

УДК [552.5+551.72]:553.98 (571.51)

Е.Д. Сивкова¹, Р.С. Сауткин²

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕПСКОГО ГОРИЗОНТА В ЛЕНО-ТУНГУССКОМ БАСЕЙНЕ

ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова»,
119991, Москва, ГСП-1, Ленинские Горы, 1

Lomonosov Moscow State University, 119991, GSP-1, Leninskiye Gory, 1

По данным интерпретации каротажных данных 26 скважин в пределах непского горизонта выделены пласты коллекторов, а также рассчитаны пористость и газонасыщенность в их пределах, что дает возможность судить о потенциале фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) отложений и позволяет выявить дальнейшие направления исследований.

Ключевые слова: Лено-Тунгусский бассейн, непский горизонт, выделение коллекторов, ФЕС, газонасыщенность.

Reservoir layers were located within the Nepa horizon according to the log data interpretation of 26 wells. Porosity and gas saturation were calculated within these layers. The research provides an opportunity to determine reservoir potential of sediments and to identify further research lines.

Key words: Lena-Tunguska basin, Nepa horizon, Baikit anticline, Katanga saddle, reservoir formation, porosity and permeability, gas saturation.

Введение. Восточная Сибирь представляет собой перспективный регион для поисков углеводородного сырья, геологическая изученность которого крайне неравномерна. Наиболее полно изучена центральная часть Восточно-Сибирского бассейна. Здесь открыто множество разных по запасам месторождений нефти и газа, в том числе уникальных. Наиболее крупные открытия в этом регионе сделаны в 1970–1980-е гг., когда геологоразведочные работы были сосредоточены в сводах крупных положительных структур Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз. Здесь осталось крайне мало не изученных бурением крупных положительных структур. Тем не менее результаты поисково-разведочных работ последних лет показали, что в этом регионе еще есть резервы для прироста запасов углеводородов (УВ). Перспективные объекты поисков УВ — зоны сочленения крупных тектонических структур [Клещев, 2007].

В зоне сочленения Катангской седловины и Курейской синеклизы в 1979 г. открыто Собинско-Пайгинское многопластовое нефтегазоконденсатное месторождение. В зоне сочленения Байкитской антеклизы и Присяяно-Енисейской синеклизы в пределах зоны Ангарских складок в 2004 г. было открыто Берябинское газоконденсатное, а в 2009–2010 гг. — Абаканское, Ильбокичское, Имбинское газовые месторождения. Для этих структур характерна сложная геоморфология

геологических тел, разбитых многочисленными разломами. Месторождения многопластовые, сводовые, тектонически и литологически ограниченные. Основные перспективы месторождений связаны с отложениями верхнерифейско-вендского комплекса.

Изучаемая площадь расположена в зоне сочленения Байкитской антеклизы и Катангской седловины (рис. 1) и имеет схожее геологическое строение. Перспективы нефтегазоносности терригенных отложений вендской системы здесь связаны главным образом с отложениями непского горизонта, который и стал основным объектом наших исследований. Определение фильтрационно-емкостных свойств пород (ФЕС), их качества и прогноз коллекторских свойств непского горизонта позволяют оценить горизонт в качестве регионального резервуара и выявить потенциальные направления исследований.

Материалы и методы исследований. Выделение коллекторов в терригенном разрезе непского горизонта и их распределение по площади. С целью изучения литологического состава, выделения пластов-коллекторов, определения пористости и оценки газонасыщенности были проанализированы каротажный материал по 26 скважинам в формате LAS-файлов, а также данные исследования керна, результаты испытания скважин, литературные данные, охватывающие информацию о исследуемых месторождениях.

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирантка; *e-mail:* e.sivkova@oilmsu.ru

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, ст. науч. с., канд. геол.-минер. н.; *e-mail:* r.sautkin@oilmsu.ru

