

УДК 553.98:551.763.12(571.121)

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны

© 2018 г. | Н.В. Петрова, С.В. Ершов, А.К. Карташова, Н.И. Шестакова

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; petrovanv@ipgg.sbras.ru; ershovsv@ipgg.sbras.ru; kartashovaak@ipgg.sbras.ru; shestakovani@ipgg.sbras.ru

Поступила 09.10.2017 г.

Принята к печати 09.02.2018 г.

Ключевые слова: *Нерутинская мегавпадина; нефтегазоносная зона; клиноформа; ачимовская толща; продуктивный пласт; коллекторские свойства; залежь углеводородов.*

В статье рассмотрены геологическое строение и нефтегазоносность ачимовской толщи западных районов Нерутинской мегавпадины. Дана характеристика коллекторских свойств продуктивных пластов. На основе комплексной интерпретации данных ГИС, сейсморазведки 2D и 3D, а также результатов бурения выделены участки, наиболее перспективные на поиски залежей углеводородов в пластах ачимовского нефтегазоносного комплекса. Основные перспективы связываются с литологическими и структурно-литологическими ловушками в пределах депоцентров накопления песчаного материала на приподнятых участках.

Для цитирования: Петрова Н.В., Ершов С.В., Карташова А.К., Шестакова Н.И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 41–50. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-41-50.

The geological structure and hydrocarbon prospects of Achimov strata in Western-Nerutinsk petroleum area

© 2018 | N.V. Petrova, S.V. Ershov, A.K. Kartashova, N.I. Shestakova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; petrovanv@ipgg.sbras.ru; ershovsv@ipgg.sbras.ru; kartashovaak@ipgg.sbras.ru; shestakovani@ipgg.sbras.ru

Received 09.10.2017

Accepted for publication 09.02.2018

Key words: *Nerutinsk megatrough; petroleum area; cliniform; achimov strata; productive layer; reservoir properties; hydrocarbon deposit.*

West-Nerutinsky petroleum zone with its most part situated within the Nerutinsky mega-depression is one of the regions underexplored and promising for hydrocarbon discovery in the West Siberian petroleum province. Potential of the Berriassian-Lower Aptian productive sequence within the zone is associated primarily with lithological and combination traps in the layers of the Achimov sequence. Achimov sequence in the study area is a series of lenses of relatively deepwater genesis, which are north-westward younging and associated with two regional Valanginian cliniforms. Main reservoirs are AchBN₁₅ and AchBN₁₆. They are stratified into three and five streaks, respectively, in which the independent oil and gas accumulations are already identified within the East-Medvezhy area. This paper discusses geological structure and oil and gas potential of the Achimov sequence within the West-Nerutinsky petroleum zone, characterises the reservoir properties of productive layers, and analyses special features of their variations both through the section and over the area. Integrated interpretation of well log data, 2D and 3D seismic data, and drilling results allows suggesting that a number of new hydrocarbon accumulations can be identified within the zone. Depocentres of sand material accumulation within the structurally elevated areas are the most promising for hydrocarbon reservoirs searching. Reservoir limit of the East-Medvezhy field can also be extended owing to the new deposits in the older and the younger formations with respect to those with the already identified hydrocarbon accumulations.

For citation: Petrova N.V., Ershov S.V., Kartashova A.K., Shestakova N.I. The geological structure and hydrocarbon prospects of Achimov strata in Western-Nerutinsk petroleum area. *Geologiya nefiti i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(2):41–50. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-41-50.

В настоящее время в Западной Сибири открыто около 900 месторождений нефти и газа. Подавляющее большинство запасов углеводородов сосредоточено в антиклинальных ловушках юрско-мелового комплекса, большая часть которых уже опоискована. Вероятность открытия новых крупных структурных залежей нефти и газа очень низкая. Поэтому поиск новых объектов неантиклинального типа — весьма актуальная задача.

Одним из объектов поисково-разведочных работ в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции является ачимовская толща берриас-нижнеаптского продуктивного комплекса, которая имеет весьма сложное строение. Линзовидная форма песчаных тел ачимовских пластов позволяет считать перспективными на поиски залежей нефти и газа не только положительные, но и отрицательные структуры, которые недостаточно изучены бурением. В пределах



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

депрессий скважины в основном пробурены на положительных структурах. По данным Ю.Н. Карогодина и его коллег [1], если в Северном Приобье в структурных ловушках покровных пластов нижнемелового клиноформного комплекса содержится около 60 % выявленных запасов нефти, то в ачимовских этот показатель не превышает 15 %. Подавляющее большинство запасов ачимовской толщи этого района (более 80 %) сосредоточено в литологических и структурно-литологических ловушках. Широкое распространение неструктурных ловушек также наблюдается и в ачимовских отложениях Восточно-Уренгойской, а также Приобской нефтегазоносных зон [2, 3].

Большинство исследователей, сторонников косо-слоистого строения отложений нижнего мела Западной Сибири (В.Н. Бородин, Г.Н. Гогоненков, Ф.Г. Гурари, С.В. Ершов, В.П. Игошкин, Ю.Н. Карогодина, А.Р. Курчиков, О.М. Мкртчян, А.Л. Наумов, А.А. Нежданов, Л.Я. Трушкова и др.), считают, что ачимовские отложения представляют собой образования глубоководных конусов выноса, сформированных мутьевыми и турбидитными потоками в регрессирующем палеобассейне. Их формирование происходило в условиях лавинной седиментации терригенного материала. Относительно глубоководные ачимовские пласты имеют возрастные аналоги среди мелководных покровных пластов, хотя данное утверждение поддерживается не всеми исследователями. Например, В.П. Игошкин и А.Е. Шлезингер [4] считают, что подводные конусы выноса в основном таких аналогов не имеют.

Ачимовский комплекс привлек к себе внимание после открытия крупнейших по запасам залежей углеводородов в неантиклинальных ловушках Восточно-Уренгойской и Приобской зон нефтегазонакопления Западной Сибири. Однако необходимо отметить, что, несмотря на огромные геологические запасы углеводородов, которые сосредоточены в ачимовском нефтегазоносном комплексе, разработка подобных месторождений связана с определенными трудностями. В связи с глубоководными условиями формирования и большими глубинами залегания пластов, песчаные тела имеют достаточно низкую пористость и проницаемость [5–7]. Залежи часто осложнены литологическими, а в отдельных случаях и тектоническими экранами. Кроме того, в продуктивных пластах нередко отмечаются аномально высокие пластовые давления. Все эти условия затрудняют разработку залежей в пластах ачимовской толщи и требуют специальных технологий.

Одним из малоизученных и перспективных на поиски залежей углеводородов районов для проведения поисково-разведочных работ в Надым-Пурской нефтегазоносной области являются Нерутинская мегавпадина (тектонические элементы даны по [8]) и прилегающие территории [9–12]. В пределах мегавпадины в разрезе берриас-нижнеаптских отложений выделяют более 10 сейсмофациальных комплек-

сов, наиболее перспективные из которых урьевский, пырейный, моховой, савуйский, чеускинский валанжинского возраста, а также сармановский и уренгойский нижнего готерива [6, 13]. Нижние покровные валанжинские пласты БУ₁₀–БУ₁₅ и БН₁₂–БН₁₆ в северо-западном направлении в пределах депрессии последовательно замещаются склоновыми глинистыми фациями.

