

УДК 553.983

DOI 10.31087/0016-7894-2022-2-67-77

Прогноз зон раздельного нефтегазоаккумуляции в отложениях куонамской и иниканской свит нижнего – среднего кембрия Восточной Сибири

© 2022 г. | Д.А. Горлов, С.П. Левшунова

ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Россия; gorlov@vnigni.ru; lev@vnigni.ru

Поступила 20.01.2022 г.

Доработана 31.01.2022 г.

Принята к печати 03.02.2022 г.

Ключевые слова: куонамская свита; зоны нефтегазоаккумуляции; геохимические исследования; Восточная Сибирь; кремнисто-карбонатные сланцевые отложения.

Аннотация: Объектом исследования является куонамская битуминозная кремнисто-карбонатная сланцевая свита, расположенная в северной и восточной частях Сибирской платформы, и ее аналоги ранне-среднекембрийского возраста. Куонамская свита объединяет отложения иниканской, шумнинской и других возрастных аналогов свит, распространенные в северном и восточном районах Сибирской платформы. В статье рассмотрена геохимическая характеристика органического вещества из обширной коллекции образцов пород кремнисто-карбонатных отложений куонамской свиты в районах Анабарской и Алданской антеклиз и Вилюйской гемисинеклизы для оптимизации поисков нефти. На основании геохимических исследований и обобщения имеющегося фактического материала не только подтверждены высокие нефтегазоматеринские свойства отложений куонамской и иниканской свиты нижнего – среднего кембрия Восточной Сибири, но и впервые прогнозируется местоположение зон накопления углеводородных газов и нефтей в области распространения изучаемых свит. Установлено, что степень катагенетической преобразованности органического вещества увеличивается до главной зоны нефтеобразования как в сторону Вилюйской гемисинеклизы, так и к восточной части Алданской антеклизы, к границе с зоной мезозойской складчатости, благодаря поднимающимся по зонам разломов тепломагностителям.

Для цитирования: Горлов Д.А., Левшунова С.П. Прогноз зон раздельного нефтегазоаккумуляции в отложениях куонамской и иниканской свит нижнего – среднего кембрия Восточной Сибири // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 67–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-67-77.

Predicting zones of separate oil and gas accumulation in Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky deposits of Eastern Siberia

© 2022 | D.A. Gorlov, S.P. Levshunova

All-Russian Research Geological Oil institute, Moscow, Russia; gorlov@vnigni.ru; lev@vnigni.ru

Received 20.01.2022

Revised 31.01.2022

Accepted for publication 03.02.2022

Key words: Kuonamsky Formation; oil and gas accumulation zones; geochemical studies; Eastern Siberia; siliceous-carbonate shale deposits.

Abstract: The Kuonamsky bituminous siliceous-carbonate shale formation occurring in the northern and eastern parts of the Siberian Platform and its Early-Middle Cambrian analogues are the objects of this research. The Kuonamsky Formation contains the Inikansky, Shumninsky deposits and their age analogues present in the northern and eastern regions of the Siberian Platform. With the purpose of petroleum exploration, geochemical characteristics of the Organic Matter from the comprehensive collection of the samples of Kuonamsky siliceous-carbonate rocks taken from the regions of the Anabarsky and Aldansky anteclasses and Vilyuisky hemisyncline are discussed in the paper. On the basis of geochemical studies and generalization of the available actual data, high quality of source rocks in Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky formations of the Eastern Siberia are confirmed, and locations of hydrocarbon gas and oil accumulation zones in the area of studied formations occurrence are also predicted for the first time. It is found that owing to heat and mass transfer media moving up the fault zones, to thermal maturity of Organic Matter increases up to oil window both towards the Vilyuisky hemisyncline and eastern part of the Aldansky anteclass to the boundary with the Mesozoic zone of folding.

For citation: Gorlov D.A., Levshunova S.P. Predicting zones of separate oil and gas accumulation in Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky deposits of Eastern Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(2):67–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-67-77. In Russ.

Введение

В северной и восточной частях Сибирской платформы достаточно широко распространены кремнисто-карбонатные сланцевые отложения куонамской свиты ранне-среднекембрийского возраста. По содержанию ОВ эта свита сравнима с такими нефтепроизводящими толщами, как породы доманикового горизонта Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. На склонах Мунского, Оленекского и Алданского сводов в них распространены скопления битумов, однако месторождения нефти пока не открыты. Территория исследований ограничена областями распространения куонамской свиты и ее аналога — иниканской свиты [1].

Для поиска подходов к решению данной проблемы был проведен сравнительный анализ геохимической характеристики ОВ рассматриваемых отложений в разных по геологическому строению и степени тектонической активности районах: в центральной части Анабарской антеклизы и восточной части Алданской антеклизы. Оба района относятся к Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и находятся на территориях Анабарской и Алдано-Майской нефтегазоносных областей. Объектом изучения послужили образцы из обнажений по рекам Большая и Малая Куонамка и Муна (Анабарская антеклиза) и по р. Юдома (Алданская антеклиза), дополненные изучением образцов разреза указанных отложений в скв. Усть-Майская-366 (рис. 1). Образцы исследовались методом пиролиза (Rock-Eval), позволяющим определить не только количество ОВ (ТОС) и степень его катагенетической преобразованности, но и качество самой нефтематеринской породы [2, 3].

Геохимическая характеристика

В пределах Анабарской антеклизы методом пиролиза проанализирована обширная коллекция, состоящая из 196 образцов (70 образцов отобрано из обнажений р. Большая Куонамка, 100 — р. Малая Куонамка и 26 — р. Муна). Отбор образцов в изучаемой свите для геохимических исследований проводился повсеместно, из всех литологических разностей. Содержание ОВ в породах из обнажений р. Большая Куонамка колеблется в значительных пределах: от 0,03 до 14,75 % (рис. 2). При этом минимальные концентрации отмечены в известняках (0,03–0,04 %), максимальные — в высокоуглеродистых кремнисто-карбонатных (7,39–14,75 %) и черных глинисто-кремнисто-карбонатных породах (до 7,32 %). В прослоях кремнистых известняков оно также очень высокое — 5,88 %.

Породы обнажений р. Малая Куонамка еще богаче ОВ: высокоуглеродистые кремнисто-карбонатные породы содержат до 18,33–23,19 %, черные глинисто-кремнисто-карбонатные породы — до 22,42 %, в кремнистых известняках также выявлены макроконцентрации ОВ — 2,77–3,21 % (рис. 3). Чистых разностей известняков в разрезах не об-

наружено. Максимальная температура (пиролиз) колеблется от 405 до 438 °С, причем как предельно низкие, так и предельно высокие значения установлены в черных глинисто-кремнисто-карбонатных породах. Рассчитанное среднее значение T_{\max} (пиролиз) для 100 образцов пород района р. Малая Куонамка составляет 413,8 °С. В отличие от этого района территория, прилегающая к р. Большая Куонамка, характеризуется более контрастными колебаниями значений T_{\max} (пиролиз) — от 408 до 490 °С, при этом практически все известняки обладают высокими значениями T_{\max} (482–490 °С), что может свидетельствовать о наличии переотложенного ОВ. Если исключить эти значения, то среднее значение T_{\max} для зоны р. Большая Куонамка составляет 425,1 °С. Из представленных данных можно сделать два вывода:

1) ОВ в пределах Анабарской антеклизы находится на стадии катагенетической преобразованности ПК₃–МК₁;

2) разрезы скважин в районе рек Малая и Большая Куонамка принадлежат разным фаціальным зонам.

