитконская-211, Западно-Малкитконская-216, Холминская-212), пробуренные в 1980-х гг., по результатам опробования ИПТ оказались непродуктивными.

Хурингдинская НГПЗ имеет достаточно надежно установленные границы, субширотное простирание и размеры 50 × 90 км (см. рис. 5, 6). В структуре по подошве летнинской свиты она большей своей частью приурочена к Малкитконскому валу, а по кровле усольского стратиграфического горизонта восточная половина ее площади находится на Дельтулинском куполовидном поднятии, тем самым обнаруживая достаточно тесную связь с крупными положительными структурно-тектоническими элементами платформенного чехла. Определяющее влияние структурно-тектонического фактора на формирование данной зоны иллюстрирует геолого-геохимический профиль, построенный с использованием разных структурных моделей по данным сейсморазведки (ОГ Б на границе кембрия и венда) и методу прогноза структурного плана с использованием структурно-колонковых скважин [8] по кровле усольского стратиграфического горизонта (рис. 8). Представляется очевидной также ее пространственная связь с Бахтино-Фатьяниховской системой дизъюнктивных и пликативных дислокаций (см. рис. 4). Изменения значений $K_ж$: 0,96, 0,12, 0,03, 0,57 соответственно по линии скважин 2-ВР, 5-ВР, 4-Вр, 3-ВМр доказывают наличие латеральной миграции УВ-газов. Высокие значения показателя в скв. 3-ВМр, расположенной непосредственно

Рис. 7. Изменения изотопного состава $\delta^{13}C$ метана газов в осадочном чехле
Fig. 7. Changes in $\delta^{13}C$ isotopic composition of methane in gases from the sedimentary cover