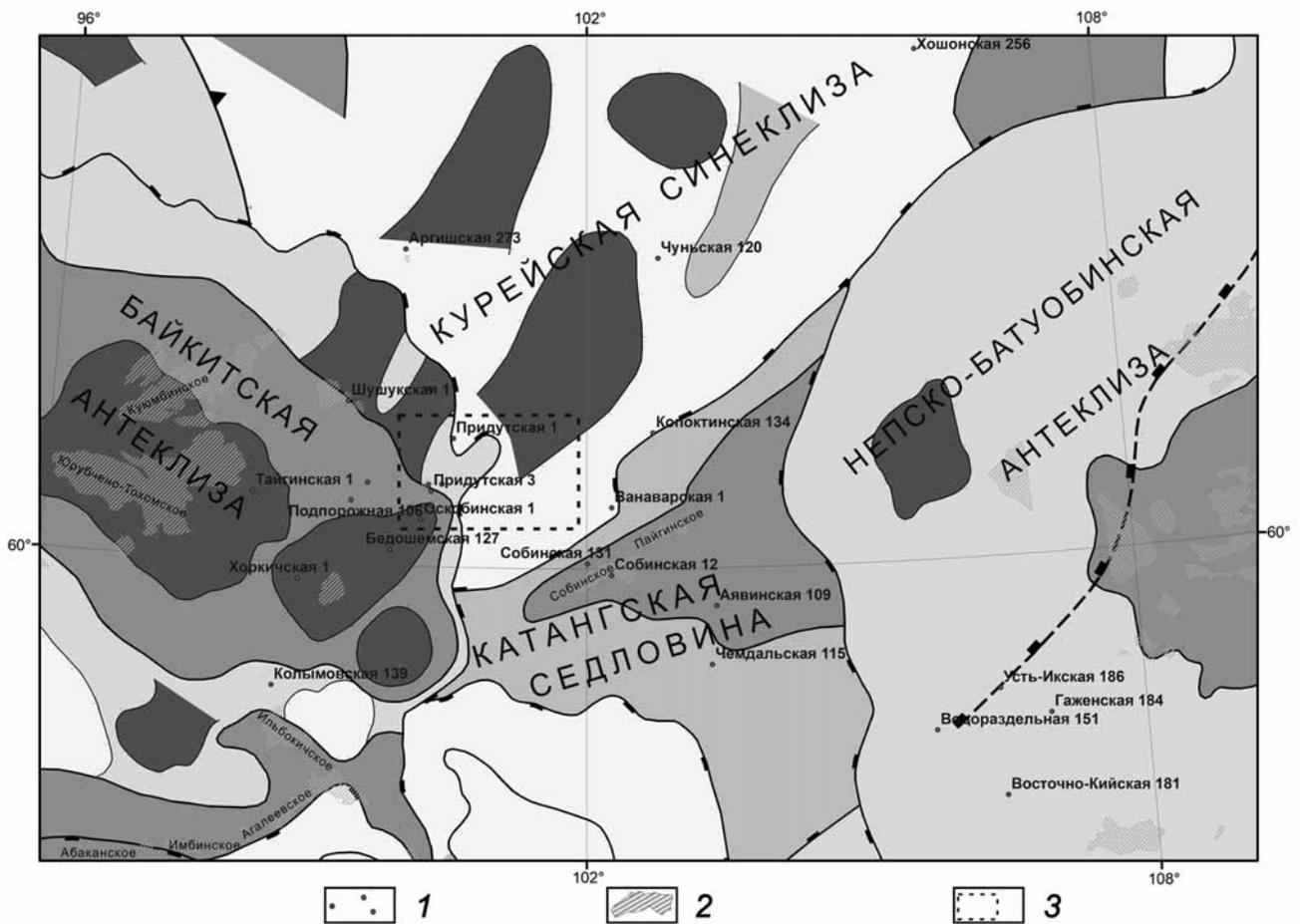


Рис. 1. Тектоническая карта, по [Конторовичу, 2009], с расположением месторождений и исследуемых скважин: 1 — скважины, 2 — месторождения, 3 — основной район работ

В терригенном разрезе непского горизонта выделены коллекторские песчаные пропластки на основании показаний гамма-каротажа, кавернометрии, плотностного, акустического и нейтронного каротажей, а также на данных определения электрического сопротивления пород (интервалы коллекторов выделены в столбце «Коллектор», рис. 2).

Полученная в результате замера кривая гамма-каротажа (ГК, GK) характеризует интенсивность γ -излучения пластов вдоль ствола скважины. Наличие изотопа ^{40}K приводит к появлению значительных положительных аномалий на диаграммах ГК в интервале глин. Пласты коллекторов, напротив, характеризуются пониженными значениями ГК из-за отсутствия этого изотопа и, следовательно, пониженными значениями глинистости.

Коллекторы также характеризуются пониженными значениями кривой кавернометрии (ДС, DS) (значения ниже номинального диаметра скважины). Из-за проникновения фильтрата бурового раствора в пласт глинистые частицы остаются на его поверхности, образуя глинистую корку. Глины же, напротив, размываются буровым раствором, что приводит к увеличению диаметра скважины и образованию каверн (увеличение значений на профиле кавернометрии — кривая DS, рис. 2).

Песчаные коллекторы характеризуются пониженными значениями плотности, что отображается на кривой гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-п), и имеют значения от 2,3 до 2,65 г/см³.

На данные, полученные каротажными методами, сильно влияет присутствие флюида, поэтому на выделение газонасыщенных пропластков обращали особое внимание. Наличие газа в пласте приводит к повышению значений акустического каротажа (DT, AK), что объясняется низкой скоростью распространения упругих волн в газе, ввиду его высокой поглощающей способности. Газонасыщенные пропластки также характеризуются повышенными значениями нейтронного каротажа (НК, NKTD) и пониженными — водородного индекса (W) из-за низкого содержания водорода относительно водонасыщенной толщи.

Разрез непского горизонта по данным интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями брекчий и уплотненных карбонатизированных пропластков. Мощность свиты в пределах исследуемого района изменяется от 110–140 м до полного ее отсутствия (рис. 3). Отложения горизонта выклиниваются в сторону Курейской синеклизы, Байкитской и

