

УДК 550.812.14

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4-17-25

Геологическая модель ачимовского клиноформного комплекса на юго-восточном склоне Среднемессояхского вала

© 2018 г. | Е.А. Потапова

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; eapotapova@tnnc.rosneft.ru;

²ФГБОУ ВПО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Поступила 13.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *Среднемессояхский вал; клиноформные отложения; концептуальная модель; глубоководные отложения; палеорельеф; подсамотлорский комплекс.*

В статье приведены результаты анализа сейсмических и скважинных данных территории юго-восточного склона Среднемессояхского вала. Цели данной статьи — уточнение геологической модели клиноформного комплекса в зоне сочленения Среднемессояхского малого вала и Большехетской впадины и прогноз ловушек углеводородов в неразбуренной части пласта. В результате проведенного анализа доказан глубоководный генезис изучаемого интервала по данным керна. Построена новая концептуальная модель нижнемелового клиноформного комплекса на юго-восточном склоне Среднемессояхского вала. Впервые закартированы границы нетипичных конусов выноса, аналогичных ачимовским объектам соседних месторождений, ограниченных палеорельефом, без проградации с омоложением отложений. Выполнен прогноз развития ловушек углеводородов, по результатам бурения скважины в 2017 г. подтверждено наличие залежи (дебит нефти при испытании более 500 м³/сут).

Для цитирования: Потапова Е.А. Геологическая модель ачимовского клиноформного комплекса на юго-восточном склоне Среднемессояхского вала // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 17–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-17-25.

Geological model of the Achimov clinoform series within the south-eastern slope of the Srednemesoyakhsky Swell

© 2018 | Е.А. Potapova^{1,2}

¹TNNC, Tyumen, Russia; eapotapova@tnnc.rosneft.ru;

²Tyumen industrial University, Tyumen, Russia

Received 13.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *Srednemesoyakhsky Swell; clinoform deposits; conceptual model; deepwater deposits; paleotopography; below-Samotlor series.*

The paper presents the results of seismic and well data analysis over the south-eastern slope of the Srednemesoyakhsky Swell. Objective of the work was an improvement of geological model of the clinoform series in the suture zone of the small Srednemesoyakhsky Swell and Bolshekhetsky Depression linkage, as well as prediction of HC traps in the undrilled part of the formation. For this purpose, analysis of the following data was carried out: core description, mineral and petrographic composition of rocks; well logging data; testing results; porosity and permeability of Lower Cretaceous formations over 83 prospecting and exploratory wells; sedimentological columns (39 wells); results of paleontological and palynological studies (in 40 wells). Regional and areal CDP seismic data were examined (7313 km 2D and 3430 km² 3D) together with the results of regional scientific and research works (published and library materials) carried out in 2006–2015 in the north of Western Siberia (OAO Yamalgeofizika; LLC LNTNG Petrograf (Laboratory of New Technologies in Petroleum Geology); IPGG SB RAS (Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences); SibNATs (Siberian Scientific and Analytical Centre); LUKOIL-Western Siberia, LLC). The results of the core data analysis undertaken allowed proving the deepwater genesis of the interval under investigation. The new conceptual model of the Lower Cretaceous clinoform series on the south-eastern slope of the Srednemesoyakhsky Swell was created. Boundaries of uncharacteristic fans were mapped for the first time, which are similar to the Achimov objects in the neighbouring fields (results of 2012–2015 works) limited by paleotopography, with no progradation and rejuvenation of deposits. Prediction of HC traps development was carried out; the drilling results in 2017 have proved existence of the pool (oil flow rate during testing exceeded 500 m³ per day).