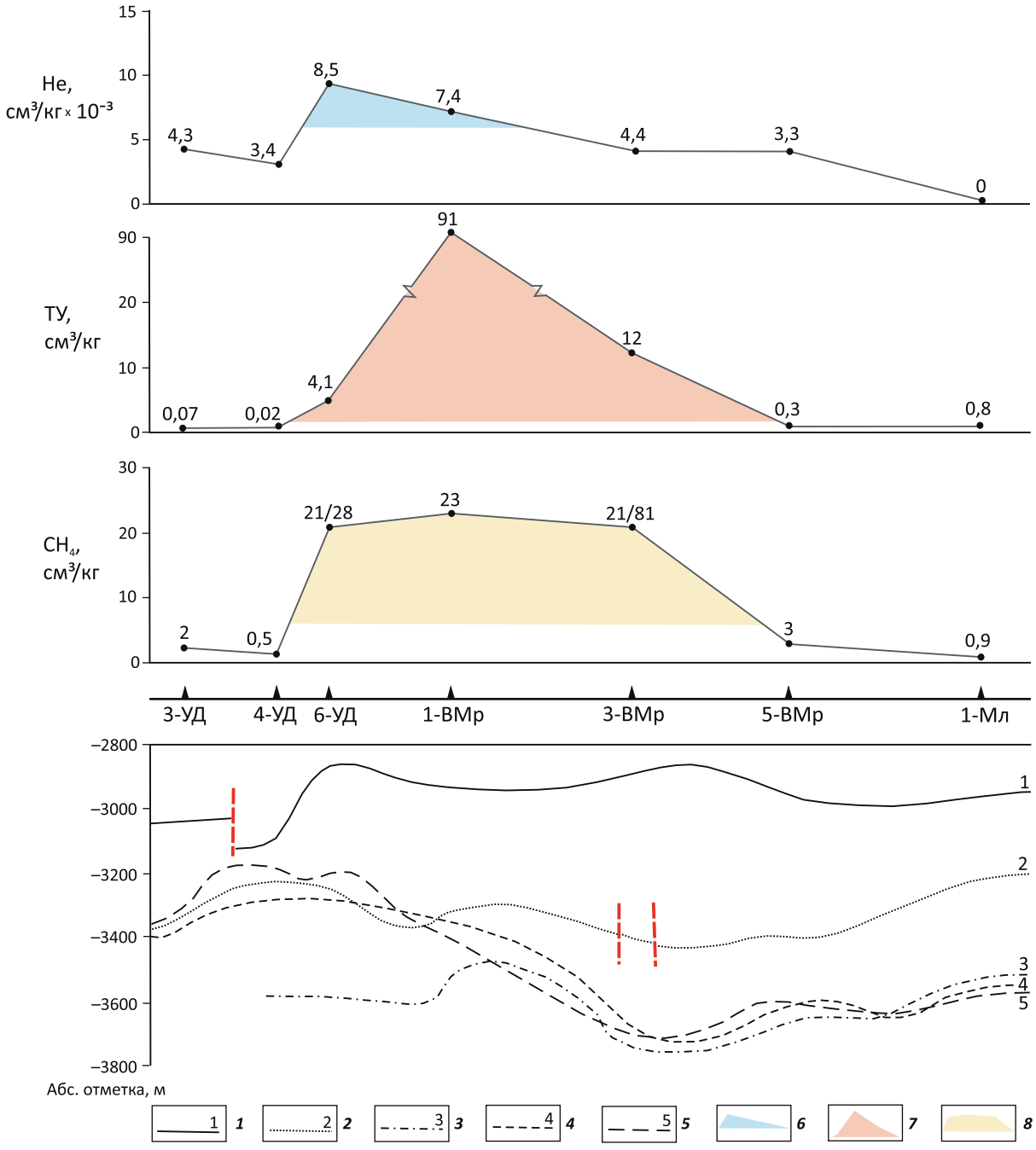
Площади с газопроявлениями в колонковых скважинах (***1–6***): ***1*** — Западно-Ногинская, ***2*** — Ясенгская, ***3*** — Максимовская, ***4*** — Холминская, ***5*** — Моктаконская, ***6*** — Ирбуклинская; **месторождения, продуктивные скважины** (***7–17***): ***7*** — Анакитская, ***8*** — Нижнетунгусская, ***9*** — Сухотунгусская, ***10*** — Нижнелетнинское, ***11*** — Юрубченское, ***12*** — Оморинское, ***13*** — Куюмбинское, ***14*** — Усть-Камовская, ***15*** — Таначинская, ***16*** — Собинское, Ванаварская, ***17*** — Берямбинская; **непродуктивные скважины** (***18***, ***19***): ***18*** — Суринградаконская, ***19*** — Таначинская; **газы** (***20–22***): ***20*** — продуктивных отложений, ***21*** — зоны геохимического зондирования, ***22*** — водорастворенные

Areas with gas shows in core holes (***1–6***): ***1*** — West Noginskaya, ***2*** — Yasengskaya, ***3*** — Maksimovskaya, ***4*** — Kholminskaya, ***5*** — Moktakonskaya, ***6*** — Irbuklinskaya; **fields, productive wells** (***7–17***): ***7*** — Anakitskaya, ***8*** — Nizhnetungusskaya, ***9*** — Sukhotungusskaya, ***10*** — Nizhneletninskoye, ***11*** — Yurubchenskaya, ***12*** — Omorinskaya, ***13*** — Kuyumbinskaya, ***14*** — Ust'-Kamovskaya, ***15*** — Tanachinskaya, ***16*** — Sobinsky, Vanavarskaya, ***17*** — Beryambinskaya; **dry wells** (***18***, ***19***): ***18*** — Suringdakonskaya, ***19*** — Tanachinskaya; **gases** (***20–22***): ***20*** — of productive deposits, ***21*** — of geochemical testing zone, ***22*** — dissolved in water