Западно-Нерутинская нефтегазоносная зона (НГЗ) находится в центральной части Надымского района Ямало-Ненецкого АО, к востоку от Медвежьего месторождения (рис. 1), на стыке трех нефтегазоносных районов – Надымского, Уренгойского и Губкинского Надым-Пурской нефтегазоносной области. В тектоническом отношении она приурочена к юго-западному району Большехетской мегасинеклизы. Большая часть нефтегазоносной зоны расположена в пределах Нерутинской мегавпадины. Основные перспективы зоны связываются с резервуарами ачимовского нефтегазоносного комплекса. Южная и западная ее части ограничены контурами Большехетской мегасинеклизы, северная – границей Нерутинской мегавпадины, а восточная – границей распространения ачимовской толщи савуйской клиноформы (пласты АчБУ₁₂ и АчБН₁₆).

В пределах Западно-Нерутинской НГЗ отложения ачимовской толщи полностью или частично вскрыты 20 скважинами.

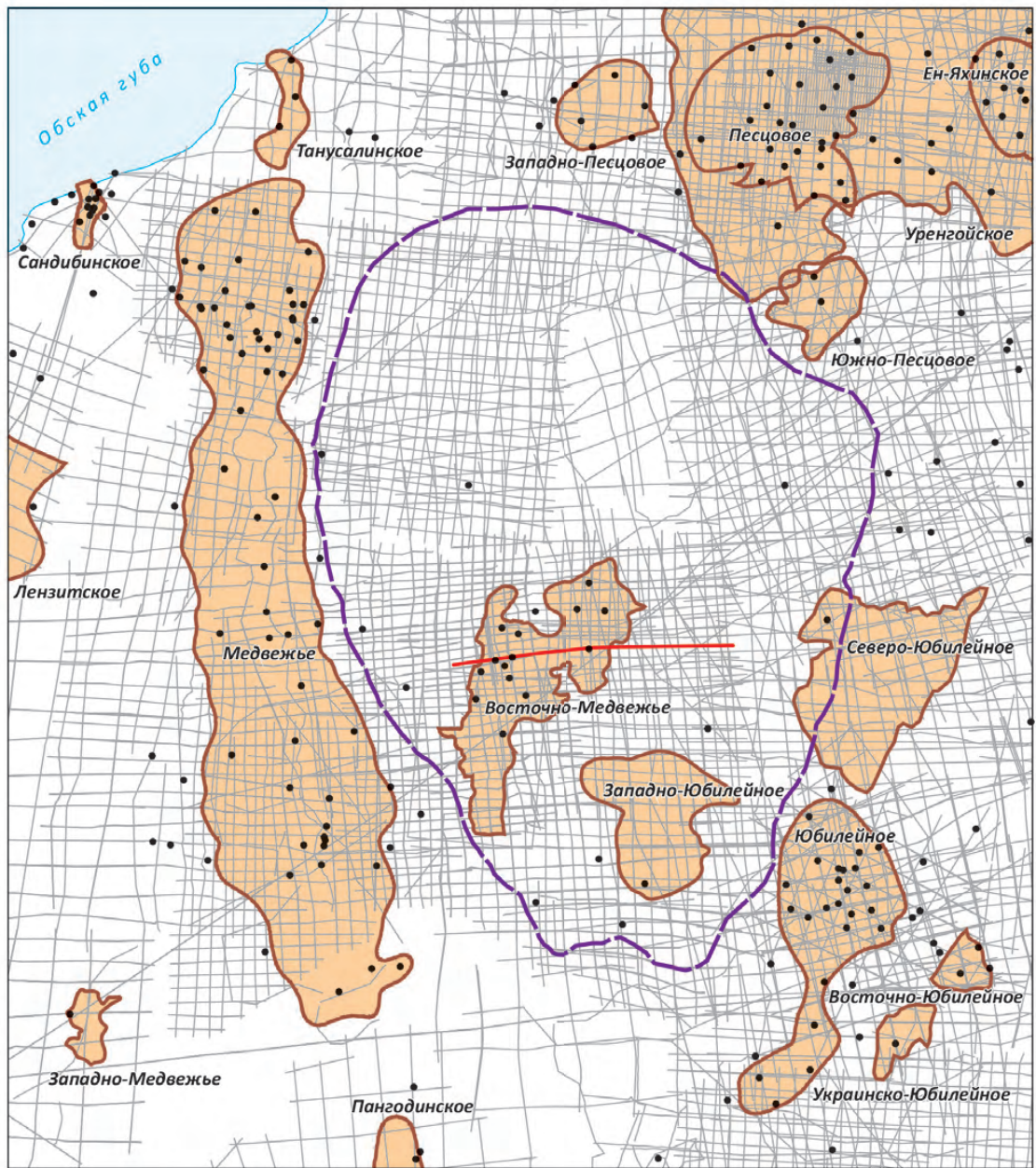
Литостратиграфия

В стратиграфическом отношении, согласно схеме районирования берриас-аптских отложений 2005 г., большая часть исследуемой территории относится к Полууйскому подрайону Ямало-Гыданского района [14]. Разрез нижнего мела снизу начинается высокоуглеродистыми аргиллитами верхней части баженновской свиты. Выше по разрезу берриас – нижний апт представлен двумя свитами (снизу-вверх): ахской и низами таноппчинской.

В ахской свите берриас-нижнеготеривского возраста выделяются три толщи – подачимовская, ачимовская и надачимовская. Нижняя толща (под-ачимовская) представлена темно-серыми слабоуглеродистыми аргиллитами.

Ачимовская толща состоит из линз песчаников и известковистых алевролитов с прослоями глинистых пород. В пределах Западно-Нерутинской НГЗ толща представлена светло-серыми мелкозернистыми кварцевыми, кварцево-слюдистыми, олигомиктовыми и аркозовыми песчаниками на глинистом цементе контактово-порового типа или карбонатном цементе порово-базального типа с включениями углисто-слюдистого материала, единичных зерен глауконита, полевого шпата, с горизонтальной слоистостью. Алевролиты серые до темно-серых, мелкозернистые, плотные, крепкие. Аргиллиты темно-серые до бурых, плитчатые, крепкие, в разной степени алевролитистые.