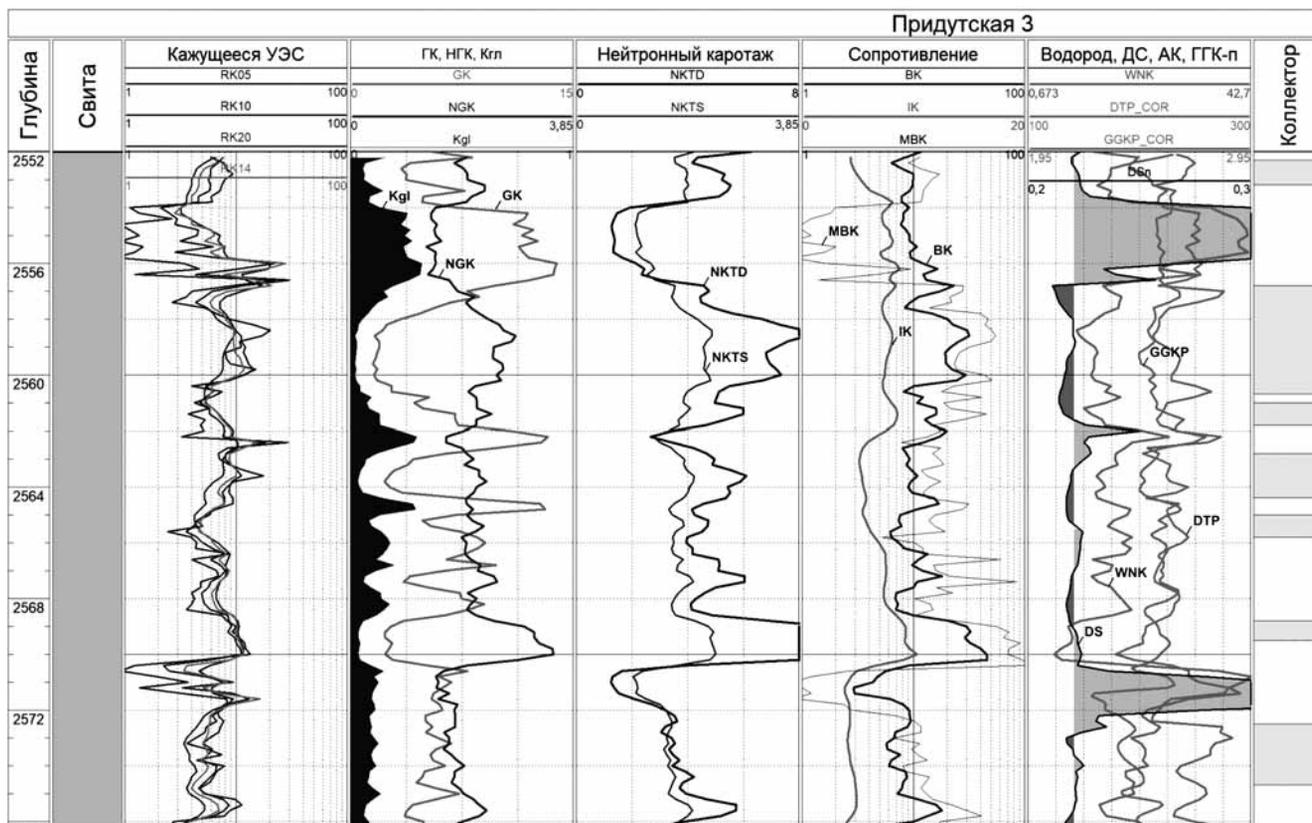


Рис. 2. Выделение коллекторов на основе каротажных данных в скважине Придутская-3

Непско-Ботуобинской антеклиз. Основные зоны увеличения мощности, выделенные на южном склоне Байкитской антеклизы и в пределах Кангской седловины, связаны главным образом со склонами палеопрогибов, где в непское время накапливалось большое количество терригенных осадков.

В каждой рассматриваемой скважине были выделены пласты песчаников, принятых в качестве потенциальных коллекторов. По результатам интерпретации каротажных данных 26 скважин построена схема значений толщины песчаников ванаварской свиты (рис. 4). Общая толщина песчаных пластов ванаварской свиты изменяется от 0 до 50 м в пределах изучаемой территории. Максимальные значения отмечены в центральной и северо-западной областях района, где общая мощность отложений всей свиты также увеличивается.

Расчет пористости и газонасыщенности пластов-коллекторов. Для более детального изучения и расчета коллекторских свойств был построен профиль, включающий 6 скважин в центральной части территории: Оскобинская-1, Придутская-2, Придутская-3, Западно-Юдуконская-113, Придутская-1, Собинская-12. Для каждой скважины выделены потенциальные пласты коллекторов, рассчитаны пористость и газонасыщенность (где было возможно) для каждого выделенного пласта. На основе полученных значений пластам присвоен тип насыщения (газ/вода) (рис. 5). Далее описан алгоритм расчетов.

Расчет глинистости. Глинистость — важный петрофизический параметр, определяющий качество коллекторов нефти и газа. Определение глинистости пород-коллекторов необходимо для расчета их нефтегазонасыщенности и пористости. Для определения массовой глинистости по данным гамма-каротажа используют значения измеренной радиоактивности. В измеренные значения вводят поправки за плотность бурового раствора, диаметр скважины и влияние вмещающих пород.

Чтобы исключить вклад фона и уменьшить влияние аппаратных факторов, показания ГК выражают в виде двойного разностного параметра:

$$\Delta GK = \frac{(GK - GK_{\min})}{(GK_{\max} - GK_{\min})},$$

где GK_{\min} — минимальное значение ГК в опорном пласте песчаников, а GK_{\max} — максимальное значение ГК в опорном пласте глин.

Для характеристики глинистости в твердой фазе породы используют ее количественную характеристику, называемую массовой глинистостью:

$$C_{gl} = C_{gl_MAX} (1 - \sqrt{1 - \Delta GK}).$$

Максимальное значение массовой глинистости C_{gl_MAX} в терригенном разрезе принимают равным 0,8 у.е.

Для оценки объемного содержания глинистых минералов в объеме породы используют другую