в пределах НГПЗ, свидетельствуют, по-видимому, о сформировавшейся непосредственно в опорном горизонте вторичной микрозалежи с нефтяным насыщением в результате миграции УВ из вероятного месторождения в нижнекембрийском нефтегазоносном комплексе. Данная точка зрения подкрепляется прямыми признаками нефтегазонасыщения пород в зоне геохимического зондирования. Так, в керне из отложений силура отмечены капельные выделения конденсата, нефти (скважины 1-ВМр, 3-Вмр), в породах среднего девона зафиксированы выпоты конденсата и выделение пузырьков газа (скважины 6-УДл, 1-Дк). Основываясь на данных по продуктивной скв. 1 Моктаконского нефтегазоконденсатного скопления, расположенного в 50 км к юго-востоку, в которой состав газа из отложений девона по геохимическим показателям генетически близок УВ-газам кембрийских залежей, можно с большой долей вероятности связывать и флюидопроявления в рассматриваемых выше скважинах с залежами УВ кембрийского нефтегазоносного комплекса (табл. 5). Более того, на юго-восточной периферии НГПЗ находится параметрическая скв. Усть-Дельтулинская-214, в которой из нижнетунгусского (3057–3116 м) и моктаконского (3213–3253 м) горизонтов нижнего кембрия испытателем пластов на трубах были получены притоки газа дебитом 161 и 500 тыс. $м^3$/сут соответственно.

Основным нефтегазоносным комплексом в пределах рассматриваемой НГПЗ является ниж-

Рис. 8. Структурно-геохимический профиль через Дельтулинскую НГПЗ
Fig. 8. Structural and geochemical profile across the Del'tulinsky oil and gas promising zone



1 — кровля усольского стратиграфического горизонта (по В.А. Кринину); **ОГ** (***2–5***): ***2*** — Б (Г.В. Грицаенко, Н.А. Егорова, ЗАО «Красноярскгеофизика», 2010); ***3*** — R (Г.В. Грицаенко, Н.А. Егорова, ЗАО «Красноярскгеофизика», 2010), ***4*** — Б (Н.Н. Дашкевич, С.В. Бормотова, Л.И. Левандовская, Ф.С. Латынова, Ю.В. Вершинин, И.А. Федунова, Илимпейская ГЭ, ПГО «Енисейгеофизика», ЗАО «Красноярскгеофизика», 2010), ***5*** — Б (дежурная структурная карта 1987 г. по состоянию на 01.09.1987 г.); **аномальные ПК** (***6–8***): ***6*** — по Не, ***7*** — по ТУ ($CH_{4+высш}$), ***8*** — по CH_4

1 — Top of Usol'sky stratigraphic level (according to V.A. Krinin); **Reflector** (***2–5***): ***2*** — Б (G.V. Gritsaenko, N.A. Egorova, Kraskoyarskgeofizika, 2010); ***3*** — R (G.V. Gritsaenko, N.A. Egorova, Kraskoyarskgeofizika, 2010), ***4*** — Б (N.N. Dashkevich, S.V. Bormotova, L.I. Levandovskaya, F.S. Latynova, Yu.V. Vershinin, I.A. Fedunova, Ilimpeiskaya GE, Yeniseigeofizika, Kraskoyarskgeofizika, 2010), ***5*** — Б (advanced map, 1987 as on 01.09.1987); **anomalous concentration fields** (***6–8***): ***6*** — He, ***7*** — heavy HC ($CH_{4+higher}$), ***8*** — CH_4

Табл. 5. Геохимические показатели свободных УВ-газов флюидопроявлений в девонских отложениях и газоконденсатной залежи нижнего кембрия (скв. Моктаконская-1)

Tab. 5. Geochemical parameters of free hydrocarbon gases of fluid occurrences in Devonian sediments and gas condensate deposits of the Lower Cambrian (Moktakonskaya-1 well)