Рис. 1. Обзорная карта Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны
 Fig. 1. Location map of the West-Nerutinsky petroleum zone



1 — скважины; 2 — месторождения углеводородов; 3 — Западно-Нерутинская нефтегазоносная зона; сейсмические профили (4, 5): 4 — МОГТ, 5 — МОГТ 7602013
 1 — wells; 2 — hydrocarbon fields; 3 — West-Nerutinsky petroleum zone; seismic lines (4, 5): 4 — CDP, 5 — CDP 7602013

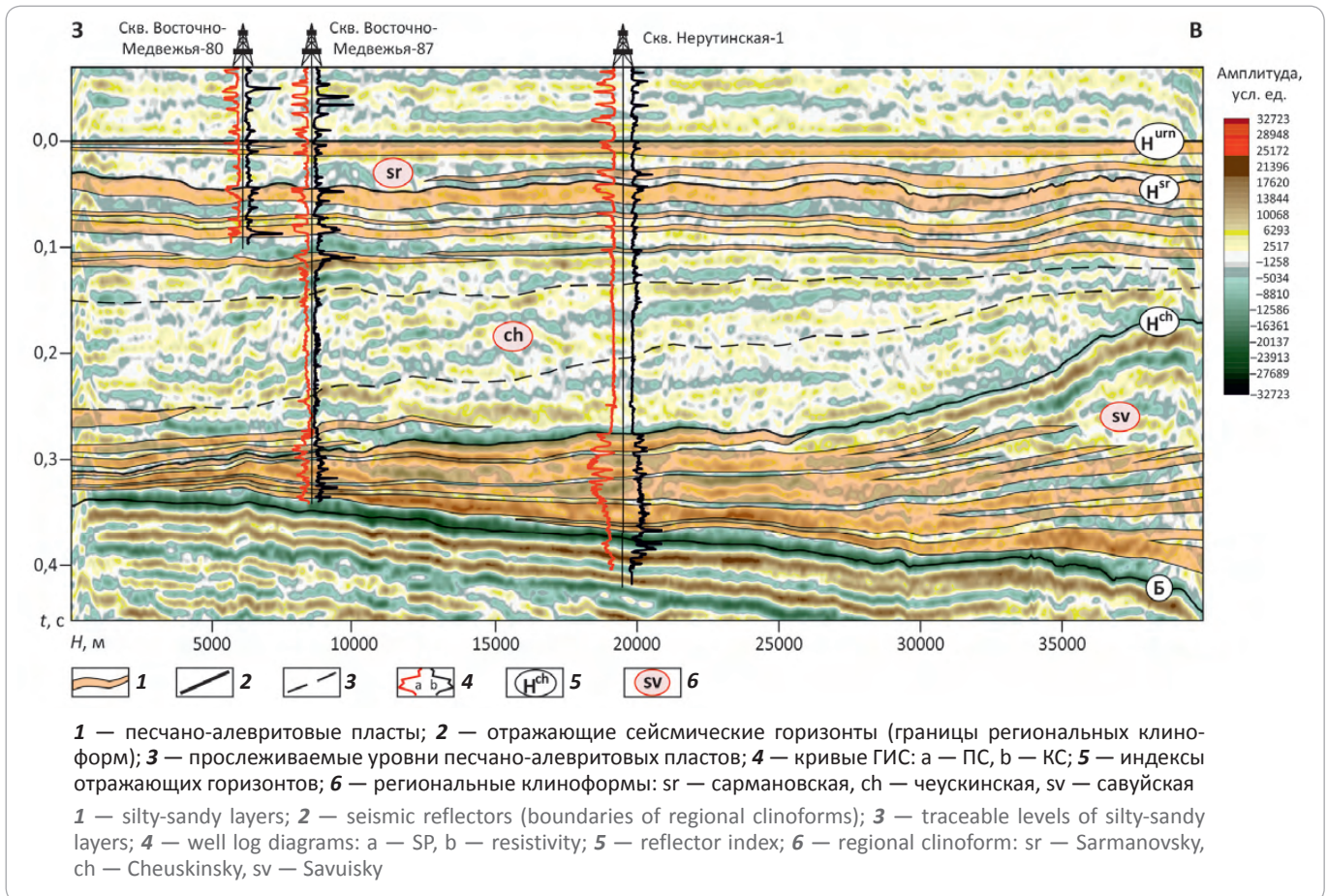
В пределах Западно-Нерутинской НГЗ песчаные пласты ачимовской толщи имеют валанжинский возраст и являются возрастными аналогами мелководных покровных пластов БУ₁₀–БУ₁₂ и БН₁₂–БН₁₆. При их номенклатуре использованы индексы мелководных одновозрастных пластов с добавлением приставки «Ач» — АчБУ₁₀–АчБУ₁₂, АчБН₁₂–АчБН₁₆.

Надачимовская толща ахской свиты представлена преимущественно серыми и темно-серыми аргиллитами с пластами серых алевролитов и песчаников, неравномерно распределенных по разрезу.

Танопчинская свита готерив-аптского возраста характеризуется неравномерным переслаиванием серых глин, преимущественно алевролитовых, с серыми

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Сейсмогеологический палеоразрез нижнемелового клиноформного комплекса (сейсмический профиль 7602013)
 Fig. 2. Geoseismic paleosection of Lower Cretaceous clinoform complex (seismic line 7602013)



песчаниками, алевролитами и пластами углей в верхней части. Граница между ахской и танопчинской свитами проводится по кровле арктической пачки глин нижнего готерива.