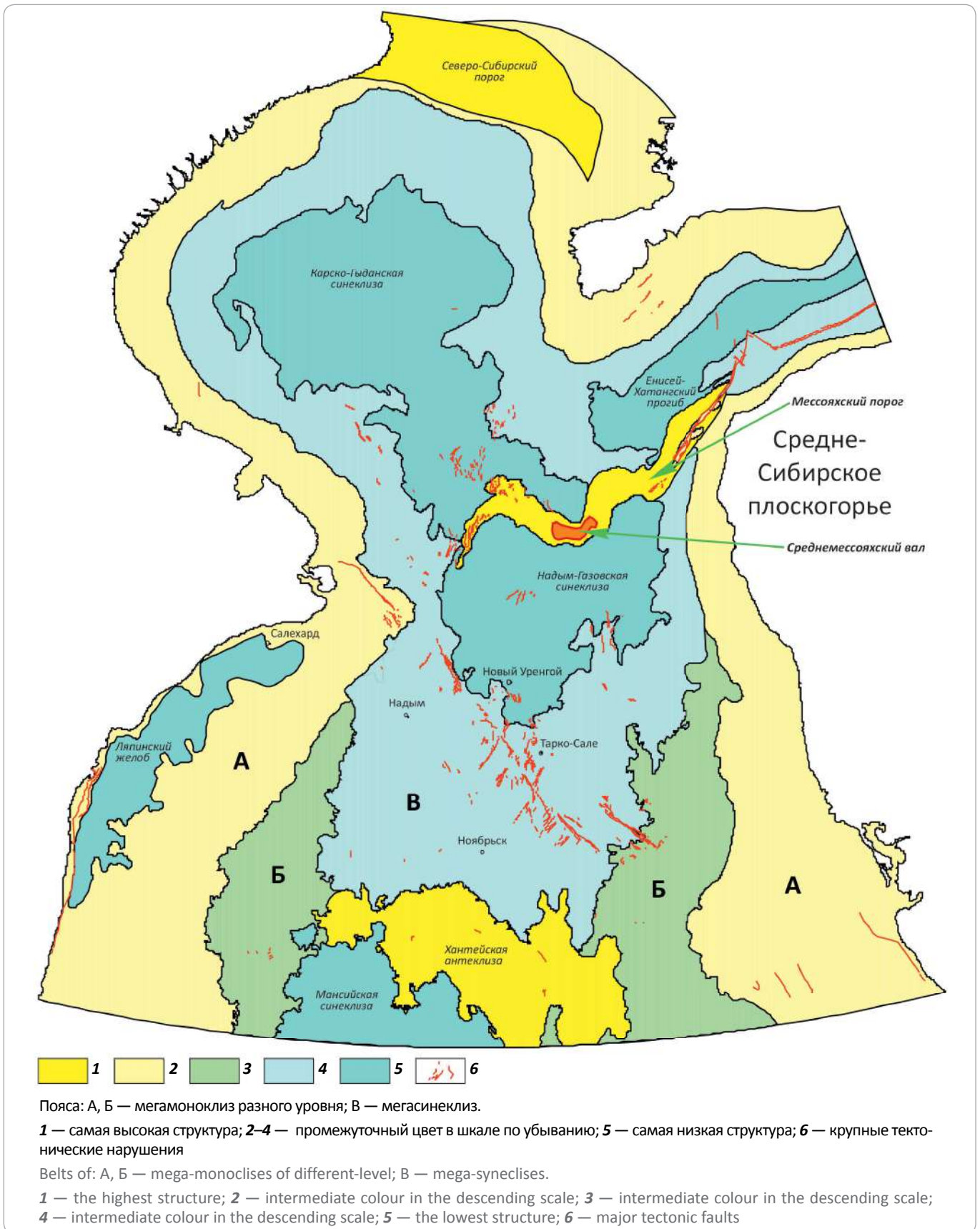
For citation: Potapova E.A. Geological model of the Achimov clinoform series within the south-eastern slope of the Srednemesoyakhsky Swell. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4):17–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-17-25.

В центральной части Мессояхского пояса мегавалов выделяется самый высокоамплитудный в Западной Сибири Среднемессояхский малый вал — уникальный геологический объект (рис. 1).

В пределах зоны развития вала в 42 пластах открыто более 100 залежей. Этаж нефтегазоносности включает отложения покурской, малохетской, суходундинской и малышевской свит. Состав углеводородов,

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Тектоническая карта мезо-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западной Сибири (Бочкарев В.С. и др., 2001)
Fig. 1. Tectonic map of Mesozoic-Cenozoic orthoplatfrom cover, West Siberia (Bochkarev V.S. et al., 2001)



фильтрационно-емкостные свойства пород, тектоническое строение для каждого пласта уникальны. Разрез от юрских до верхнемеловых отложений отражает цикличность условий терригенного осадконакопления: континентальные, мелководно-морские, глубоководно-морские.