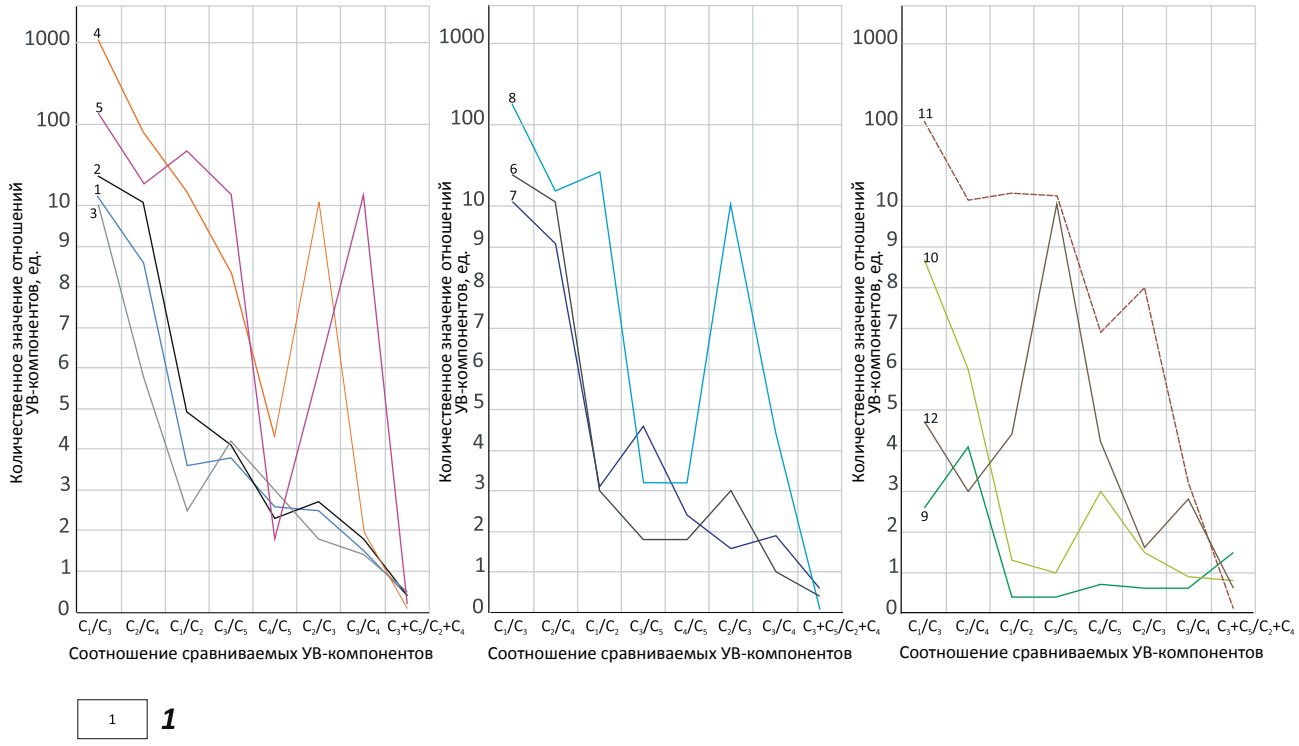
Возраст отложений/ глубина, м	ТУ, %	$K_ж$	$K_э$	C_2/C_3	iC_4/nC_4	iC_3/nC_5
D_{2-1} / 706–756 м проявление	13,7	0,2	105,5	1,8	0,64	1,56
$Є_1$ / 3220–3230 залежь	34,2	0,52	243	3,5	0,69	1

некембрийский, поскольку в его составе присутствуют горизонты коллектора с высокими фильтрационно-емкостными свойствами и соленосная покрышка с суммарной толщиной солей около 500 м в эльгянском и толбачанском горизонтах [8]. Возможно, нефтегазоперспективными здесь также следует считать отложения рифея, экранируемые слабопроницаемыми сульфатно-карбонатными породами верхнего венда и соленосной пачкой мощностью 20 м в ясенгской свите нижнего кембрия, залегающими на абсолютных отметках от −3500 до −4100 м. В моктаконском горизонте залежи нефти и газа могут быть связаны непосредственно с биогермными постройками, газа — с вышезалегающим нижнетунгусским горизонтом со структурами облекания биогермных построек. Сугубо ориентировочная оценка УВ-ресурсов только одного Дельтулинского куполовидного поднятия (см. рис. 6), проведенная с использованием подсчетных параметров по Моктаконскому скоплению УВ при условии 50 %-го заполнения ловушки, составляет по нефти 22,1 млн т, по газу 47,1 млрд м^3.