Геологическое строение

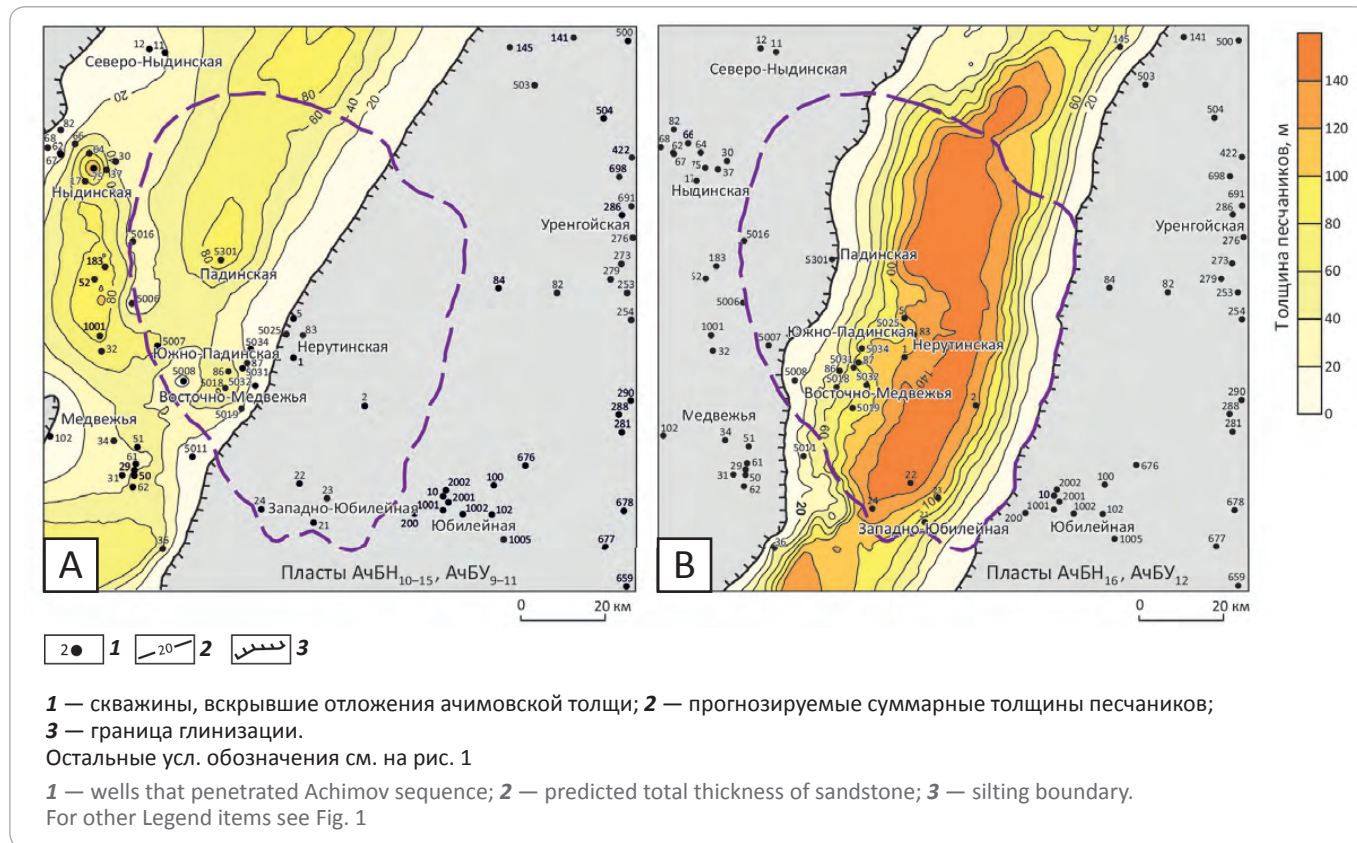
Ачимовская толща в исследуемом районе представляет собой серию линз относительно глубоководного генезиса, омолаживающихся в северо-западном направлении, что отчетливо фиксируется на сейсмических профилях (рис. 2). Флюидоупором резервуаров ачимовского нефтегазоносного комплекса являются преимущественно глинистые отложения надачимовской толщи, которые представляют собой склоновые образования клиноформ. Ачимовская толща Западно-Нерутинской НГЗ связана с двумя региональными клиноформами — савуйской, в разрезе которой выделяются пласты АчБН₁₆ и АчБУ₁₂ (соответственно в Полуйском и Уренгойском литофациальных подрайонах), и чеускинской, к которой приурочены пласты АчБН₁₂–АчБН₁₅ и АчБУ₁₀–АчБУ₁₁. Пласты АчБН₁₀–АчБН₁₁ и АчБУ₉ чеускинской клиноформы накапливались за пределами Западно-Нерутинской НГЗ. В пределах территории исследо-

вания кровля ачимовской толщи прогнозируется на глубине от –3400 м на северном склоне Юбилейного куполовидного поднятия до –3900 м в наиболее погруженной части Нерутинской мегавпадины.

Западно-Нерутинская НГЗ находится в районе крупной зоны накопления песчаного материала ачимовской толщи. Суммарная толщина песчаников в депоцентрах достигает почти 150 м, а толщина коллекторов превышает 100 м. Так, в Самбургско-Уренгойской НГЗ наиболее перспективными для проведения поисковых работ А.А. Нежданов считает именно зоны повышенных толщин ачимовских песчаников [7]. Он отмечал, что в пределах депоцентров увеличиваются эффективные толщины песчаников, улучшаются коллекторские свойства, а также наблюдаются наибольшие дебиты углеводородов. К депоцентрам песчаных отложений ачимовской толщи Самбургско-Уренгойской НГЗ приурочена значительная часть запасов углеводородов. В связи с этим выделение и прогноз распространения зон с наибольшими значениями общих и эффективных толщин ачимовских песчаников имеют огромное значение для оптимальной разведки залежей и точной оценки их потенциала.

Рис. 3. Карта прогнозируемых суммарных толщин песчаников ачимовской толщи чеускинской (А) и савуйской (В) клиноформ Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны

Fig. 3. Map of the predicted total thickness of the Achimov sandstones within the West-Nerutinsky petroleum zone: Cheuskinsky clinoform (A) and Savuisky clinoform (B)



Области распространения ачимовской толщи савуйской и чеускинской клиноформ в пределах исследуемой территории представляют собой полосовидные зоны северо-северо-восточного простирания шириной 55–65 и 65–80 км соответственно (рис. 3). Максимальные суммарные толщины песчаников савуйской клиноформы Западно-Нерутинской НГЗ достигают 150 м, чеускинской — немногим более 80 м. Депоцентры накопления песчаного материала вытянуты по простиранию клиноформ. В региональном плане отмечается смещение депоцентров накопления песчаного материала в западном направлении, причем, если в савуйской клиноформе отмечается один крупный депоцентр, то в чеускинской выделяется несколько, но меньших размеров, связанных с разновозрастными пластами.

Коллекторские свойства и нефтегазоносность

Нефтегазоносность ачимовских пластов Западно-Нерутинской НГЗ и прилегающих к ней территорий подтверждена бурением. Залежи углеводородов в ачимовской толще выявлены на Ныдинской, Восточно-Медвежьей, Южно-Падинской, Юбилейной, Северо-Юбилейной и Ямсовейской площадях. Многочисленные нефтегазопроявления отмечаются также и на Медвежьей, Нерутинской, Падинской,

Западно-Юбилейной и Мариэттинской площадях. В районах, прилегающих к Западно-Нерутинской НГЗ, промышленная нефтегазоносность ачимовской толщи установлена на Песцовой площади.