Значения водородного индекса НІ в глинисто-кремнисто-карбонатных разностях обнажений р. Малая Куонамка колеблются от 88 до 750 мг УВ/г ТОС при медианных значениях 690–700 мг УВ/г ТОС, что характеризует их как превосходные нефтематеринские породы. В породах из обнажений р. Большая Куонамка преобладают значения НІ до 575–638 мг УВ/г ТОС, что также характеризует их как богатые и превосходные нефтематеринские породы (за исключением известняков с переотложенным ОВ, где их содержание составляет всего лишь 17–25 мг УВ/г ТОС).

В пределах Анабарского щита изучались также образцы из обнажений р. Муна. От предыдущих разрезов эта зона отличается наибольшей приближенностью к области развития депрессионных фаций и наличием в разрезе большого количества пластов битуминозных известняков и сапропелитовых аргиллитов (высокоуглеродистые кремнисто-карбонатные породы). Это обусловило максимальное обогащение пород ОВ: битуминозных известняков — до 4,15 %, сапропелитовых аргиллитов — до 16,81–19,12 %. В редких прослоях чистых разностей известняков оно резко снижается до 0,03 %. Разброс значений T_{\max} (пиролиз) здесь значительно меньше, чем в других разрезах Анабарской антеклизы (416–436 °С, среднее значение — 430,8 °С). Значения $T_{\max} = 436$ °С свидетельствуют, что ОВ временами достигало главной зоны нефтеобразования. Пределы колебаний НІ (302–602 мг УВ/г ТОС) указывают на наличие в этой зоне нефтематеринских пород от средних, приближающихся к хорошим, до богатых и превосходных [2].

В юго-восточной части Алданской антеклизы, в обнажениях бассейна р. Юдома, выявлена несколько другая характеристика ОВ, развитого в депрессионных фациях (рис. 4). Глинисто-кар-

Рис. 1. Схематическая карта района исследования
Fig. 1. Schematic map of the study area

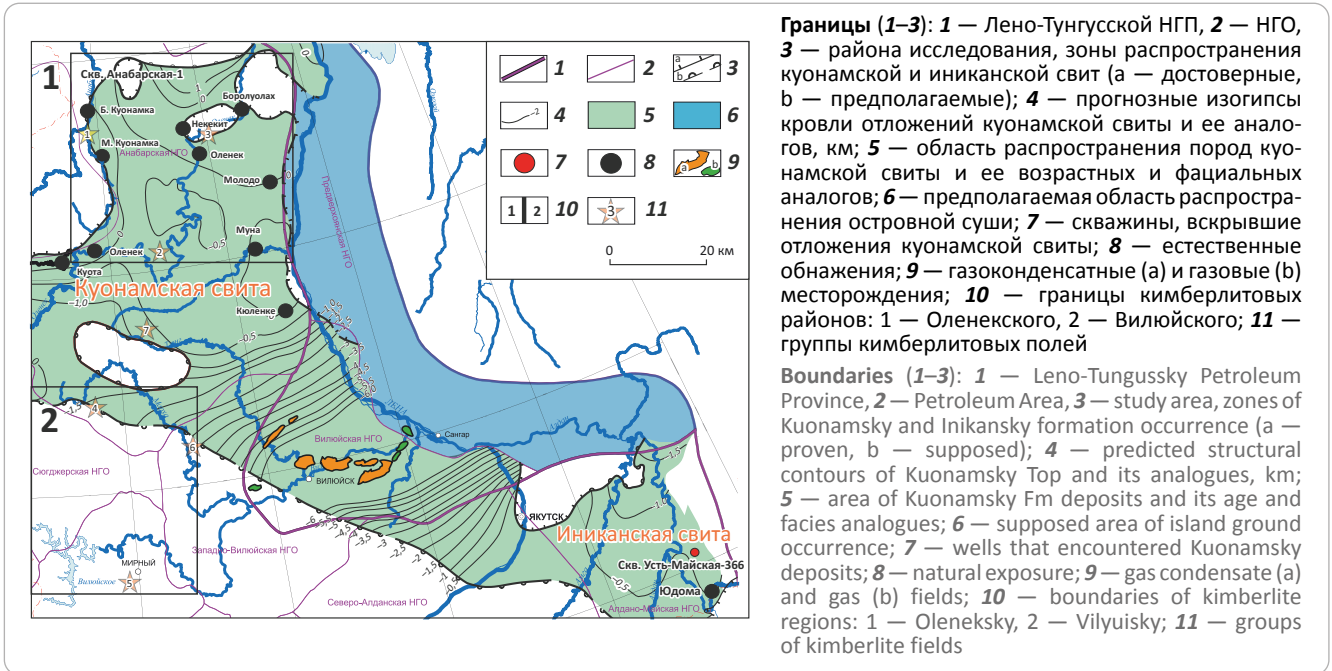
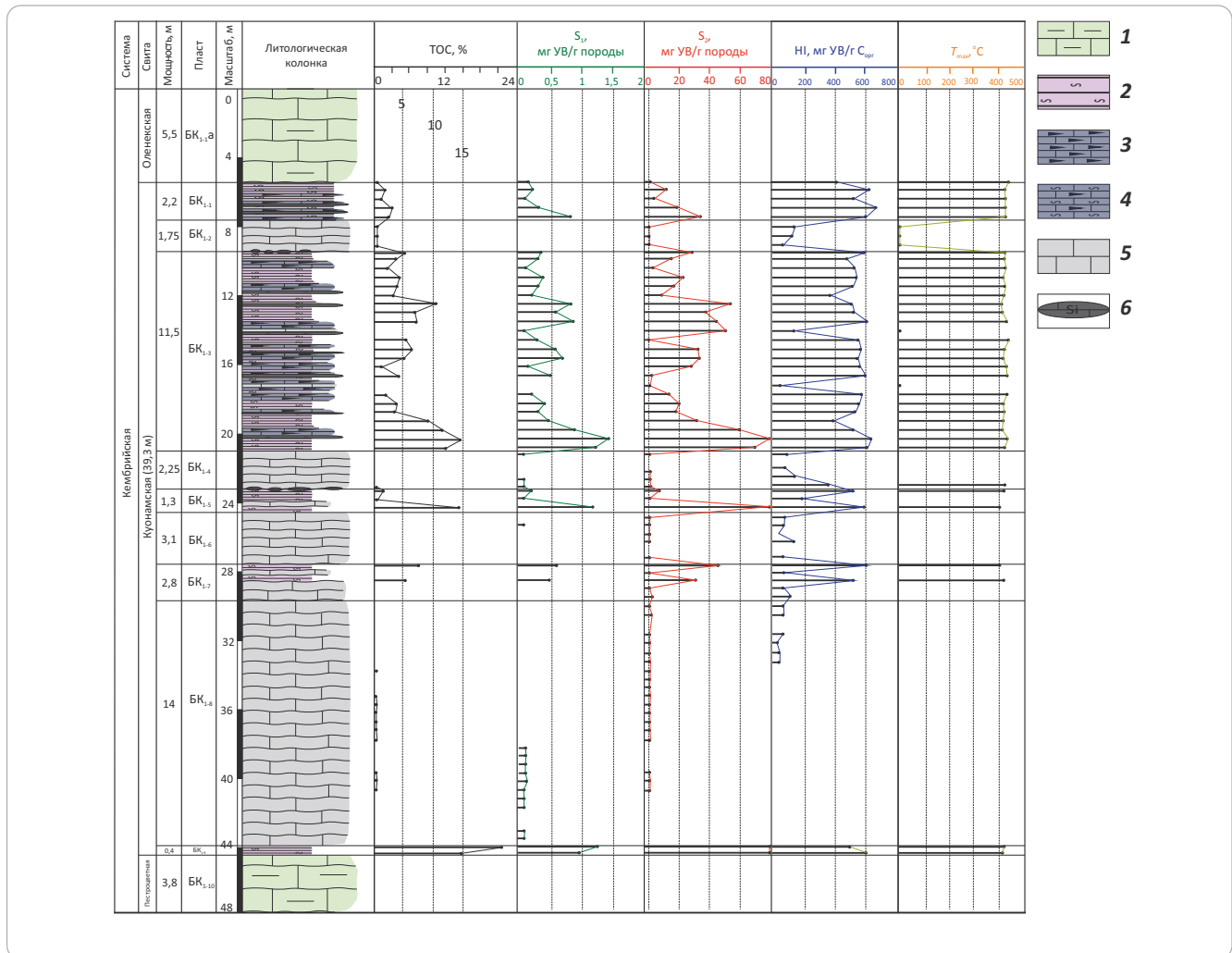