Фатьяниховская НГПЗ достаточно надежно оконтурена и имеет четко выраженное северо-западное, юго-восточное простирание (см. рис. 5, 6). Размеры ее составляют: протяженность — 70 км, ширина — 20–30 км. В структурном отношении по кровле усольского стратиграфического горизонта НГПЗ находится в пределах малоамплитудной структурной террасы, ограниченной изолинией с абсолютной отметкой −3050 м. Северо-западная ее часть расположена в тектоническом узле Бахтино-Фатьяниховской и Имбакско-Аяхтинской систем разломов, юго-восточная — практически идеально вписывается в контуры последней, что позволяет уверенно связывать ее происхождение с глубинным массопереносом УВ-газов в зону поискового геохимического зондирования. На графике соотношений УВ-компонентов кривая аномального ПК (на примере скв. 6-БР) по большинству показателей характеризуется высокими отношениями более легких по массе гомологов метана, по сравнению с фоновым ПК, над тяжелыми, а также значительным преобладанием метана над пропаном и этаном, что, возможно, обусловлено эффектом распределительной хроматографии в процессе дифференциации УВ-газов (рис. 9). Вероятность такой дифференциации в процессе миграции УВ-газов проверена путем вычисления показателей: CH_4/ТУ; C_2H_6/C_3H_8; C_3H_8/C_4H_{10} для всех стратиграфических подразделений зоны поискового геохимического зондирования, вскрытых скважиной, в результате чего получено достаточно надежное его подтверждение по показателю отношения метана к его газообразным и парообразным гомологам, этана к пропану. Снизу вверх по разрезу скв. 6-Бр показатель CH_4/ТУ повышается: в 3,5 раза в силурийских отложениях по сравнению с образованиями верхнего – среднего ордовика, в 8,6 раза в девонских отложениях относительно силурийских, в 2,4 раза в каменноугольных отложениях относительно девонских (табл. 6). Метановая специализация НГПЗ, специфическое строение кривой ряда отношений УВ-компонентов, четко выраженная дифференциация УВ-газов по разрезу обусловлены, по-видимому, литогеохимическими барьерами в платформенном чехле, поскольку, с одной стороны, миграционный поток преодолевает карбонатно-соленосные породы усольского стратиграфического горизонта с суммарной толщиной солей 100–150 м, в толбачанском горизонте 150–200 м, в отложениях майского яруса 200–300 м, мощные интрузивные тела. С другой стороны, нахождением основного очага нефтегазообразования в рифейских отложениях, по ориентировочным расчетам залегающих на глубинах более 4800 м, нефтематеринские породы которых способны генерировать главным образом газообразные УВ. Поэтому в рассматриваемой НГП следует ожидать обнаружения месторождений преимущественно с газовым составом.

Аяхтинская НГПЗ имеет субширотное простирание и размеры 110 × (20–40) км (см. рис. 5, 6). В структуре осадочного чехла по подошве летнинской свиты среднего кембрия и кровле усольского стратиграфического горизонта она занимает центральную часть Тынепской впадины и промежуточное положение между Бахтино-Фатьяниховской и Имбакско-Аяхтиской тектоническими системами. Пространственное совмещение флангов этой НГПЗ с тектоническими системами дает основание предполагать ее связь с глубинными источниками УВ, подтверждением чему также являются многочисленные проявления миграционных флюидов в ряде колонковых скважин. В отложениях девона,

Рис. 9. Графики соотношений УВ-компонентов по свободным, водорастворенным и рассеянным в породах газам
Fig. 9. Graphs showing the ratios of HC components in free, water-soluble, and dispersed in rocks gases



Скважины (***1–12***): *глубокие* (***1–6***): ***1*** — свободный ($Є_1$, скв. Мк-1), ***2*** — свободный ($Є_{1-2}$, скв. Мк-1), ***3*** — свободный (D_2, скв. Мк-1), ***4*** — свободный ($Є_1$, скв. УД-214), ***5*** — водорастворенный ($Є_1$, скв. Мл-211), ***6*** — свободный ($Є_{1-2}$, скв. НТ-3); *колонковые* (***7–12***): ***7*** — свободный (S_1w_1, скв.1-ВМл), ***8*** — свободный (S_1w_1, скв. 6-3Нг), ***9*** — рассеянный (S_1w_1, скв. 1-ВМр), ***10*** — рассеянный (S_1w_1, скв. 3-ВМр), ***11*** — рассеянный (S_1w_1, скв. 6-Бр), ***12*** — рассеянный (S_1w_1, скв. 1-ЮМ)