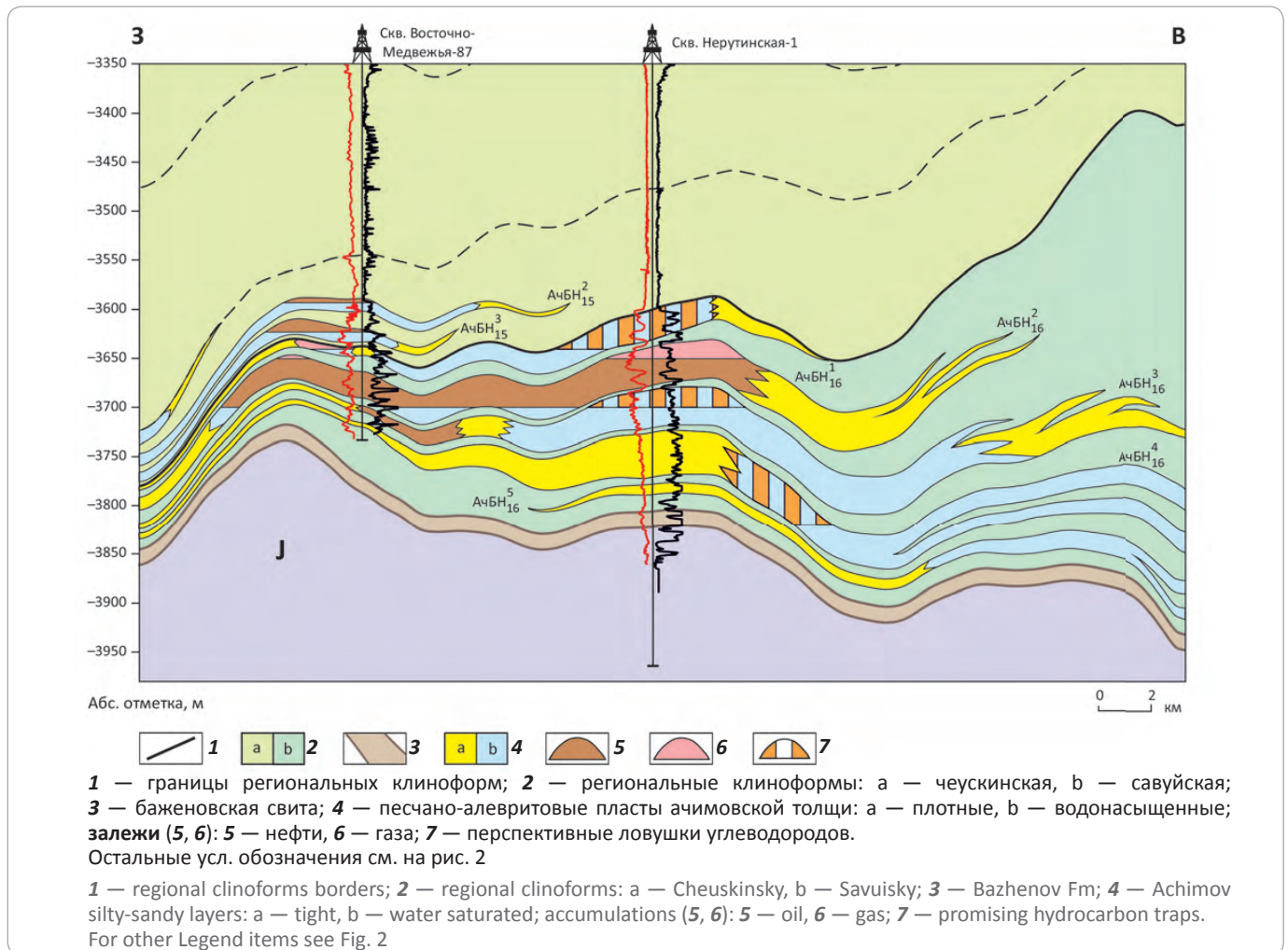
Залежи нефти и газа, выявленные на Восточно-Медвежьей, Нерутинской и Южно-Падинской площадях, авторами статьи объединены в общий контур нефтегазоносности крупного Восточно-Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения. Его первооткрывательницей стала поисковая скв. 5019, которая была пробурена в 1998–1999 гг. в пределах южной периклинали Восточно-Медвежьего поднятия. В качестве перспективного объекта отложения ачимовской толщи были выделены по керновому материалу и заключению ГИС.

На Восточно-Медвежьем месторождении основные перспективы связаны с пластами групп АчБН₁₆ савуйской и АчБН₁₅ чеускинской клиноформ. Группы представлены соответственно пятью и тремя пластами, в большинстве из которых уже выявлены самостоятельные залежи углеводородов (рис. 4).

Фильтрационно-емкостные свойства ачимовских пластов Восточно-Медвежьего месторождения, как и в целом ачимовской толщи Западной Сибири, невысокие. Их пористость редко превышает 18%,

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Геологический разрез ачимовских отложений по линии сейсмического профиля 7602013
 Fig. 4. Geological cross-section of the Achimov sequence along the seismic line 7602013



а проницаемость — $50 \cdot 10^{-3}$ мкм². Территорию месторождения условно можно разделить на две части — восточную (Нерутинская площадь) и западную (Восточно-Медвежья и Южно-Падинская площади).

На Нерутинской площади разрез ачимовской толщи представлен пластами савуйской клиноформы. Верхние из них, в которых выявлены залежи углеводородов, в палеогеоморфологическом плане расположены в проксимальных или близких к ним зонах конусов выноса и имеют повышенные толщины. Отмечается незначительное улучшение коллекторских свойств вверх по разрезу. Так, в пласте АчБН₁₆⁵ пористость, как правило, не превышает 15,5 %, а проницаемость — $9 \cdot 10^{-3}$ мкм². В пласте АчБН₁₆² эти параметры достигают 17 % и $40 \cdot 10^{-3}$ мкм², а в пласте АчБН₁₆¹ — уже 18 % и $50 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответственно. При этом в единичных пропластках пористость может составлять 19 %, а проницаемость — около $100 \cdot 10^{-3}$ мкм². Пласты чеускинской клиноформы на Нерутинской площади заглинизированы (см. рис. 3, 4).

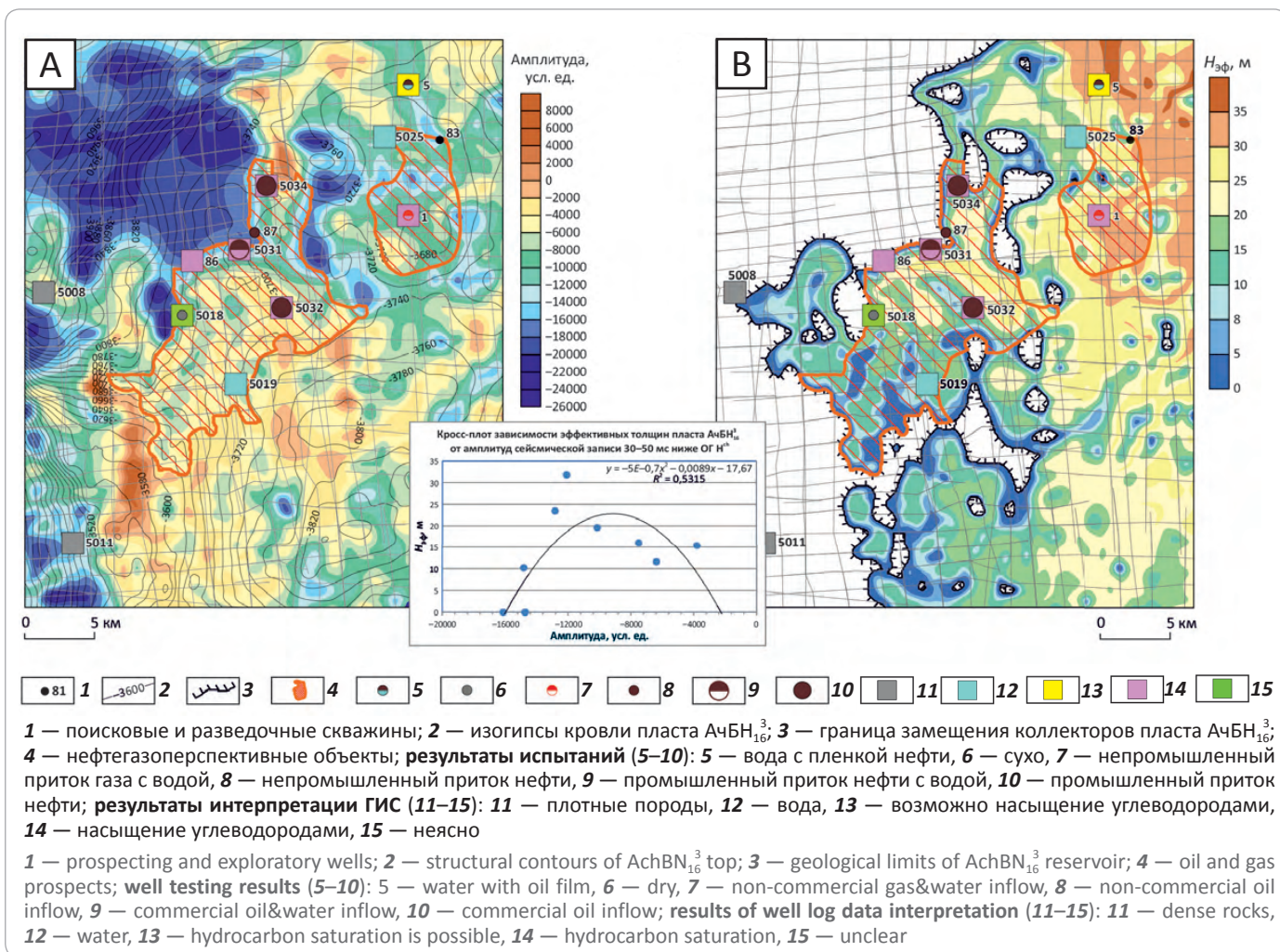
На Восточно-Медвежьей и Южно-Падинской площадях разрез ачимовской толщи представлен