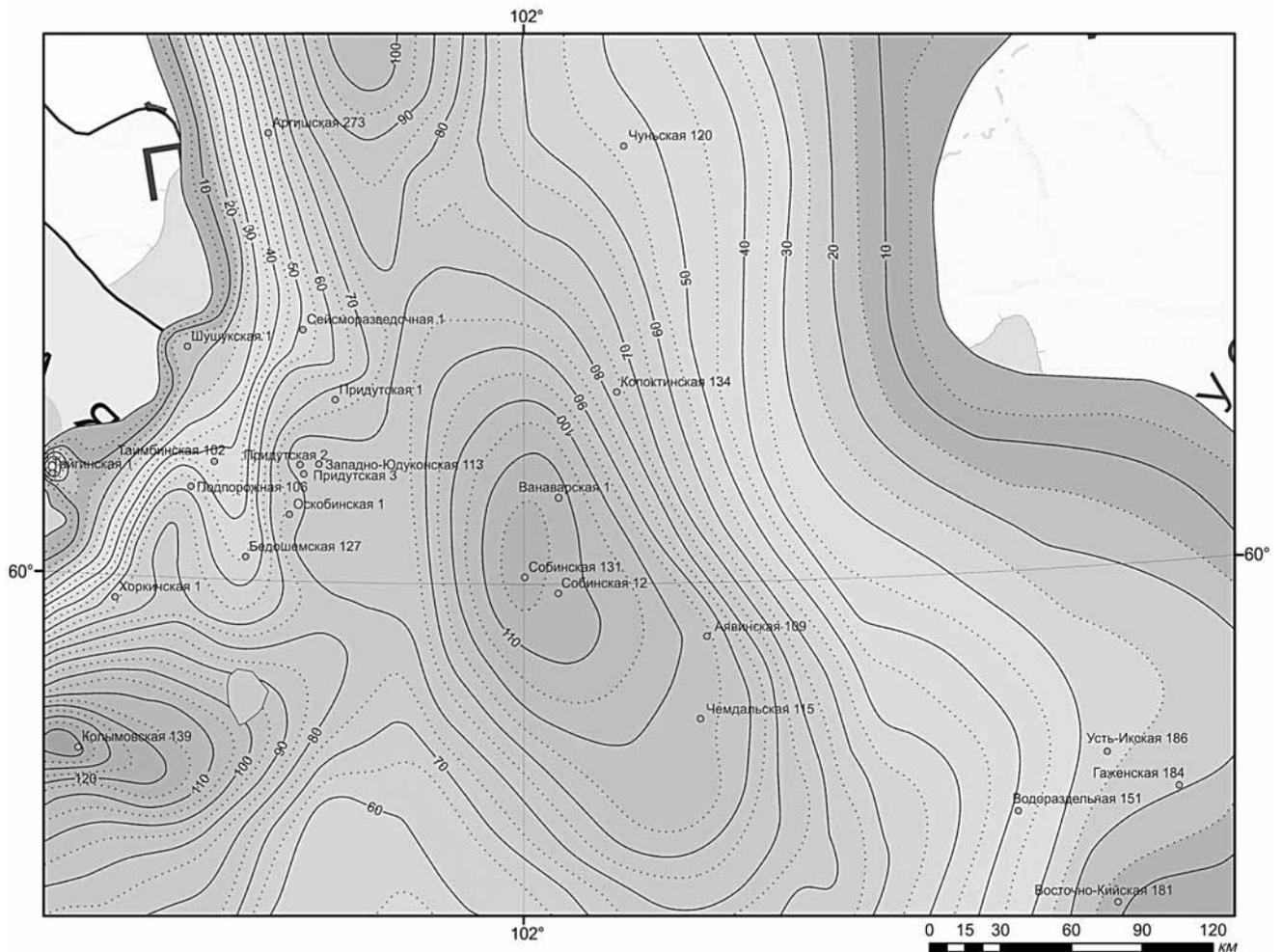


Рис. 3. Схема изопахит ванаварской свиты

количественную характеристику — объемную глинистость:

$$k_{gl} = C_{gl}(1 - K_{\Pi}).$$

Коэффициент пористости K_{Π} , выраженный в условных относительных единицах, в данном случае принимают равным 0,2 у.е., основываясь на данных исследования керна.

Расчет пористости. Значения коэффициента открытой пористости рассчитаны по трем методам: на основе значений ГГК-п, АК и НК:

1) в терригенном разрезе существует обратная зависимость между плотностью и пористостью пород. С уменьшением плотности породы — при прочих равных условиях — возрастает ее пористость, расчет пористости по методу плотностного ГГК осуществлялся по формуле:

$$K_{\Pi_ГГК\text{п}} = \frac{GGKP - \rho_{sk} + C_{gl}(\rho_{sk} - \rho_{gl})}{\rho_v - \rho_{sk} + C_{gl}(\rho_{sk} - \rho_{gl})},$$

где GGKP — значения ГГК-п, характеризующие плотность породы; ρ_{sk} — плотность зерен скелета, принята как плотность кварца и составляет 2,67 г/см³; $\rho_{gl} = 2,77$ г/см³ (плотность глин); $\rho_v = 1$ г/см³

(плотность воды); C_{gl} — массовая глинистость, рассчитанная ранее;

2) определение пористости по данным АК основано на разности скорости распространения упругой волны в скелете породы и в заполняющем пустотное пространство флюиде. Скорость распространения упругих продольных волн V_p в горных породах зависит от их минерального состава и структуры. При исследовании скважин акустическими методами один из основных параметров, который регистрируется аппаратурой, — интервальное время пробега продольной волны ΔT_p , выраженное в мкс/м.

Величина ΔT_p возрастает с увеличением пористости породы при прочих равных условиях. На диаграммах АК пористые породы отмечаются максимальными показаниями ΔT_p , плотные — минимальными.

Пористость породы связана со значениями ΔT_p следующим уравнением:

$$K_{\Pi_DT} = \frac{(\Delta T - \Delta T_{sk} + C_{gl}(\Delta T_{sk} - \Delta T_{gl}))}{(\Delta T_v - \Delta T_{sk} + C_{gl}(\Delta T_{sk} - \Delta T_{gl}))},$$

где ΔT — интервальное время пробега продольной волны в породе (значения DT); ΔT_{sk} — ин-