Основным объектом прироста ресурсной базы является интервал нижнемеловых клиноформных пластов (БУ₁₅₋₂₀), геологическое строение которых в большой степени обусловлено тектоническими процессами формирования Среднемессояхского вала.

Целями настоящей статьи являются уточнение геологической модели клиноформного комплекса в зоне сочленения Среднемессояхского малого вала и Большехетской впадины и прогноз ловушек углеводородов в неразбуренной части пласта.

Для выполнения поставленных задач проанализировано описание керна, данные по минерально-петрографическому составу пород, материалы ГИС, результаты испытания, фильтрационно-емкостные свойства нижнемеловых отложений (83 поисковых и разведочных скважин), седиментологические колонки (39 скважин), результаты палеонтологических и палинологических исследований (40 скважин). Изучены материалы региональных и площадных сейсморазведочных работ МОГТ 2D (7313 км) и 3D (3430 км²), научно-исследовательских региональных работ (опубликованные материалы и фондовая литература), выполненных в 2006–2015 гг. в пределах северных районов Западной Сибири (ОАО «Ямалгеофизика», ООО «ЛНТНГ «Петрограф», ИНГТСОРАН, ЗАО «СибНАЦ», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»).

Особенности формирования отложений в региональной модели

Клиноформный комплекс на юго-восточном склоне Среднемессояхского вала, в связи с установленным уренгойским типом разреза [1], представлен тремя маркирующими горизонтами: самбургским, урьевским, самотлорским (таблица).

Строение клиноформного комплекса предположено на основе региональных исследований предыдущих лет, составленных по данным НИР под руководством В.П. Игошкина (2007). Согласно этим данным, в раннем мелу Среднемессояхский вал не существовал как структура, а изучаемая площадь была сложена исключительно мелководно-морскими отложениями (рис. 2). На основе детальных работ, проводимых в пределах Среднемессояхского вала, установлено несоответствие прежнего регионально-го представления о строении нижнемеловых отложений в пределах развития вала новым данным.

Особенности формирования отложений в детальной модели

Для изучения палеогеографических особенностей формирования отложений при анализе керна

Таблица. Стратиграфическая схема (Решение 6-го МСК, 2004)
Table. Stratigraphic chart (Resolution of the 6-th Interdepartmental Stratigraphical Committee, 2004)

Стратиграфическая шала						
Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	Маркирующие горизонты	
Мел	Нижний	Валанжин	Нижний	Аганский	Савуйский	
					Самбургский	
					Урьевский	
					Самотлорский	
				Тарский	Хальмерпаютинский	
					Тагринский	
		Берриас	Куломзинский			Приозерный
						Лабазный
						Сабунский
						Назинский

скважин использовались следующие параметры: состав и окраска пород, их последовательность в разрезе, вторичные изменения, цикличность, текстурно-структурные особенности, минеральный состав обломочных и аутигенных образований, характер включений, систематический состав и количественная характеристика окаменелостей, типы захоронения и т. д [2]. По данным литофациальных исследований в 2012 г. специалисты компании «Halliburton Consulting & Project Management» в изучаемом интервале впервые определили фации подводных конусов выноса (X4, X5, X8, X16). К основным седиментологическим признакам глубоководных отложений, обнаруженных в керне изученных скважин, относятся: полное отсутствие биотурбаций, включения интракластов сильноуглистых глин, циклы Боума турбидитных отложений [2].