пластами как савуйской, так и чеускинской клиноформ. Только если в первом случае это дистальные части крупных конусов выноса, то во втором — проксимальные или близкие к ним части более мелких конусов.

В пластах савуйской клиноформы от проксимальных зон конусов выноса на Нерутинской площади в направлении к границе замещения песчаников отмечается ухудшение коллекторских свойств пластов. Если фильтрационно-емкостные свойства пласта АчБН₁₆⁵ в западной части месторождения отличаются от восточной незначительно (значения пористости, как правило, не превышают 15,5 %, а проницаемости — $7 \cdot 10^{-3}$ мкм²), то в пластах АчБН₁₆² и АчБН₁₆¹ на Восточно-Медвежьей и Южно-Падинской площадях пористость достигает только 16 %, а проницаемость составляет $(8-13) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Ачимовские пласты чеускинской клиноформы характеризуются малыми толщинами. Их коллекторские свойства близки к пластам подстилающей клиноформы. В пластах АчБН₁₅³ и АчБН₁₅² пористость достигает 17 %, а проницаемость — $9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Рис. 5. Карта распределения амплитуд сейсмической записи в интервале пласта АчБН₁₆³ (А) с элементами прогноза коллекторов (В)
Fig. 5. Map of seismic amplitudes distribution in the interval of AchBN₁₆³ layer (A) with elements of reservoir prediction (B)



Фильтрационно-емкостные свойства верхнего из пластов этой группы — АчБН₁₅¹ — в пределах прогнозируемого контура нефтеносности самые низкие. Пористость, как правило, не превышает 15 %, а проницаемость — $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм². В единичных пропластках этой группы пластов пористость составляет 18–19 %, проницаемость — около $20 \cdot 10^{-3}$ мкм².

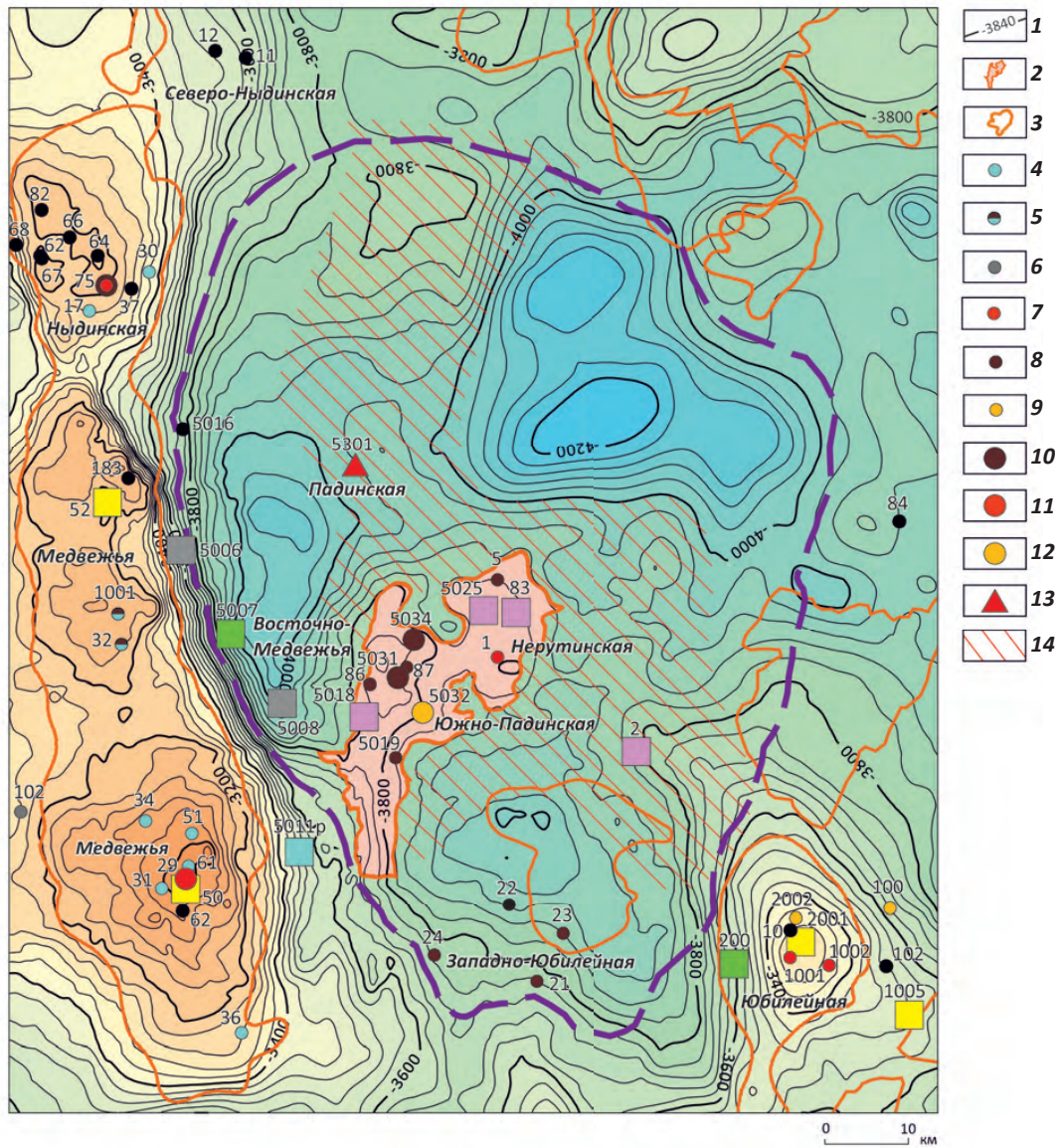
В пределах Восточно-Медвежьей, Южно-Падинской и Нерутинской площадей выявлено пять залежей углеводородов в пластах ачимовской толщи (АчБН₁₆³, АчБН₁₆², АчБН₁₆¹, АчБН₁₅³ и АчБН₁₅²), объединенных общим контуром нефтегазоносности, площадь которого превышает 400 км². Залежи структурные, структурно-литологические и литологически экранированные, на некоторых участках осложнены дизъюнктивными нарушениями.