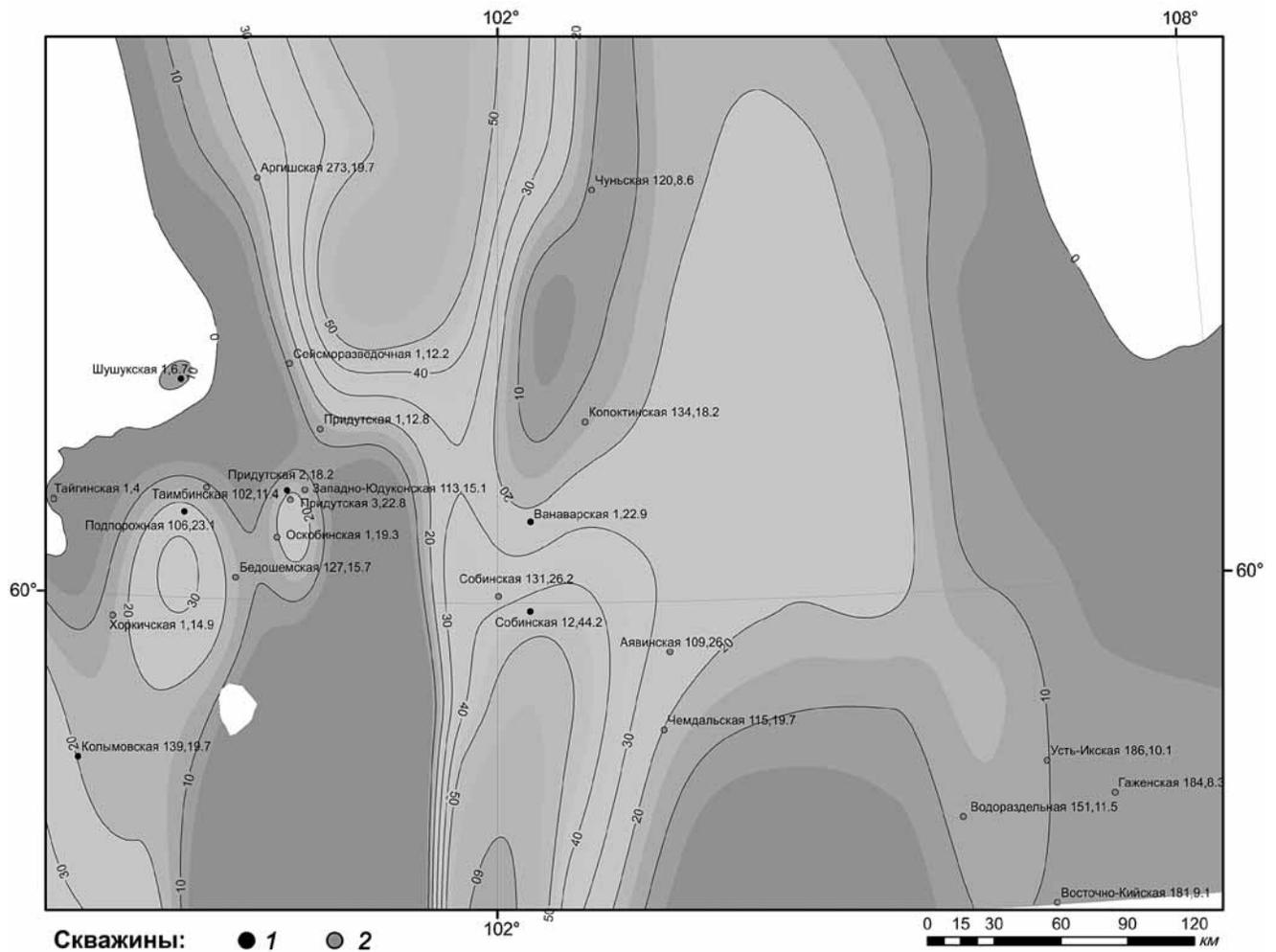


Рис. 4. Схема мощности песчаников Ванаварской свиты с отражением результатов испытаний: 1 — скважины с притоками УВ, 2 — скважины с притоками воды или сухие

тервальное время пробега продольной волны в минеральном скелете. В данном случае скелет породы образован кварцем. Интервальное время пробега продольной волны в кварце составляет $\Delta T_{sk} = 167$ мкс/м; $\Delta T_{gl} = 340$ мкс/м (интервальное время пробега продольной волны в глине); $\Delta T_V = 610$ мкс/м (интервальное время пробега продольной волны в воде); C_{gl} — массовая глинистость, рассчитанная ранее;

3) водородный индекс также позволяет судить о пористости пласта, но при этом если пористые пласты заполнены газом, то значения водородного индекса напротив таких пластов будет ниже, чем напротив аналогичных пластов, насыщенных водой.

Пористость на основе значений водородного индекса породы рассчитывается следующим образом:

$$K_{П-В} = \frac{(W - w_{sk} + C_{gl}(w_{sk} - w_{gl}))}{(w_v - w_{sk} + C_{gl}(w_{sk} - w_{gl}))},$$

где W — водородный индекс породы в долях единицы (рассчитан по данным НК или НГК);

$w_{sk} = 0,03$ у.е. (поправочный коэффициент в водородный индекс за отклонение элементного состава и плотности зерен скелета (кварц) от соответствующих характеристик кальцита); $w_{gl} = 0,36$ у.е. (водородный индекс глин); $w_v = 1$ у.е. (водородный индекс воды).

Наиболее достоверны значения пористости, рассчитанные по методу АК, так как в этом случае значения, рассчитанные по данным ГИС, наилучшим образом совпадают со значениями пористости, полученными при исследовании образцов керн (рис. 6).

Расчет газонасыщенности. Для расчета пористости пластов, в которых присутствует газ в зоне проникновения фильтрата бурового раствора, используется уравнение

$$K_p = \frac{(W - w_{sk})(\rho_g - \rho_v) - (\rho - \rho_{sk})(w_g - w_v) - c_{gl}(w_{gl} - w_{sk})(\rho_g - \rho_v)}{(w_w - w_{sk})(\rho_g - \rho_v) - (\rho - \rho_{sk})(w_g - w_v) - c_{gl}(w_{gl} - w_{sk})(\rho_g - \rho_v)},$$

где W — водородный индекс породы; w_g , w_v , w_{gl} — водородные индексы газа, воды, глины соответственно; w_{sk} — поправочный коэффициент в водородный индекс за отклонение элементного