Рис. 2. Геолого-геохимическая характеристика отложений куонамской свиты бассейна р. Большая Куонамка
Fig. 2. Geological and geochemical properties of Kuonamsky Fm deposits in the Bolshaya Kuonamka River basin



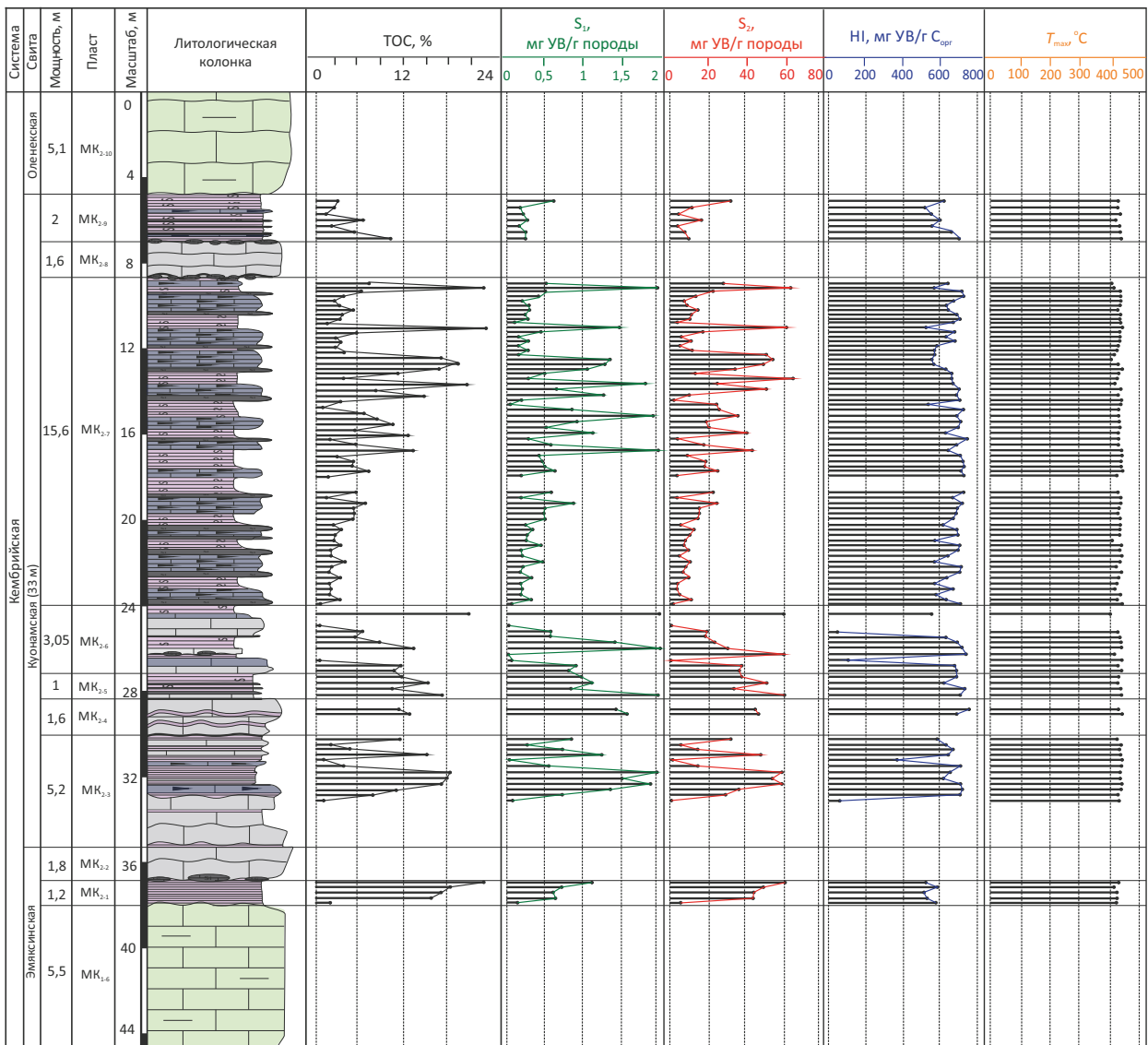

Усл. обозначения к рис. 2

Legend for Fig. 2

1 — известняки микрозернистые глинистые мелкоплитчатые; **2** — глинисто-карбонатно-кремнистые породы, обогащенные ОВ; **3** — известняки тонкоплитчатые, обогащенные ОВ; **4** — известняки тонкоплитчатые кремнистые, обогащенные ОВ; **5** — известняки микрозернистые мелкоплитчатые; **6** — линзовидные стяжения известково-кремнистого материала

1 — micrograined fine-platy argillaceous limestone; **2** — OM-rich argillaceous-carbonate-siliceous rocks; **3** — OM-rich thin-platy limestone; **4** — OM-rich thin-platy siliceous limestone; **5** — micrograined fine-platy limestone; **6** — lenticular nodules of calcareous-siliceous material

Рис. 3. Геолого-геохимическая характеристика отложений куонамской свиты бассейна р. Малая Куонамка

Fig. 3. Geological and geochemical properties of Kuonamsky Fm deposits in the Malaya Kuonamka River basin