Границы коллекторов спрогнозированы авторами статьи на основе динамического анализа, который показал хорошую корреляционную связь значений амплитуд, снятых в интервале продуктивных пластов, с их эффективными толщинами. С учетом

структурных построений это позволило более точно определить контуры залежей и ловушек. Так, амплитуда сейсмической записи в интервале регистрации пласта АчБН₁₆³ (30–50 мс ниже ОГ Н^{сн}) и эффективные толщины пласта в точках скважин имеют устойчивую корреляционную зависимость (рис. 5). Указанная сеточная функция значений амплитуд была пересчитана в сеточную функцию эффективной толщины пласта. Прогнозная зона распространения коллекторов для пласта АчБН₁₆³ позволила провести границу их замещения. Залежи ограничиваются уровнем водонефтяного контакта и границей замещения коллекторов, спрогнозированной при расчете эффективных толщин. В пределах контура нефтегазоносности прогнозируется еще четыре ловушки. Литологическая ловушка с тектоническим экранированием продуктивного пласта АчБН₁₆¹ расположена на Восточно-Медвежьей площади, еще три находятся на Нерутинской площади: структурно-литологическая — в пласте АчБН₁₆¹, структурная — АчБН₁₆³ и литологическая — в продуктивном пласте АчБН₁₆⁴ (см. рис. 4).

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Нефтегазоносность ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны
 Fig. 6. Hydrocarbon potential of Achimov sequence in the West-Nerutinsky petroleum zone



1 — изогипсы кровли баженовской свиты, м; 2 — Восточно-Медвежье месторождение; 3 — контуры месторождений углеводородов; результаты испытаний (4–12): 4 — вода, 5 — вода с пленкой нефти, 6 — сухо, 7 — непромышленный приток газа, 8 — непромышленный приток нефти, 9 — непромышленные притоки нефти и газа, 10 — промышленный приток нефти, 11 — промышленный приток газа, 12 — промышленные притоки нефти и газа; 13 — газопроявления при бурении; 14 — участки, наиболее перспективные на поиски литологических и структурно-литологических ловушек в пластах ачимовской толщи. Остальные усл. обозначения см. на рис. 3, 5

1 — structural contours of Bazhenov Fm; 2 — East-Medvezhy field; 3 — contours of hydrocarbon fields; well testing results (4–12): 4 — water, 5 — water with oil film, 6 — dry, 7 — non-commercial gas inflow, 8 — non-commercial oil inflow, 9 — non-commercial oil and gas inflows, 10 — commercial oil inflow, 11 — commercial gas inflow, 12 — commercial oil and gas inflows; 13 — gas shows while drilling; 14 — areas most promising for lithological and combination traps exploration in the Achimov series. For other Legend items see Fig. 3, 5

Ачимовские пласты опробованы в большинстве скважин (рис. 6). По результатам испытания притоки углеводородов были получены из скважин Восточно-Медвежья (86, 87, 5019) и Южно-Падинская (5031, 5032 и 5034). Дебиты нефти из пластов ачимовской толщи Восточно-Медвежьего месторождения, как правило, не превышают $5 \text{ м}^3/\text{сут}$. Максимальные дебиты нефти

зафиксированы в скв. Южно-Падинская-5034 в интервале пласта АчБН₁₆³ (интервал глубин 3781–3804 м) и составили $9 \text{ м}^3/\text{сут}$. Максимальные дебиты газа и конденсата получены при испытании этого же пласта в скв. Южно-Падинская-5032 в интервале глубин 3696–3075 м и составили 116 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ и $14 \text{ м}^3/\text{сут}$ соответственно. Признаки углеводородов в виде плен-

ки нефти получены также при испытании ачимовских отложений скважин Восточно-Медвежья-5018 (АчБН₁₆¹⁻²) и Восточно-Медвежья-5019 (АчБН₁₆¹).

В 2007–2009 гг. было пробурено три скважины (1, 2 и 5) на Нерутинской площади. Небольшие притоки газа с водой и пленкой нефти были получены из пласта АчБН₁₆³ в скв. 1. Скв. 5 из этого же пласта дала притоки воды с нефтью дебитами 11 и 0,5 м³/сут соответственно. По результатам интерпретации данных ГИС в пластах ачимовской толщи Восточно-Медвежьей, Южно-Падинской и Нерутинской площадей выделяется еще ряд потенциально продуктивных пластов, которые не были испытаны.

Следует отметить, что при совместном испытании пластов АчБН₁₆³⁻⁴ в скважинах Южно-Падинские-5031, 5034, а также при испытании скв. Восточно-Медвежья-86 в пласте АчБН₁₅¹ были отмечены притоки нефти. В связи с этим контур нефтегазоносности может быть расширен в северо-западном и юго-восточном направлениях за счет новых залежей в более древних и более молодых пластах (АчБН₁₅¹, АчБН₁₆⁴ и АчБН₁₆⁵) по отношению к тем, в которых уже выявлены залежи углеводородов. Это также подтверждает продуктивность пласта АчБН₁₆⁴ по результатам интерпретации данных ГИС.

В пределах Западно-Нерутинской НГЗ признаки газоносности ачимовской толщи были отмечены также на Падинской площади. С глубины 3897 м (пласт АчБН₁₅¹) в скважине начались газопроявления. При попытке их ликвидировать за счет увеличения плотности бурового раствора начались его поглощения. Бурение скважины было прекращено.

К югу от Восточно-Медвежьего месторождения, на Западно-Юбилейной площади, пробурено еще не-

сколько скважин. Из пластов ачимовской толщи получены небольшие притоки нефти с водой. Дебиты нефти не превышали 1,3 м³/сут, воды — 5 м³/сут.