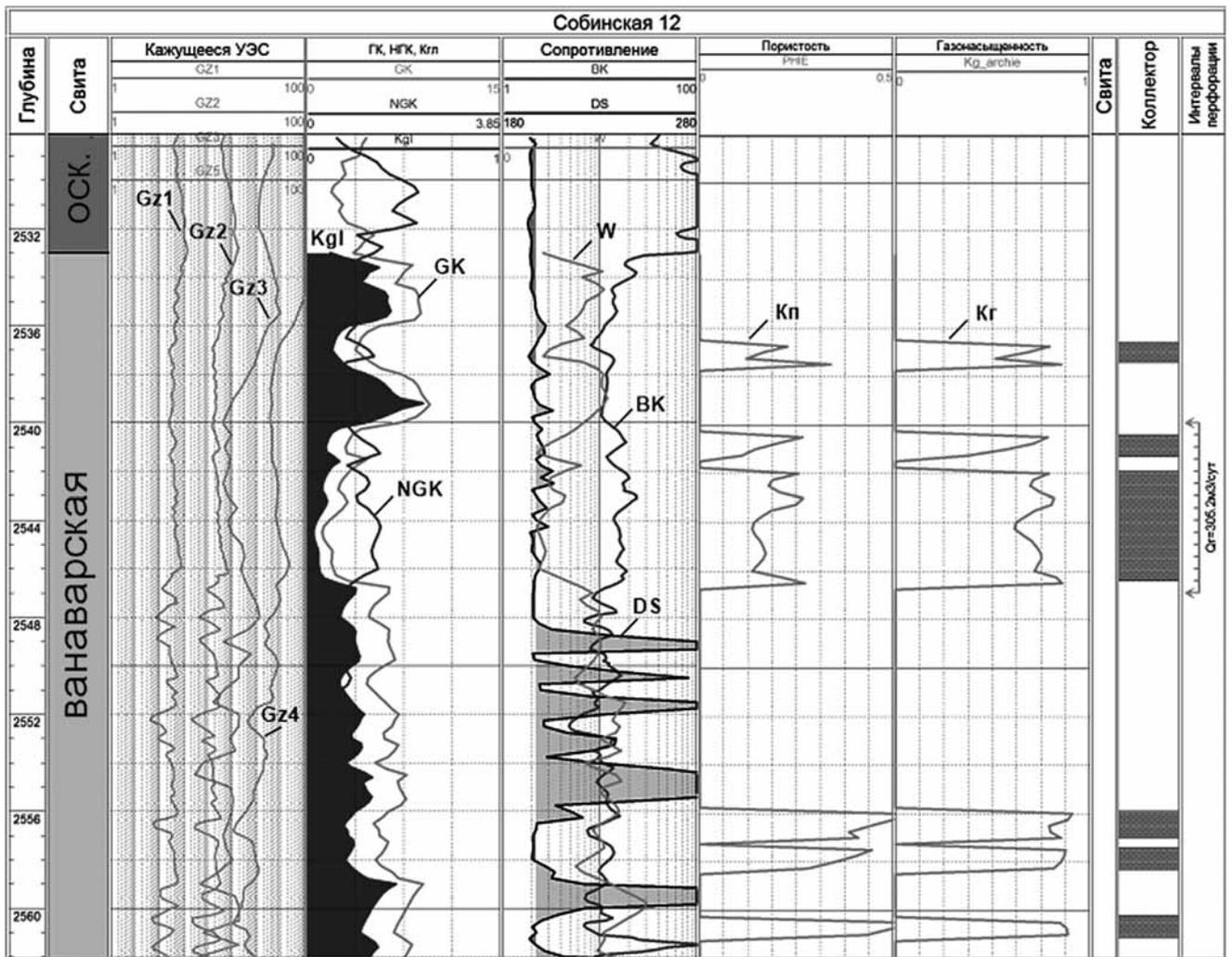


Рис. 5. Выделение коллекторских пропластков, результаты расчета пористости и газонасыщенности в пределах непского горизонта в скважинах Оскобинская-1, Придутская-2, Придутская-3, Западно-Юдуконская-113, Придутская-1, Собинская-12 с выравниванием на горизонт М2

состава и плотности зерен скелета (кварц) от соответствующих характеристик кальцита.

Значения плотности газа, а следовательно, и водородного индекса изменяются с глубиной и рассчитываются по формулам:

$$w_g = \frac{9}{4} \rho_g; \quad \rho_g = \frac{21,6 \cdot 0,1h}{273 + 0,03h},$$

где h — абсолютная глубина измерений, м; значения остальных коэффициентов указаны выше.

При этом значение коэффициента газонасыщенности (K_g) в зоне проникновения фильтрата бурового раствора рассчитывается по уравнению:

$$K_g = \frac{GGKP - \rho_{sk} - K_p(\rho_v - \rho_{sk})}{K_p(\rho_v - \rho_{sk})}.$$

Положительные значения коэффициента газонасыщенности в зоне проникновения свидетельствуют о наличии газа в пласте. При этом его количественные значения ниже значений коэффициента газонасыщенности непосредственно в

пласте, так как в зоне проникновения часть газа была вытеснена фильтратом бурового раствора. Этот метод не дает количественную характеристику газонасыщенности, он лишь качественно характеризует газонасыщенные интервалы и помогает их выделить.

Коэффициент газонасыщенности в пласте рассчитывается по формуле, выведенной из уравнения Арчи-Дахнова, с использованием расчетных коэффициентов, полученных непосредственно для исследуемого месторождения на основе петрофизических зависимостей:

$$K_{g_archie} = 1 - \frac{1}{1,8} \sqrt{\frac{1,1 \cdot 1,3 \cdot R_v}{K_{\Pi}^{2,2} \cdot Rt}},$$

где K_{Π} — коэффициент пористости коллектора; $R_v = 0,05$ (удельное электрическое сопротивление воды); Rt — удельное электрическое сопротивление породы (значение электрического сопротивления пласта, измеренное зондами GZ4 или RK4).

Отметим, что оба коэффициента газонасыщенности рассчитывали только для выделенных пластов коллекторов (рис. 5).