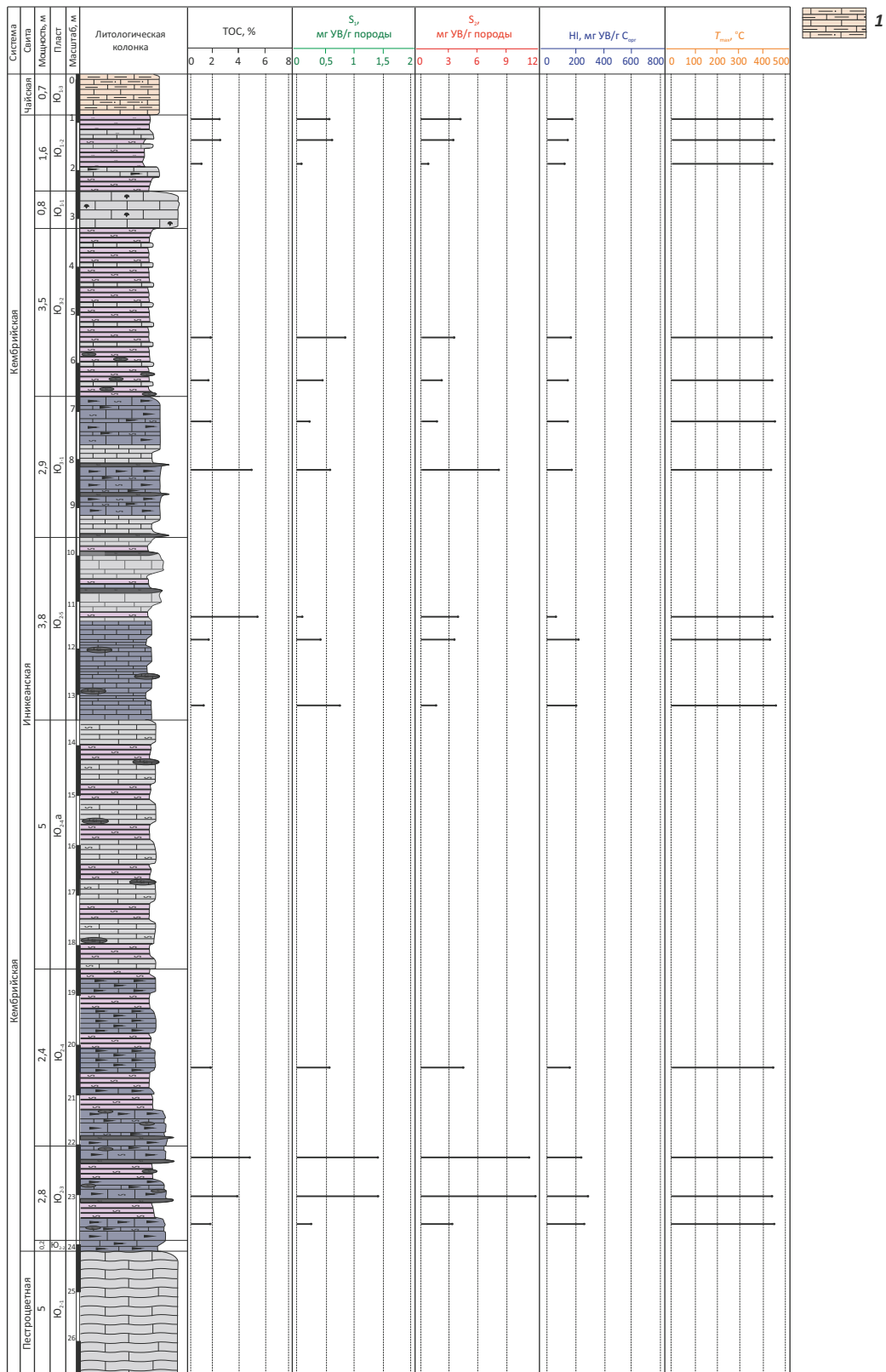
Усл. обозначения см. на рис. 2

For Legend see Fig. 2

бонатные образования обогащены ОВ (до 10,26 % при преобладающих содержаниях 2–4 %). Отбор образцов иниканской свиты в естественных обнажениях р. Юдома был затруднен из-за слабой доступности изучаемой толщи, тем не менее изучить геохимическую характеристику ОВ в данном

районе оказалось возможным. Был осуществлен люминесцентно-битуминологический анализ, показавший как высокие концентрации хлороформенных битумоидов (до 0,16–0,32 %), так и очень высокую степень битуминизации ОВ ($\beta_{A_{хл}}$ от 6,88 до 32,31 % при преобладающих значениях около 20 %).

Рис. 4. Геолого-геохимическая характеристика отложений куонамской свиты бассейна р. Юдома
Fig. 4. Geological and geochemical properties of Kuonamsky Fm deposits in the Yudoma River basin