Wells (***1–12***): *deep* (***1–6***): ***1*** — free ($Є_1$, Мк-1 well), ***2*** — free ($Є_{1-2}$, Мк-1 well), ***3*** — free (D_2, Мк-1 well), ***4*** — free ($Є_1$, УД-214 well), 5 — dissolved in water ($Є_1$, Мл-211 well), ***6*** — free ($Є_{1-2}$, НТ-3 well); *core holes* (***7–12***): ***7*** — free (S_1w_1, 1-ВМл well), ***8*** — free (S_1w_1, 6-3Нг well), ***9*** — dispersed (S_1w_1, 1-ВМр well), ***10*** — dispersed (S_1w_1, 3-ВМр well), ***11*** — dispersed (S_1w_1, 6-Бр well), ***12*** — dispersed (S_1w_1, 1-ЮМ well)

Табл. 6. Распределение отношений газовых показателей по разрезу колонковой скв. 6-Бр (Фатьяниховская НГПЗ)
Tab. 6. Distribution of the ratios of gas parameters in the section of the core well 6-Br (Fatyanikhovskaya NGPZ)

Возраст отложений	CH_4/ТУ	C_2H_6/C_3H_8	C_3H_8/C_4H_{10}	C_4H_{10}/C_5H_{12}
C_1	621	2671	–	–
D_3	447	6	6	–
D_2	240	15	1	10
D_1	242	8	3	–
S_2	19	16	11	6

силура по скважинам 2-Бр, 3-Бр, 4-Бр, 10-Бр, расположенным на западном фланге зоны, установлено насыщение пород нефтью и жидкими битумами, в скв. 10-Бр из опорного венлокского горизонта получен приток высокоминерализованной (184,67 г/л) и метаморфизованной (Na/Cl — 0,28 г/л) воды, что однозначно свидетельствует о разгрузке нижнекембрийских рассолов в зону поискового геохимического зондирования. На восточном фланге НГПЗ в скв. 1-ЮМт зафиксировано насыщение доломитов венлокского яруса газоконденсатом, а по сутурным швам в породах нижнего ордовика, верхнего и среднего кембрия — черным битуминозным веществом. Эти примеры свидетельствуют, вероятнее всего, о наличии в венлокском резервуаре микрозалежей, образовавшихся в результате перетока УВ из ме-

сторождений нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса. Данное предположение выглядит вполне убедительным, если обратить внимание на аналогичную ситуацию в пределах Моктаконского нефтегазоконденсатного скопления, расположенного в 12 км к северу, где над нефтегазоконденсатными залежами в отложениях нижнего и среднего кембрия, выше по разрезу в отложениях нижнего силура и среднего девона залегают микрозалежи газа, которые по геохимическим показателям (см. табл. 5) и рядам отношений УВ-компонентов (см. рис. 9) идентичны газам нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса. Преимущественный вклад ТУ в формирование НГПЗ, по-видимому, обусловлен высоким гипсометрическим положением опорного горизонта и крутым региональным подъемом отложений к югу. В данных структурно-тектонических условиях, в результате более высокой миграционной способности метана, меньшей растворимости в пластовых водах по сравнению с гомологами происходила опережающая латеральная его миграция в направлении Аяхтинской площади, расположенной в 5 км к югу, где в скважинах 1-Аях, 3-Аях в процессе бурения отмечены выбросы УВ-газов, в составе которых доминирует исключительно метан (62,7–78,11 %), а также отмечается высокое содержание водорода (30 %) и повышенное гелия (0,09 %). По $K_ж$ (0,009) и $K_э$ (56) исследованный газ относится к сухим. Наличие латеральной миграции также подтверждается уменьшением коэффициента жирности по линии скважин 4-Бр (0,9), 11-БТ (0,12), 4-Аях, 1-Аях (0,01–0,012). График отношений по скв. 1-ЮМ с аномальными содержаниями рассеянных УВ-газов (см. рис. 9) по своим характеристикам, за исключением C_1/C_3, весьма близок к графикам свободных газов Моктаконского скопления УВ. Даже при отсутствии достоверной информации о детальном структурном плане рассматриваемой зоны, по результатам только геохимических исследований можно прогнозировать наличие нефтегазоконденсатных месторождений на ее западном и восточном флангах. Залежи УВ здесь следует ожидать в моктаконском и нижнетунгусском перспективных горизонтах, региональным флюидоупором для которых являются карбонатно-соленосные породы суринг даконской свиты толбачанского стратиграфического горизонта с суммарной мощностью солей 150–200 м [8]. Не исключено также наличие залежей выше по разрезу, а именно, в имбакской толще зеледеевского стратиграфического горизонта, сложенной водорослевыми известняками, перекрытыми соленосными хурингдинской толщей и оленчиминской свитой с суммарной толщиной солей в 200-300 м [8].