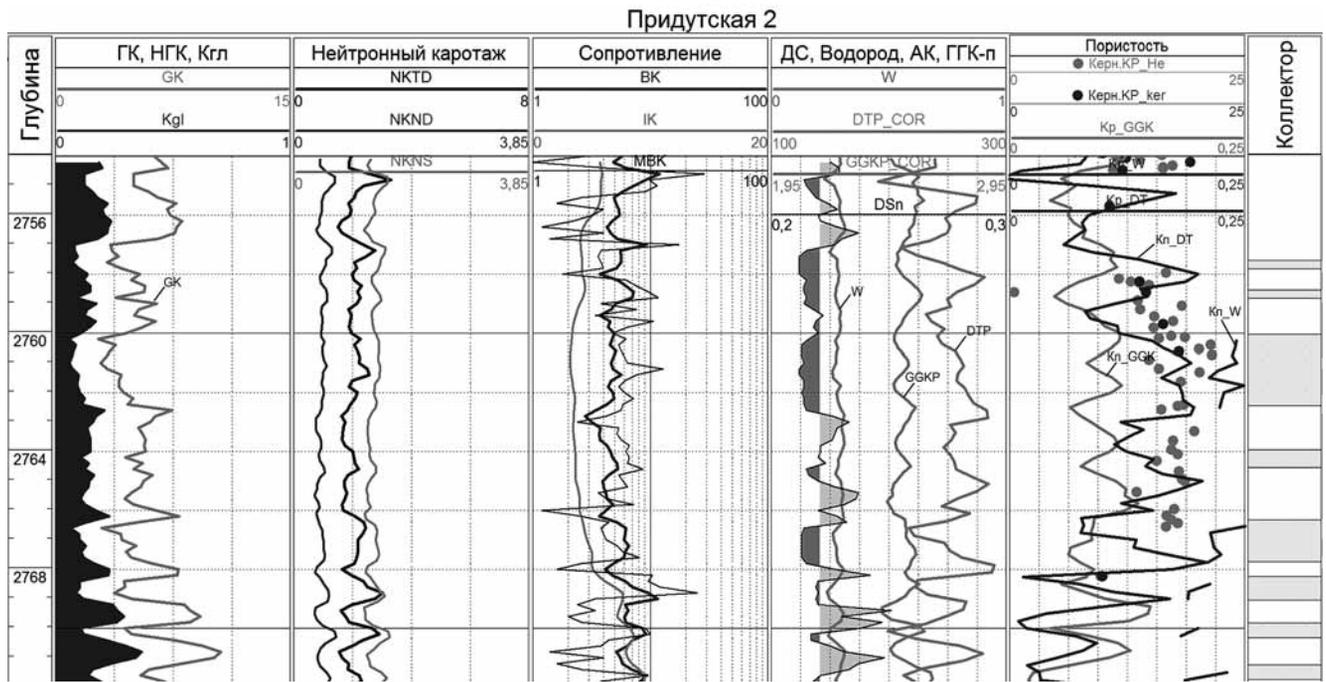


Рис. 6. Планшет по скважине Придутская-2 с кривыми пористости, рассчитанными по методам ГК-п, АК и водородному индексу

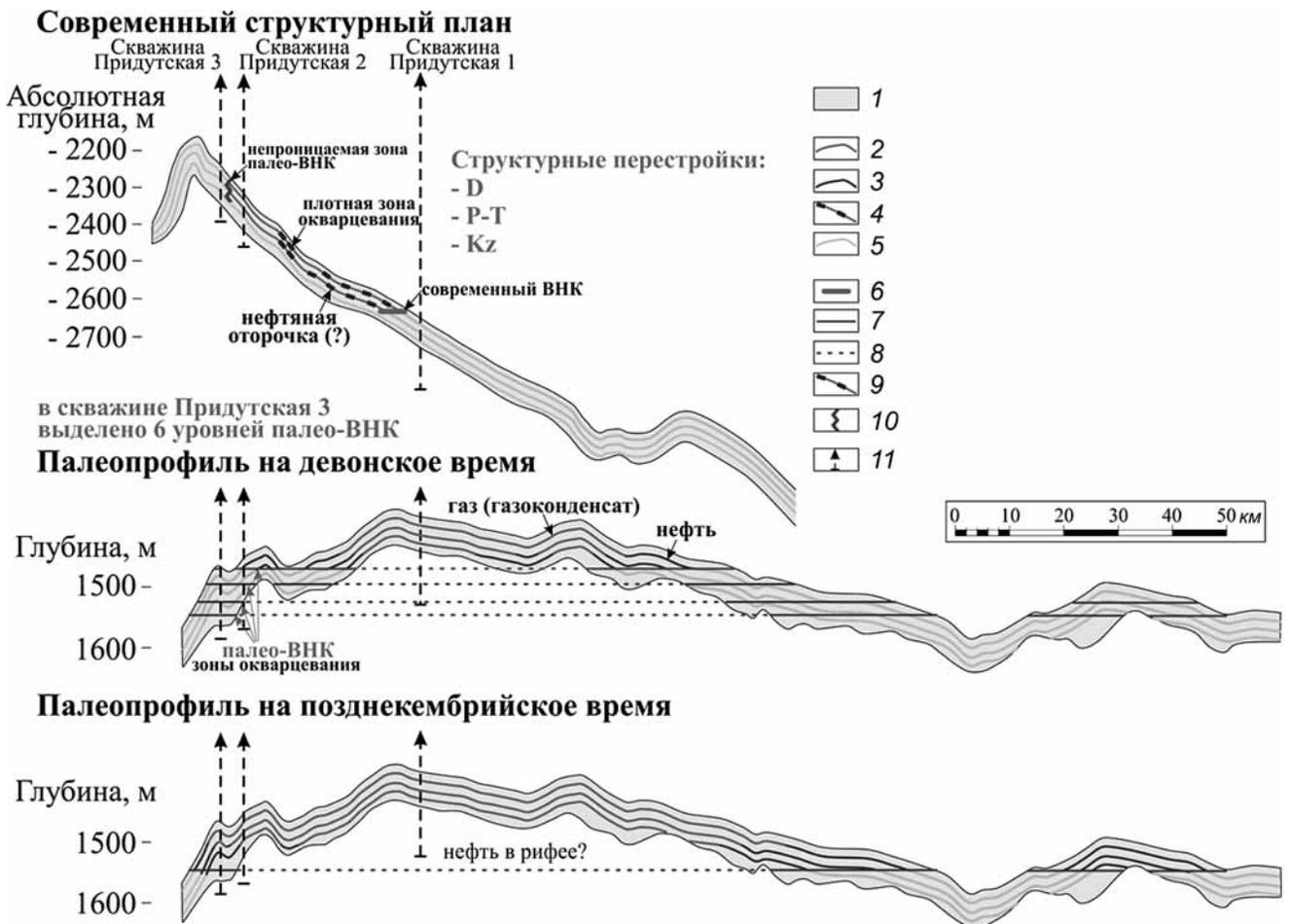


Рис. 7. Модель формирования Ново-Юдуконского месторождения Придутского ЛУ: 1 — непский горизонт, 2 — насыщение газом и газоконденсатом, 3 — насыщение нефтью, 4 — нефтяная оторочка, 5 — насыщение водой, 6 — современный ВНК, 7 — палеоВНК, 8 — возможный палеоВНК, 9 — плотная зона окварцевания, 10 — непроницаемая зона окварцевания, 11 — скважина

Результаты исследований и их обсуждение.
Результаты расчета коллекторских свойств и газонасыщенности песчаных пластов непского горизонта в пределах изучаемого района. В скважине Оскобинская-1 прослой коллекторов с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами сконцентрированы в средней части разреза. Пористость в этой части разреза достигает достаточно высоких значений (до 20%), а мощность варьирует от 0,8 до 3,8 м. Газонасыщенность для этой скважины не рассчитана, так как отсутствуют данные измерений сопротивления. По результатам опробования скважины Оскобинская-1 газ не получен, вследствие чего выделенные интервалы были приняты водонасыщенными.