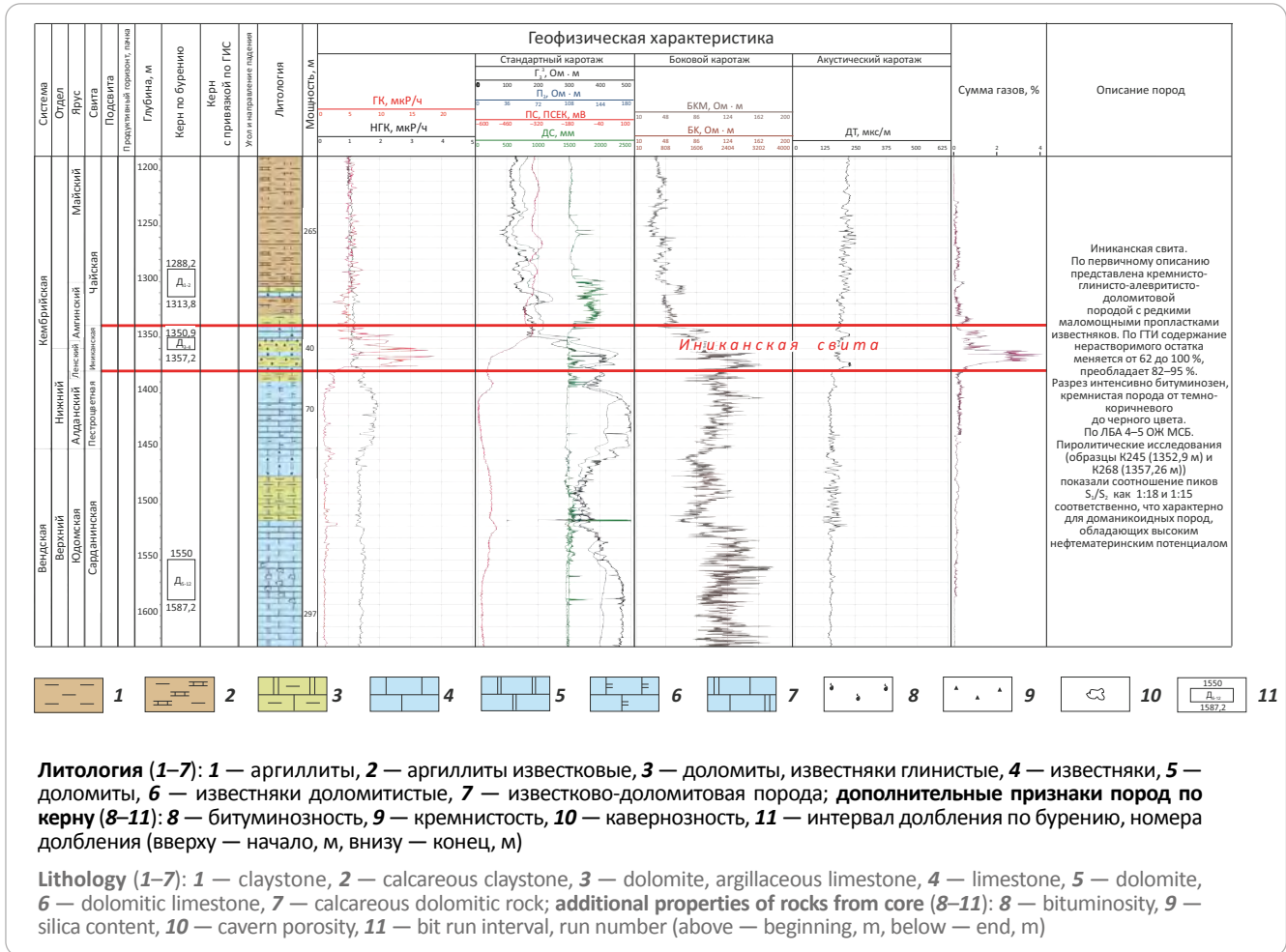


1 — известняки микрозернистые алевритисто-глинистые.
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 2
1 — micrograined silty-argillaceous limestone.
 For other Legend items see Fig. 2



Рис. 5. Геолого-геофизический разрез параметрической скв. Усть-Майская-366 (по фондовым материалам ФГУП СНИИГГиМС, ответственный исполнитель Шиганова О.В., 2014)

Fig. 5. Geological and geophysical section of 366 Ust-Maikaya stratigraphic well (on the basis of archive data of FSUE SNIIGGiMS; coordinator — Shiganova O.V., 2014)



Значения T_{\max} колеблются от 432 до 465 °С (среднее значение — 444,6 °С), указывая на пребывание ОВ в разных частях главной зоны нефтеобразования. Значения НІ варьируют от 124 до 493 мг УВ/г ТОС (при медианных значениях 230 мг УВ/г ТОС), что свидетельствует о наличии в разрезе средних, богатых и очень богатых нефтематеринских пород.

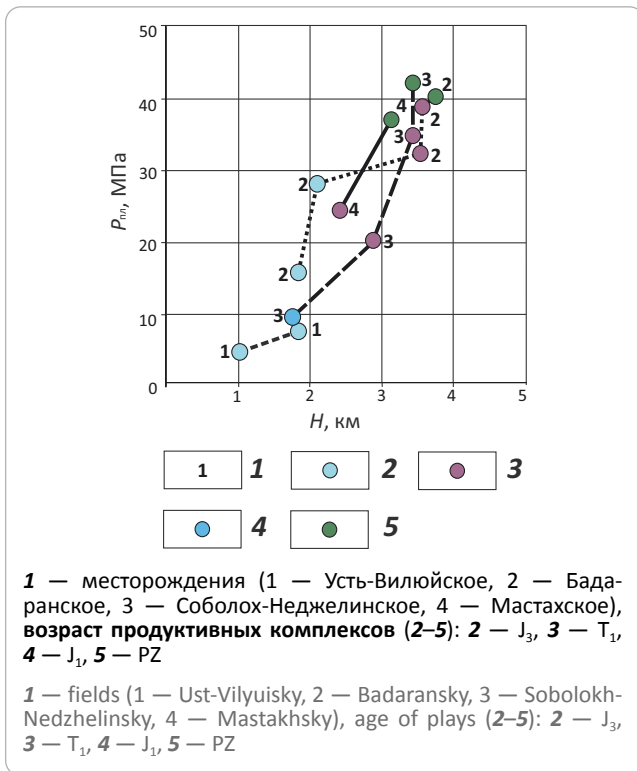
В разрезе единственной проанализированной скв. Усть-Майская-366 (глубиной 1350,95–1357,2 м) (рис. 5), сложенной глинисто-кремнисто-известковыми образованиями в депрессионных фациях иниканской свиты, содержания ОВ также очень высокие: в верхней пачке глинисто-кремнисто-карбонатных пород — от 0,92 до 5,18 % (среднее значение — 2,76 %), в средней пачке углеродистых кремнисто-карбонатных пород — от 1,45 до 11,18 % (среднее значение — 5,05 %), в нижней пачке глинисто-известковистых образований — от 1,7 до 8,68 % (среднее значение — 2,81 %). Единственный пропласток известняка обеднен ОВ до 0,01 %. Значения T_{\max} (пиролиз) не подвержены резким колебаниям и укладываются в пределы 434–446 °С (среднее значение — 438,9 °С), что свидетельствует о пребывании ОВ в различных частях главной зоны

нефтеобразования. Очень богатыми и превосходными являются глинисто-кремнисто-карбонатные породы верхней пачки (НІ = 354–641 мг УВ/г ТОС при среднем значении 529 мг УВ/г ТОС). Аналогично характеризуются и кремнисто-карбонатные породы: НІ = 400–565 мг УВ/г ТОС. Нижняя пачка глинисто-известковистых образований является тоже богатой нефтематеринской толщей (НІ = 386–561 мг УВ/г ТОС при среднем значении 421 мг УВ/г ТОС).

Проведенное исследование позволяет сделать следующие выводы. Как установлено [3–5], исходное ОВ во время накопления кембрийских углеродистых осадков было планктоно-бактериально-водородное, его преобразование происходило в восстановительной и резковосстановительной обстановке в стадию седиментогенеза и раннего диагенеза. Согласно приведенным данным пиролиза проанализированной коллекции образцов, нефтематеринские свойства пород куонамской и иниканской свит улучшаются по мере приближения к Вилюйской гемисинеклизе, выполненной глинисто-кремнисто-известковистыми образованиями в депрессионных фациях.

Рис. 6. График зависимости текущих пластовых давлений (P_{nn}) от глубины залегания (H) продуктивных комплексов в залежах УВ Вилуйской гемисинеклизы

Fig. 6. Current formation pressure (P_{nn}) as a function of depth (H) of play occurrence in HC accumulations of Vilyuisky hemisyncline



Прогноз местоположения зон накопления УВ-газов и нефтей в области распространения изучаемых свит

Степень катагенетической преобразованности ОВ в пределах территории распространения отложений куонамской свиты и ее аналогов была различной. Максимально высокой она оказалась на востоке, на границе с мезозойской зоной складчатости и, возможно, с Сеттедабанским авлакогеном. Столкновение Сибирской платформы с Верхоянской геосинклиналью привело к дроблению платформы и образованию системы крупных разрывных нарушений [6]. Это обусловило возможность долговременной миграции глубинных теплоносителей. В области прохождения глубинного разлома (в устье р. Вилуй, пересекающей центральную часть Вилуйской гемисинеклизы) установлены максимальные для изученной территории значения теплового потока — 50–70 мВт/м² [6]. В южном направлении они снижаются до 30–50 мВт/м², а в западно-юго-западном (Мирный) — до 10–30 мВт/м². Современное залегание отложений куонамской свиты на больших глубинах (8–9 км) в центре Вилуйской гемисинеклизы априори предполагает высокую степень катагенеза заключенного в ней ОВ — апокатагенез с соответствующей генерацией газообразных УВ. Нефть (первичная), первоначально генерированная в депрессионных фациях

куонамской свиты в зоне «нефтяного окна», вытеснялась газами к ее бортам по мере погружения Вилуйской гемисинеклизы.