Выводы

1. В западной части Бахтинского мегавыступа по комплексу геолого-геохимических данных выявлено четыре новых НГПЗ, которые являются первоочередными для планирования и проведения региональных геолого-разведочных работ, опережающего лицензирования с целью выявления и подготовки локальных объектов под глубокое бурение и ускоренной оценки их нефтегазоносности. Приоритетное ориентирование геолого-разведочных работ на исследование новых НГПЗ позволит экономически рационально использовать инвестиционные ресурсы и в сжатые сроки оценить их УВ-потенциал.

2. В западной части Лено-Тунгусской НГП, в районах со сложным геологическим строением, высокой степенью насыщенности осадочного чехла интрузиями магматических пород, существенно снижающих эффективность сейсморазведочных работ, при выполнении региональных работ и подготовке объектов под нефтегазопоисковое бурение целесообразно предусматривать бурение колонковых скважин с широким комплексом геохимических исследований керна, пластовых флюидов, а также проведение сейсмокаротажа скважин.

3. На современном этапе в пределах Хурингдинской НГПЗ актуальным является строительство параметрической скв. Дельтулинская-220, ранее рекомендованной по геологическим соображениям [8], а сейчас и по геохимическим данным. Скважину предлагается заложить на Дельтулинском куполовидном поднятии (см. рис. 6) проектной глубиной 5000 м с целью вскрытия отложений платформенного чехла на полную толщину. Все вышерассмотренные НГПЗ нуждаются в доизучении их структурного плана региональными сейсморазведочными работами.

4. Даже при весьма низкой степени изученности рассмотренной территории, по результатам проведенного анализа в пределах Бугариктинской и Хурингдинской НГПЗ намечены участки с вероятными продуктивными ловушками в платформенном чехле.

5. По геолого-геохимическим данным в пределах Бугариктинской НГПЗ установлено минимальное расстояние латеральной миграции, составляющее порядка 25 км.

6. По аномальным концентрациям гелия в породах опорного венлокского горизонта на западе Бахтинского мегавыступа впервые намечены две крупные системы дизъюнктивных дислокаций, связанных своими корнями с глубинными разломами фундамента. К Бахтино-Фатьяниховской системе приурочены практически все скопления нефти и газа Таначино-Моктаконской зоны нефтегазонакопления. Периодическая тектоническая мобильность этих систем, по-видимому, предопределила положение границ между Туруханским, Сурингдаконским, Тынепским, Светлинским фациальными районами, и это дает дополнительные возможности для дальнейшего уточнения границ. Не менее существенна ее роль в распределении интрузий в платформенном чехле, проявившаяся на этапе траппового магматизма.

Литература

1. *Кринин В.А.* Сейсморазведка геохимия — эффективный тандем при поисках и разведке месторождений нефти и газа в разных горно-геологических условиях // Горные ведомости. – 2012. – № 12. – С. 16–25.