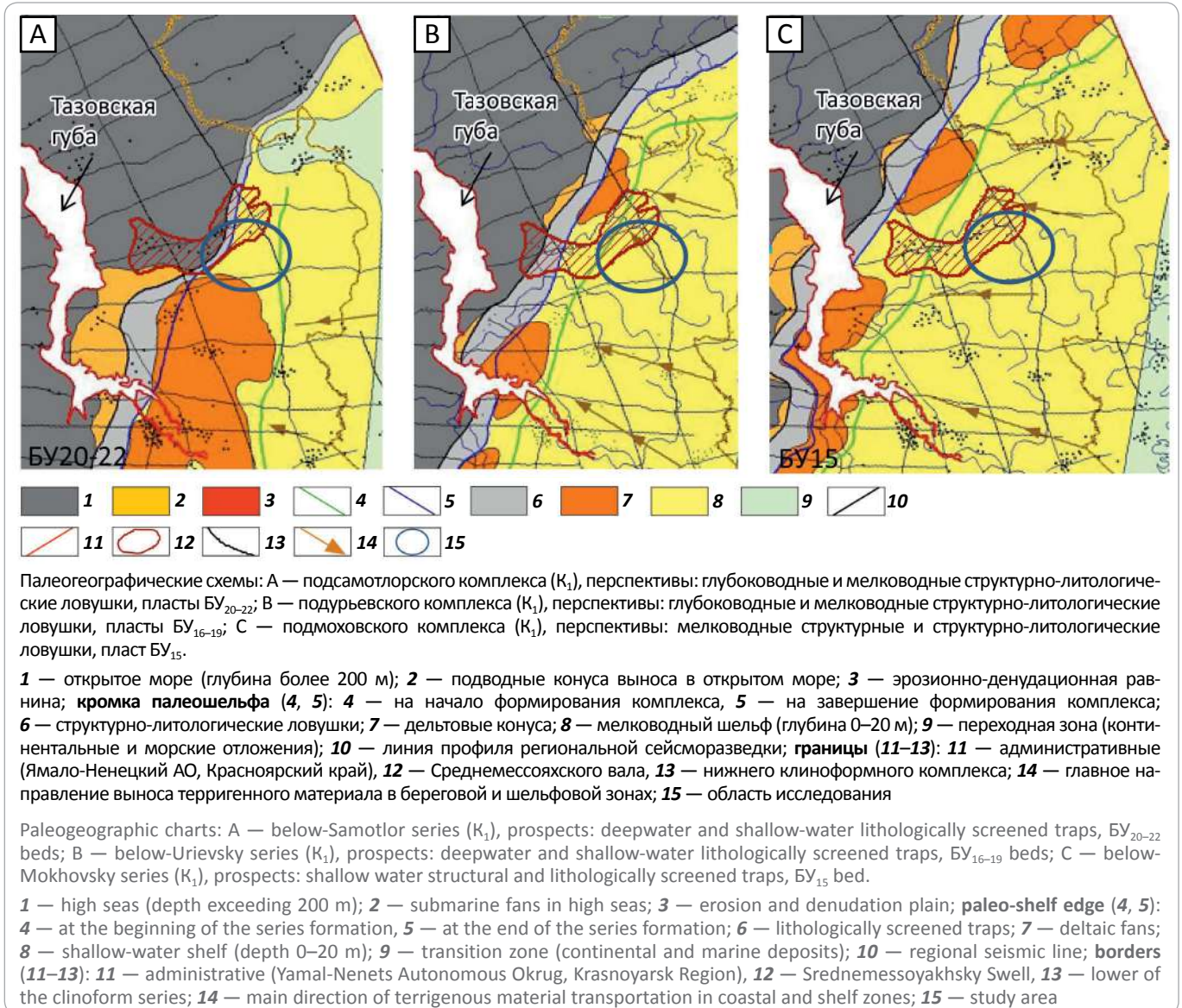
В 2013–2015 гг. фации турбидитов обнаружены в скв. X24, а фации глубоководных илов — в скв. X74 (рис. 3).

Помимо этого при анализе сейсмических разрезов и палеовременных карт было установлено, что Среднемессояхский вал на время формирования изучаемых пластов препятствовал распространению осадков на север. Группа пластов БУ₁₉₋₂₀ распространена на ограниченной территории, а клиноформы, сформированные в это время, «утыкаются» в склон вала и не всегда имеют классическое строение. Такая геологическая ситуация могла способствовать

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Палеогеографические схемы клиноформных комплексов в пределах Среднемессояхского вала (составлена на основе данных НИР под руководством В.П. Игошкина, 2007)

Fig. 2. Paleogeographic charts of clinoform series within the Srednemesoyakhsky Swell (prepared basing on R&D data obtained under the direction of Igoshkin V.P., 2007)



аккумуляции значительного количества песчаного материала вдоль склонов Среднемессояхского вала. Это также подтверждается работами других авторов, занимающихся изучением геологического строения этой территории [3–6].