Как было указано, разрез куонамской свиты практически повсеместно насыщен твердыми и полувязкими битумами. Запах нефти отмечался в аргиллитах скв. Эйикская-3430 (1348–1356 м). В скв. Кенкеменская-1 в пестроцветной свите нижнего – среднего кембрия содержание битумоида $A_{хл}$ увеличивается до 6 %. Практически — это микро нефтепроявление. Как микро нефтепроявление можно также интерпретировать результаты анализа пропитанного нефтью известняка скв. Хоточу-7 (глубина 392–404 м) с содержанием $C_{орг} = 2,52\%$ и битумоида $A_{хл} = 2,09\%$ [10]. Расчетные значения $\beta_{A_{хл}}$ составляют 78,9 % — такие высокие абсолютные концентрации битумоида $A_{хл}$ позволяют расценивать это также как микро нефтепроявление. В скв. Сохолохская-706 в венд-нижнекембрийских и верхнекембрийских отложениях установлено проявление УВ-газа ($CH_4 = 88\%$) с очень высокой концентрацией гелия (0,57 %).

Месторождения УВ в пределах исследованного района обнаружены лишь в Вилуйской гемисинеклизе (см. рис. 1). Здесь, в существенно терригенном комплексе отложений в возрастном диапазоне от позднепалеозойских до раннемеловых, обнаружены газовые и газоконденсатные месторождения. При этом большая часть газоконденсатных месторождений (Средневилуйское, Толонское, Мастахское, Соболах-Неджелинское) тяготеет к центральной, наиболее прогнутой части Вилуйской гемисинеклизы и лишь два (Андылахское и Среднетюнгское) расположены несколько северо-западнее. Состав свободных газов углеводородный, с незначительной примесью неуглеводородных компонентов (0,1–1 %), причем концентрация последних повышается с глубиной, к нижней части разреза. Был проведен анализ распределения текущих пластовых давлений в указанных месторождениях, при этом для сравнения было также рассмотрено их аналогичное распределение в Усть-Вилуйском газовом месторождении, находящемся в Предверхоянском прогибе, вне зоны развития куонамских отложений (рис. 6).

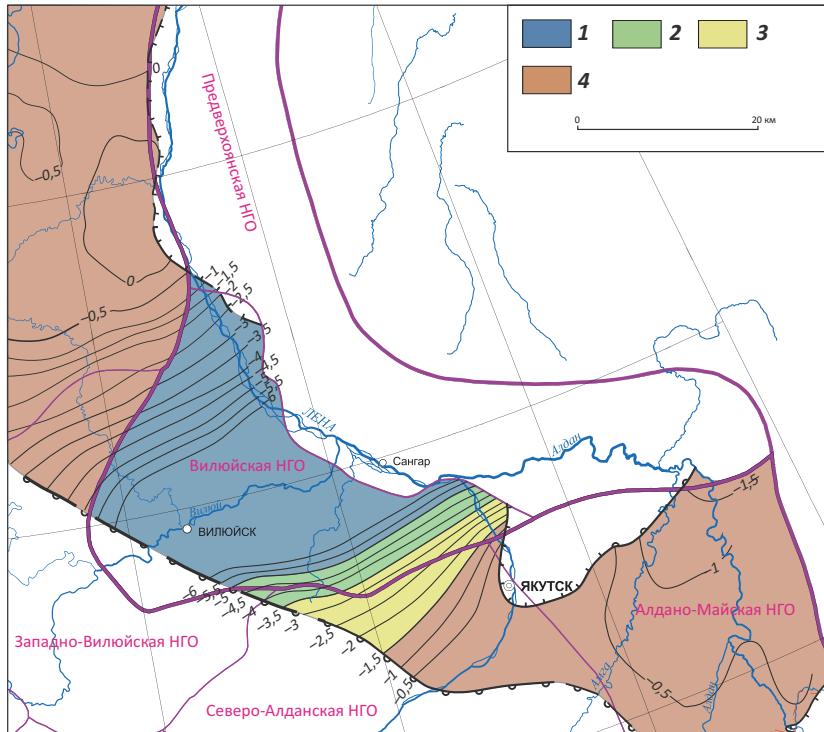
Проведенный анализ позволил сделать следующие выводы. Во-первых, верхнепалеозойские отложения в залежах центральной части Вилуйской гемисинеклизы (Соболах-Неджелинское, Мастахское газоконденсатные месторождения) на глубинах 3150–3400 м характеризуются развитием аномально высоких пластовых давлений ($K_{ан} = 1,3$). Во-вторых, в нижнетриасовых отложениях сохраняется указанная тенденция, особенно в опущенных крыльях. В-третьих, Усть-Вилуйское месторождение, находящееся в Предверхоянском прогибе вне зоны влияния отложений куонамской свиты, характеризуется низкими текущими пластовыми давлениями, «не дотягивающими» даже до гидростатических: в верхнеюрских отложениях в интервале



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 7. Схематическая карта прогноза фазового состояния УВ в отложениях куонамской свиты Восточной Сибири (использована топооснова ГУГК издания 1992 г. масштаб 1 : 1 000 000)

Fig. 7. Schematic map of HC phase behaviour forecast in Kuonamsky Fm deposits of Eastern Siberia (on the topographic base by State Department of Geodesy and Cartography, 1992, 1 : 1 000 000)



1 — УВ-газы; **2** — УВ-газы и газоконденсаты; **3** — газоконденсаты и нефти; **4** — твердые и полувязкие битумы. Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — HC gases; **2** — HC gases and gas condensates; **3** — gas condensates and oils; **4** — solid and semi-solid bitumen. For other Legend items see Fig. 1

глубин 700–1150 м текущее значение $P_{пл}$ составляет всего лишь 4,5 МПа, а в нижнеюрских на глубине 1600–1800 м — 9,5–10 МПа. В тех же нижнеюрских отложениях в Соболах-Неджелинском месторождении, примерно на той же глубине (1900 м), оно поднимается до 15,2 МПа, а несколько глубже, на 2100 м, — уже до 27,1 МПа. Приведенные факты свидетельствуют о значительном влиянии потока глубинных УВ-газов на формирование газовых и газоконденсатных месторождений Вилюйской гемисинеклизы. Их источником могли служить и богатые сапропелевым ОВ отложения куонамской свиты, находящиеся в главной зоне газообразования.

В изученной части Алданской антеклизы, в непосредственной близости от скв. Усть-Майская-366, находится Алгаминское месторождение циркония с высоким содержанием урана. Поздневенд-раннекембрийская эпоха уранового седиментогенеза (575 млн лет) связана с байкальской эпохой перестройки земной коры [7]. Очень высокие значения гамма-активности пород куонамской свиты (свыше 30 мкР/ч) в разрезе скв. Усть-Майская-366, видимо, объясняются наличием высоких концентраций урана. В дальнейшем образцы, полученные из изученных естественных обнажений куонамской и иниканской свит, также планируется изучить на

проявление гамма-активности для сравнительного анализа.