2. *Методические* рекомендации по геохимическим методам поисков месторождений нефти и газа. — М. : ОНТИ ВНИИЯГГ, 1975. – 285 с.

3. *Старобинец И.С., Ломейко Н.Н.* Извлечение и анализ рассеянных газов при геохимических поисках залежей углеводородов. – М. : Недра, 1977. – 147 с.

4. *Барташевич О.В., Зорькин Л.М., Зубайраев С.Л.* Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. – М. : Недра, 1980. – 300 с.

5. *Старобинец И.С.* Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений. – М. : Недра, 1986. – 200 с.

6. *Старосельский В.И.* Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазоносных бассейнов. – М. : Недра, 1990. – 186 с.

7. *Соколов В.А.* Геохимия природных газов. – М. : Недра, 1971. – 336 с.

8. *Кринин А.А.* Геологические модели, прогноз зон нефтегазонакопления в нижне-среднекембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22.

9. *Кринин В.А.* Западная граница Сибирской платформы и перспективы нефтегазоносности ее окраин // Геология нефти и газа. – 2024. – № 5. – С. 67–88. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-67-88.

References

1. *Krinin V.A.* Seismorazvedka geokhimiya — effektivnyi tandem pri poiskakh i razvedke mestorozhdenii nefti i gaza v raznykh gorno-geologicheskikh usloviyakh [Seismic exploration geochemistry is an effective tandem in the search and exploration of oil and gas fields in different mining and geological conditions]. *Gornye vedomosti*. 2012;(12):16–25. In Russ.

2. *Metodicheskie* rekomendatsii po geokhimicheskim metodam poiskov mestorozhdenii nefti i gaza [Methodological recommendations on geochemical methods of oil and gas exploration]. Moscow: ONTI VNIIYaGG, 1975. 285 p. In Russ.

3. *Starobinets I.S., Lomeiko N.N.* Izvlechenie i analiz rasseyannykh gazov pri geokhimicheskikh poiskakh zalezhei uglevodorodov [Extraction and analysis of dispersed gases in geochemical searches for hydrocarbon deposits]. Moscow: Nedra, 1977. 147 p. In Russ.

4. *Bartashevich O.V., Zor'kin L.M., Zubairaev S.L.* Geokhimicheskie metody poiskov neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii [Geochemical methods of prospecting for oil and gas fields]. Moscow: Nedra, 1980. 300 p. In Russ.

5. *Starobinets I.S.* Soil vapor indicators of oil and gas occurrence and prediction of HC accumulations composition. Moscow: Nedra; 1986. 200 p. In Russ.

6. *Starosel'skii V.I.* Etan, propan, butan v prirodnykh gazakh neftegazonosnykh basseinov [Ethane, propane, butane in natural gases of oil and gas basins]. Mosocw: Nedra, 1990. 186 p. In Russ.

7. *Sokolov V.A.* Geochemistry of natural gases. Moscow: Nedra; 1971. 336 p. In Russ.

8. *Krinin V.A.* Lower-Middle Cambrian deposits of Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas: geological models and prediction of oil and gas accumulation zones. *Geologiya nefti i gaza.* 2022;(1):9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22. In Russ.

9. *Krinin V.A.* Western boundary of Siberian Platform and petroleum potential of its margin. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(5):67–88. DOI:10.47148/0016-7894-2024-5-67-88. In Russ.

Информация об авторе

Кринин Владимир Александрович

Кандидат геолого-минералогических наук,

ведущий научный сотрудник

Красноярский отдел Новосибирского филиала

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский

геологический нефтяной институт»,

660000 Красноярск, пр-кт Мира, д. 55

e-mail: vkrinin@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-6610-2884

Information about author

Vladimir A. Krinin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Leading Researcher,

Krasnoyarsk Department of

All-Russian Research Geological Oil Institute

Novosibirsk Branch,

55, prospekt Mira, Krasnoyarsk, 660000, Russia

e-mail: vkrinin@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-6610-2884