Заключение

Нерутинская мегавпадина является одной из перспективных и недостаточно изученных бурением территорий Надым-Пурского региона. Перспективы берриас-нижнеаптского продуктивного комплекса в ее пределах связаны в первую очередь с литологическими и структурно-литологическими ловушками в пластах ачимовского нефтегазоносного комплекса. Открытие Восточно-Медвежьего месторождения, а также многочисленные нефтегазопроявления в ачимовских отложениях подтверждают перспективы этого интервала разреза. Комплексная интерпретация данных ГИС, сейсморазведки, результатов испытаний скважин, структурных построений, анализ фильтрационно-емкостных свойств пластов и закономерностей их изменения как по латерали, так и по разрезу позволяют предполагать, что в пределах Западно-Нерутинской НГЗ может быть выявлен целый ряд новых залежей углеводородов. Самыми перспективными на поиски залежей нефти и газа в ее пределах являются депоцентры накопления песчаного материала на приподнятых в структурном отношении участках (см. рис. 6). Контур нефтегазоносности Восточно-Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения может быть также расширен за счет новых залежей в более древних и более молодых пластах по отношению к тем, в которых уже выявлены залежи углеводородов.

Литература

1. Карогодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литологический подход). – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал Гео, 2000. – 200 с.
2. Бородин В.Н. Основные результаты исследований по изучению геологического строения ачимовской толщи севера Западной Сибири // Горные ведомости. – 2005. – № 7. – С. 26–32.
3. Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Сафонов В.С., Ефремов И.Ф., Манугян П., Овердал Ф., Валасек Д., Потапов А.М., Коньшев А.И., Кузнецов В.И., Разяпов Р.К. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: системно-литологический аспект. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. – 252 с.
4. Игошкин В.П., Шлезингер А.Е. Генетические типы неоконских клиноформ Западной Сибири // Геология и геофизика. – 1990. – № 8. – С. 16–20.
5. Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 27–49.
6. Курчиков А.Р., Бородин В.Н., Недосекин А.С., Забоев К.О., Галинский К.А. Литологическая характеристика, коллекторские свойства и нефтегазоносность нижнемеловых отложений Нерутинской впадины и сопредельных территорий севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 7. – С. 4–13.
7. Нежданов А.А., Горбунов С.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М. : Изд-во Академия горных наук, 2000. – 247 с.
8. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
9. Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Забоев К.О., Зарипов С.М., Кокшаров К.Е., Мельников А.В. Характеристика геологического строения и перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений Нерутинской впадины и сопредельных территорий севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 2. – С. 12–22.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

10. *Бородкин В.Н., Курчииков А.Р., Варягов С.А., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А., Шиманский В.В.* Использование сейсморазведки МОВ ОГТ 3D с целью подготовки ресурсной базы углеводородов предприятий ОАО «Газпром» в пределах Нерутинской впадины и сопредельных территорий севера Западной Сибири // *Геология нефти и газа.* – 2016. – № 3. – С. 77–85.
11. *Забоев К.О., Курчииков А.Р., Бородкин В.Н., Леонтьев И.Ю.* Перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи в пределах Нерутинской впадины севера Западной Сибири // *Нефть и газ.* – 2010. – № 2. – С. 4–10.
12. *Новиков А.П.* Критерии поисков скоплений углеводородов и оценки продуктивности ачимовских и юрских отложений Нерутинской впадины (Надым-Пурская нефтегазоносная область Западной Сибири) // *Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.* – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 42–47.
13. *Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Ершов С.В., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Канаков М.С., Соловьев М.В., Сурикова Е.С., Шестакова Н.И.* Сейсмостратиграфия, история формирования и газоносность структур Надым-Пурского Междуречья (Западная Сибирь) // *Геология и геофизика.* – 2016. – Т. 57. – № 8. – С. 1583–1595.
14. *Постановление по стратиграфическим схемам меловых отложений Западной Сибири* // *Постановление Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий.* Вып. 36. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2006. – С. 5–7.

References

1. *Karogodin Yu.N., Kazanekov V.A., Ryl'kov S.A., Ershov S.V.* Northern Ob, West Siberia. Geology and hydrocarbon potential of the Neocomian (systems and lithmological approach). Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial «Geo»; 2000. 200 p.
2. *Borodkin V.N.* The main results of the Achimov Fm geological structure studies, northern West Siberia. *Gornye vedomosti.* 2005;(7):26–32.
3. *Karogodin Yu.N., Valasek D., Ershov S.V., Efremov I.F., Konyshov A.I., Kuznetsov V.I., Manugyan P., Overdal F., Potapov A.M., Razyapov R.K., Safronov V.S.* Ob petroleum zone of the West Siberia: systems and lithmological aspect. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, NITs OIGGM; 1996. 252 p.
4. *Igoshkin V.P., Shlezinger A.E.* Genetic types of Neocomian clinofolds in West Siberia. *Geologiya i geofizika.* 1990;(8):16–20.
5. *Kazanekov V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ponomareva E.V., Popova N.I., Shaporina M.N.* Geological structure and oil and gas potential of Jurassic and Cretaceous regional reservoirs in Cara-Yamal region and prognosis of hydrocarbon distribution. *Geologiya nefi i gaza.* 2014;(1):27–49.
6. *Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Nedosekin A.S., Zaboev K.O., Galinsky K.A.* Lithological characteristic, reservoir properties and oil and gas content of Low Cretaceous sediments of Nerutinsky depression and adjacent territories of the northern part of West Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2013;(7):4–13.
7. *Nezhdanov A.A., Gorbunov S.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A.* Geology and hydrocarbon potential of the West Siberian Achimov sequence. Moscow: Izd-vo Akademiya gornyx nauk; 2000. 247 p.
8. *Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I.* Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Geologiya i geofizika.* 2001;42(11–12):1832–1845.
9. *Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Zaboev K.O., Zaripov S.M., Koksharov K.E., Melnikov A.V.* Characteristic of geological structure and prospects for oil and gas content of low cretaceous deposits of Nerutinsky depression and adjacent territories in the north of West Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2012;(2):12–22.
10. *Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Variagov S.A., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A., Shimanskiy V.V.* 3D CDP Seismic reflection survey for hydrocarbon resource base development of PJSC “Gazprom” companies within the Nerutinskaya depression and adjacent areas of North-Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza.* 2016;(3):77–85.
11. *Zaboev K.O., Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Leontiev I.Yu.* Hydrocarbon prospects of Achimov strata in Nerutinsk basin in Northwest Siberia. *Neft i gaz.* 2010;(2):4–10.
12. *Novikov A.P.* Criteria of hydrocarbon accumulations prospecting and assessment of Achimov and Jurassic sequences productivity within the Nerutinsky depression (Nadym-Pur oil and gas bearing area, Western Siberia). *Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh raionov Rossii do 2030 g.* Moscow: Gazprom VNIIGAZ; 2010. P. 42–47.
13. *Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Gubin I.A., Ershov S.V., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kanakov M.S., Solovyev M.V., Surikova E.S., Shestakova N.I.* Seismic stratigraphy, formation history and gas potential of the Nadym-Pur interfluvial area (West Siberia). *Geologiya i geofizika.* 2016;57(8):1583–1595.
14. *Rules for stratigraphic charts of the West Siberian Cretaceous sequences.* *Postanovlenie Mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo komiteta i ego postoyannykh komissii.* Vyp. 36. St. Petersburg: Izd-vo VSEGEI, 2006. P. 5–7.