Радиоактивное воздействие урана приводит к генерации больших объемов водорода, интенсифицирующего образование УВ из ОВ [8, 9]. Прогрев восточной части Алданской антеклизы глубинными флюидами, поднимающимися по зонам глубинных тектонических нарушений и повысившими степень катагенеза ОВ куонамской свиты до перехода его в главную зону нефтеобразования, а также активная генерация УВ под воздействием водорода внешних источников — все это является предпосылками для поисков скоплений нефти в исследованном районе [9].

На территории распространения отложений куонамской свиты находятся кимберлитовые районы: Оленекский и Вилюйский (границы см. на рис. 1 [9]). Оленекский район включает три группы кимберлитовых полей: куонамскую, среднеоленекскую и нижнеоленекскую, из Вилюйского района — далдыно-алакитскую. Между этими районами находится Верхнемунское кимберлитовое поле. Состав газов, полученный по результатам изучения трубки Удачная [9], свидетельствует о резком преобладании среди них водорода — 46,59–53,63 % (скв. 42, глубина 365,9–367,9 м). Следующим из доминирующих

неуглеводородных компонентов является неатмосферный азот (9,4–40,7 %). Растворение этих компонентов в нефтях достаточно хорошо изучено [8] и практически нет сведений о термодинамических аспектах их взаимодействий с твердыми битумами. При изучении физики нефтяного пласта [10] установлена высокая растворимость УВ-газов в нефтях, причем растворимость тем лучше, чем выше молекулярная масса УВ, а водород облегчает нефти. Приведенная информация позволяет сделать вывод, что водород в составе глубинных теплоносителей не только интенсифицирует образование УВ из ОВ, но и в какой-то степени растворяет твердые битумы в термодинамических условиях больших глубин, способствуя генерации вторичной («реанимированной») нефти. В этой связи в гораздо больших масштабах этот процесс можно предположить при вытеснении УВ-газами первоначальных нефтей к бортам Вилюйской гемисинеклизы. Покрышкой при этом служат глины нижнего – среднего кембрия и неджелинской свиты нижнего триаса. При этом гораздо предпочтительнее южный борт Вилюйской гемисинеклизы, в связи с наличием к северу в разрезе осадочного чехла вулканогенно-магматических образований среднего палеозоя мощностью свыше 800 м [6, 9, 11]. Наличие современных аномально высоких атмосферных давлений в залежах УВ Вилюйской гемисинеклизы косвенно может свидетельствовать, что этот процесс продолжается и в настоящее время и в нем участвуют газы из вышележащих палеозой-мезозойских отложений за счет сочетания латеральных и вертикальных путей миграции.

Прогнозируемое наличие нефти в отложениях куонамской свиты как первичной (за счет вытеснения газами), так и с примесью вторичной (за счет частичного растворения твердых битумов в смеси газов) требует рассмотрения вопроса о глубине нахождения и сохранности нефти в прогнозируемых залежах (при наличии ловушки). При этом в условиях мощного потока миграционных газов (за счет сочетания латеральной и вертикальной миграции) в куонамских отложениях можно прогнозировать не только нефти, но и смесь нефтей и газоконденсатов. В связи с сокращением зон катагенеза ОВ палеозоя – допалеозоя в условиях Сибирской платформы, в качестве нижней границы нефтеносности названа палеоглубина 3,7 км [4]. На Сибирской платформе современные глубины залегания соответствуют максимальным палеоглубинам только в центральной части Вилюйской гемисинеклизы [4]. Учитывая чрезвычайно высокую битуминозность известняков куонамской свиты скв. Хоточу-7 на малых глубинах (392–402 м), прогнозируется обнаружение залежей нефти в куонамских отложениях в интервале глубин 1,5–3,5 км (рис. 7). Залегание куонамской свиты в пределах Вилюйской гемисинеклизы на глубинах свыше 8–9 км в зоне апокатагенеза позволяет прогнозировать там зону сухих УВ-газов, сменяющуюся в южном направлении смесью УВ-газов

и газоконденсатов на глубинах 3,5–5 км. В интервале глубин 1,5–3,5 км на южном борту прогнозируется распространение газоконденсатов и нефтей (см. рис. 7).

Закключение

По результатам проведенных исследований впервые обозначены предполагаемые зоны раздельного прогноза зон нефтегазонакопления, перспективных для поисков в нетрадиционных коллекторах на территории распространения отложений куонамской свиты, обусловленные не только степенью катагенетической преобразованности ОВ, но и механизмом вытеснения первоначально генерированной нефти мощным объемом газов, генерированным всем комплексом нижнепалеозой-мезозойских отложений в пределах Вилюйской гемисинеклизы к ее бортам. В качестве дополнительного механизма рассматривается частичное растворение имеющихся в разрезе твердых битумов тяжелыми УВ-газами этого миграционного потока. Покрышками при этом могут служить глины неджелинской свиты нижнего триаса и нижнего – среднего кембрия.

Показана также возможность частичного растворения твердых битумов глубинными теплоносителями, связанными с кимберлитовыми полями, развитыми на изученной территории.

В результате проведенного сопоставительного анализа распределения текущих пластовых давлений в газовых и газоконденсатных месторождениях палеозой-мезозойского комплекса Вилюйской гемисинеклизы и Усть-Вилюйского газового месторождения соседнего Предверхоянского прогиба установлена большая роль УВ-газов куонамской свиты в создании аномально высоких пластовых давлений в УВ-залежах Вилюйской гемисинеклизы.

Распространение силлов и других вулканогенно-магматических образований в северо-западной части исследованного района позволяет назвать приоритетными именно центральную и южную части Вилюйской гемисинеклизы.

По комплексу приведенных приемов прогноза фазового состояния УВ зона современного газонакопления прогнозируется в центральной части Вилюйской гемисинеклизы и вдоль борта Предверхоянского прогиба. Она сменяется зоной смеси УВ-газов и газоконденсатов в рамках изолиний куонамской свиты – 5...–3,5 км и смесью газоконденсатов и нефтей в рамках изолиний – 3,5...–1,5 км.

Нахождение прогнозируемых при наличии ловушки залежей УВ на доступных для бурения глубинах, с учетом близости к действующему магистральному нефтепроводу Восточная Сибирь – Тихий океан, является дополнительным аргументом в пользу целесообразности более детального изучения этой территории.