В скважине Придутская-2 наиболее мощные пропластки коллекторов с повышенными значениями фильтрационно-емкостных свойств выделены в средней части разреза: газонасыщенные интервалы — в верхней части разреза, водонасыщенные — в средней и нижней частях. Выделение газонасыщенных интервалов по результатам интерпретации данных ГИС для скважины подтверждается результатами опробования (приток газа 141 тыс. м³/сут). Водонасыщенные интервалы также подтверждены опробованием.

Интервалы с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами в скважине Придутская-3 также сконцентрированы в средней части. По результатам расчетов все выделенные интервалы насыщены водой, что полностью соответствует результатам опробования.

В скважине Западно-Юдуконская-113 пласты-коллекторы выделены преимущественно в верхней и нижней частях непского горизонта. Средние значения пористости составляют 7–8%. Газонасыщенность не выявлена, что подтверждается результатами опробования.

Интервалы коллекторов в скважине Западно-Юдуконская-113 также сконцентрированы преимущественно в верхней и нижней частях разреза. Мощность коллекторов значительно меньше, чем в вышеописанных скважинах, и лишь иногда превышает 1 м. Газонасыщенность не выявлена, что подтверждается результатами опробования.

В скважине Собинская-12 относительно мощные пропластки коллекторов выделены преимущественно в верхней и нижней частях толщи. Все пропластки выделены как газонасыщенные, что также подтверждается в интервалах опробования.

Таким образом, результаты интерпретации ГИС полностью соответствуют результатам испытаний скважин, что еще раз подтверждает правильность выявленных петрофизических зависимостей.

Формирование потенциальных ловушек и анализ перспектив отложений непского горизонта в зоне сочленений крупных тектонических структур. В зоне сочленения Байкитской антеклизы и Катангской седловины в 2011 г. в результате

опробования скважины Придутская-2 в интервале непского горизонта открыто Ново-Юдуконское газоконденсатное месторождение. При испытании интервала 2725–2738 м был получен приток газа, дебитом 141 тыс. м³/сут и газоконденсата (19,2 м³/сут, плотность 0,7 г/см³). В современном структурном плане эта скважина расположена на южном склоне Бедошемо-Оскобинского поднятия, где ванаварские отложения залегают моноклиinally, образуя структурный нос, осложненный серией разломов. При этом пробуренная в 2015 г. скважина Придутская-3, заложенная вверх по падению пласта, в результате опробования дала приток пластовой воды до 3 м³/сут с растворенным газом и пленкой нефти, что опровергло теорию об антиклинальном строении Ново-Юдуконского месторождения.

Для выяснения современного строения Ново-Юдуконского месторождения и поиска новых перспективных зон выполнена реконструкция структурного плана на разные этапы геологической истории месторождения.

В ванаварское время рельеф дна морского бассейна был достаточно контрастным. На западе существовала денудационная суша, сложенная отложениями рифея и кристаллического фундамента (центральная часть Камовского мегасвода и Байкитской антеклизы — Юрубчанское плато). Суша простиралась вплоть до Бедошемского вала в виде структурного носа, что выявлено по данным сейсморазведки. Кроме того, на юго-западе с позднего рифея между Подпорожной и Хоркической площадями (район Тайгинско-Таимбинской зоны) существовало поднятие, также служившее источником сноса терригенного материала [Виноградов, 1968]. В сторону палеоподнятий наблюдается сокращение мощности отложений непского горизонта.

В усольское время в зоне накопления отложений непского горизонта начала формироваться антиклинальная структура, а в раннеангарское время (средний кембрий) сформировалась крупная антиклинальная ловушка, выделенная по данным 3D-сейсморазведки и региональных 2D-профилей. Формирование залежи — аккумуляция углеводородов — началось в позднекембрийское время и продолжалось вплоть до девонского периода, когда начались активная структурная перестройка исследуемой территории и переформирование залежи (рис. 7).

Современный структурный план сформировался в мезозое–кайнозое с образованием Бедошемо-Оскобинского вала и моноклиналильным залеганием продуктивных отложений непского горизонта. В результате исследований кернового материала рифейских и нижневендских отложений в скважинах Придутская-1, Придутская-2 и Придутская-3 выявлены остатки битума и признаки наличия древних палеоВНК, что подтверждает выводы о формировании пластово-сводовой ло-

вушки УВ, впоследствии разрушенной в результате перестройки.

Заключение. В результате изучения фильтрационно-емкостных свойств песчаных пластов непского горизонта выявлен их высокий потенциал в качестве коллекторов для УВ. Увеличение суммарной мощности песчаных прослоев связано с общим увеличением мощности отложений, поэтому дальнейшие исследования должны быть направлены на склоны палеопрогибов в зоне

сочленения крупных тектонических структур, где в непское время образовалась мощная песчано-глинистая толща. Затем произошло формирование антиклинальных ловушек, а также генерация и аккумуляция УВ, которые впоследствии (мезозой–кайнозой) были переформированы и частично разрушены. Пример ловушки в инверсионном поднятии в зоне повышенной мощности — Собинско-Пайгинское месторождение.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Виноградов А.П. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. Т. III. Триасовый, юрский и меловой периоды. М.: ГУГК, 1968. 74 л.

Клещев К.А. Основные направления поисков нефти и газа в России // Геология нефти и газа. 2007. № 2. С. 18–23.

Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А. и др. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 8. С. 851–862.

Поступила в редакцию 11.12.18

Поступила с доработки 28.11.19

Принята к публикации 00.00.2020