Литература

1. Горлов Д.А. Состав и строение иниканской свиты ранне-среднекембрийского возраста юго-восточной части Сибирской платформы // Успехи современной науки. – 2016. – Т. 10. – № 11. – С. 79–84.
2. Левшунова С.П., Горлов Д.А. Влияние глубинных тепломассоносителей на генерацию углеводородов в куонамской свите Восточной Сибири // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность 2021 : тезисы Международного Совещания (Москва, 27–28 мая 2021). – М. : МГУ, 2021.
3. Парфенова Т.М. Органическая геохимия углеродистых пород Куонамского комплекса отложений нижнего и среднего кембрия: восток Сибирской платформы. – Новосибирск : СО РАН, 2008. – 29 с.
4. Баженова Т.К. Катагенетическая зональность органического вещества и отдельный прогноз нефте- и газоносности на больших глубинах в условиях Сибирской платформы // Нефтегазообразование на больших глубинах : тезисы докладов V Всесоюзного семинара (Ивано-Франковск, сентябрь 1986). – М. : МГУ, 1986. – С. 101–102.
5. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. и др. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы. – М. : ВНИГНИ, 2014. – 124 с.
6. Имаева Л.П., Имаев В.С., Козьмин Б.М. Геодинамические характеристики новейших структур Оленекского и Вилюйского районов Якутской кимберлитовой провинции // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 11. – С. 1499–1513.
7. Карпунин А.М., Миронов Ю.Б. и др. Эпохи уранового седиментогенеза черносланцевого типа в осадочных бассейнах Земли // Отечественная геология. – 2012. – № 1. – С. 18–28.
8. Левшунова С.П. Неуглеводородные газы и их роль в формировании нефти. – М : Спутник, 2004. – 99 с.
9. Фомичев А.С. Еще раз о нефтегазопоявлениях в кимберлитовых трубках Якутии // Геология нефти и газа. – 2008. – № 5. – С. 58–64.
10. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного пласта. – М. : Гостоптехиздат, 1963. – 270 с.
11. Ситников В.С., Кушмар И.А., Прищепа О.М., Погодаев А.В. О возможном открытии на юге Вилюйской синеклизы нового нефтеносного района (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 2–12.
12. Горлов Д.А. Литологическая характеристика отложений куонамской свиты и ее аналогов ранне-среднекембрийского возраста Лено-Тунгусской НГП // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ : сборник материалов II Международной научной конференции (Пермь, 28–29 ноября 2019). – Пермь, 2019. – С. 116–120.
13. Погодин А.В., Ситников В.С., Лысов Б.А. Литологические и гидродинамические особенности газоносности верхнепермских и нижнетриасовых отложений Хапчугайского района Вилюйской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 2012. – № 4. – С. 2–12.

References

1. Gorlov D.A. Sostav i stroenie inikanskoj svity ranne-srednekembrijskogo vozrasta yugo-vostochnoi chasti Sibirskoi platformy [Composition and structure of Early-Middle Cambrian Inikansky Formation in the south-eastern part of Siberian Platform]. *Uspekhi sovremennoy nauki*. 2016;10(11):79–84. In Russ.
2. Levshunova S.P., Gorlov D.A. Vliyaniye glubinykh teplomassonositelei na generatsiyu uglevodorodov v kuonamskoi svite Vostochnoi Sibiri [Influence of deep-seated heat and mass transfer media on hydrocarbon generation in East Siberian Kuonamsky Formation]. In: *Novye idei v geologii nefiti i gaza. Novaya real'nost' 2021: tezisy Mezhdunarodnogo Soveshchaniya* (Moscow, 27–28 May 2021). Moscow: MGU; 2021. In Russ.
3. Parfenova T.M. Organicheskaya geokhimiya uglerodistykh porod Kuonamskogo kompleksa otlozhenii nizhnego i srednego kembriya: vostok Sibirskoi platformy [Organic geochemistry of carbonaceous rocks of Lower and Middle Cambrian Kuonamsky series in Siberian Platform east]. Novosibirsk: SO RAN; 2008. 29 p. In Russ.
4. Bazhenova T.K. Katageneticheskaya zonal'nost' organicheskogo veshchestva i razdel'nyi prognoz nefte- i gazonosnosti na bol'shikh glubinakh v usloviyakh Sibirskoi platformy [Catagenetic zonation of Organic Matter and separate prediction of oil and gas content at great depths in Siberian Platform conditions]. In: *Neftegazooobrazovanie na bol'shikh glubinakh: tezisy dokladov V Vsesoyuznogo seminar* (Ivano-Frankovsk, September 1986). pp. 101–102. In Russ.
5. Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. et al. Neftematerinskie formatsii, nefiti i gazy dokembriya i nizhnego-srednego kembriya Sibirskoi platformy [Oil source rock formations, oil and gas of pre-Cambrian and Lower-Middle Cambrian in the Siberian Platform]. Moscow: VNIIGNI; 2014. 124 p. In Russ.
6. Imaeva L.P., Imaev V.S., Koz'min B.M. Geodynamic characteristics of neotectonic structures in the Olenek and Vilyui areas of the yakutian kimberlite province. *Russian Geology and Geophysics*. 2020;61(11):1499–1513. DOI: 10.15372/GIG2020107. In Russ.
7. Karpunin A.M., Mironov Yu.B. et al. Epokhi uranovogo sedimentogeneza chernoslantsevogo tipa v osadochnykh basseynakh Zemli [Times of uranium sedimentogenesis of the black-shale type in sedimentary basins of the Earth]. *Otechestvennaya geologiya*. 2012;(1):18–28. In Russ.
8. Levshunova S.P. Neuglevodorodnye gazy i ikh rol' v formirovaniy nefiti [Non-hydrocarbon gases and their role in oil formation]. Moscow: Sputnik; 2004. 99 p. In Russ.
9. Fomichev A.S. Eshche raz o neftegazoproyavleniyakh v kimbberlitovykh trubkakh Yakutii [Once again about oil and gas occurrences in kimberlite pipes of Yakutia]. *Geologiya nefiti i gaza*. 2008;(5):58–64. In Russ.
10. Gimatudinov Sh.K. Fizika neftyanogo plasta [Oil reservoir physics]. Moscow: Gostoptekhizdat; 1963. 270 p. In Russ.
11. Sitnikov V.S., Kushmar I.A., Prishchepa O.M., Pogodaev A.V. On the possible discovery of new oil-bearing region in the south of Vilyuy syncline (Siberian platform). *Geologiya nefiti i gaza*. 2013;(4):2–12. In Russ.
12. Gorlov D.A. Lithological characteristics of deposits of the kuonam suite and its analogues of the early middle cambrian age of the leno-tungus NGP. In: *Novye napravleniya neftegazovoi geologii i geokhimii. Razvitie geologorazvedochnykh rabot: sbornik materialov II Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii* (Perm', 28–29 November 2019). Perm, 2019. pp. 117–120. In Russ.
13. Pogodin A.V., Sitnikov V.S., Lysov B.A. Lithological and hydrodynamic peculiarities of gas potential of Upper Permian and Lower Triassic deposits of Khabchagai area of Vilyui oil and gas province. *Geologiya nefiti i gaza*. 2012;(4):2–12. In Russ.

Информация об авторах

Горлов Денис Александрович

Руководитель группы

ФГБУ «ВНИГНИ»

105118 Москва, ш. Энтузиастов д. 36

e-mail: gorlov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-0564-5740

Левшунова Светлана Павловна

Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник

ФГБУ «ВНИГНИ»

105118 Москва, ш. Энтузиастов д. 36

e-mail: lev@vnigni.ru

Information about authors

Denis A. Gorlov

Head of Group

All-Russian Research Geological Oil institute

36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: gorlov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-0564-5740

Svetlana P. Levshunova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Researcher

All-Russian Research Geological Oil institute

36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: lev@vnigni.ru