В.А. Маринов с соавторами на основании прямых признаков (биостратиграфия) установили, что на протяжении берриаса – начала раннего валанжина Среднемессояхский вал был островной областью с хвойно-гинкговыми лесами и папоротниковым подлеском. Далее, в результате опускания территории, остров оказался погруженным в воду [7].

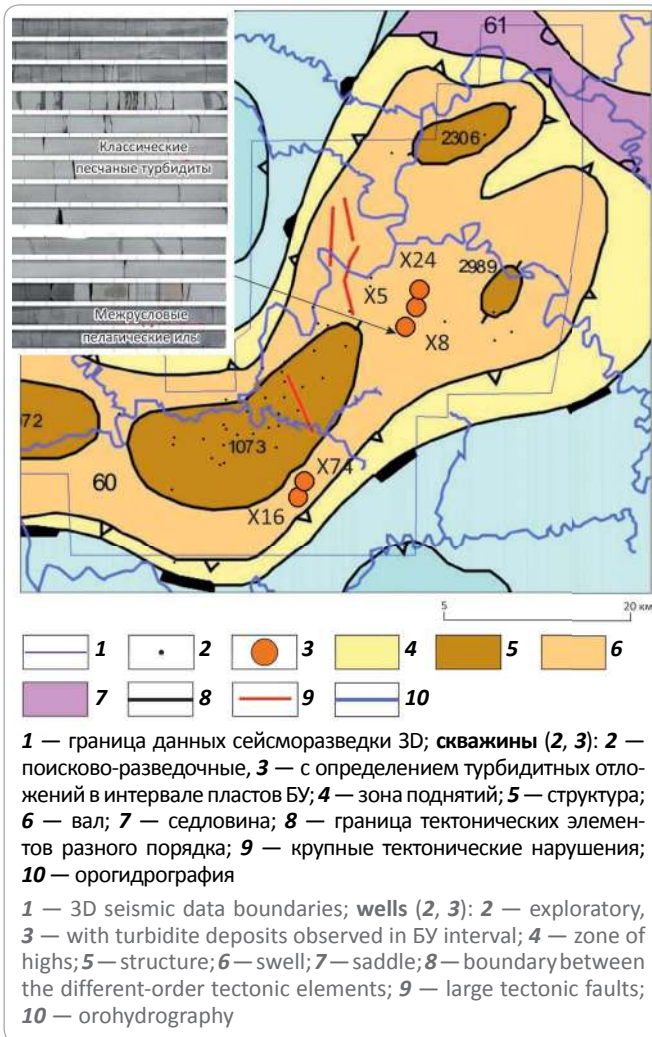
Для определения палеорельефа одних скважинных материалов недостаточно, необходимо комплексное изучение данных сейсморазведки, геохи-

мии, биостратиграфии. Палеогеографические построения, выполненные автором статьи, базируются на данных сейсморазведочных работ 2D и 3D. В зоне сочленения Среднемессояхского вала и Большехетской впадины на момент начала формирования ачимовской части подсамотлорского комплекса фиксируется локальная палеовпадина (рис. 4). В пределах этой впадины пробурены скважины, вскрывшие отложения глубоководного генезиса, определенные по данным седиментологического анализа.

На этом основании был сделан вывод, что в пределах такой формы палеорельефа образовались нетипичные конуса выноса — их границы контролируются границами локальной впадины. Еще одним отличием является то, что конус выноса не пропра-

Рис. 3. Седиментологические исследования (основа — фрагмент тектонической карты под ред. И.И. Нестерова, 1990)

Fig. 3. Sedimentological studies (on the base of the tectonic map fragment, edited by Nesterov I.I., 1990)



дирует с омоложением отложений, а осадки наслаивались друг на друга до полного заполнения палеовпадины.

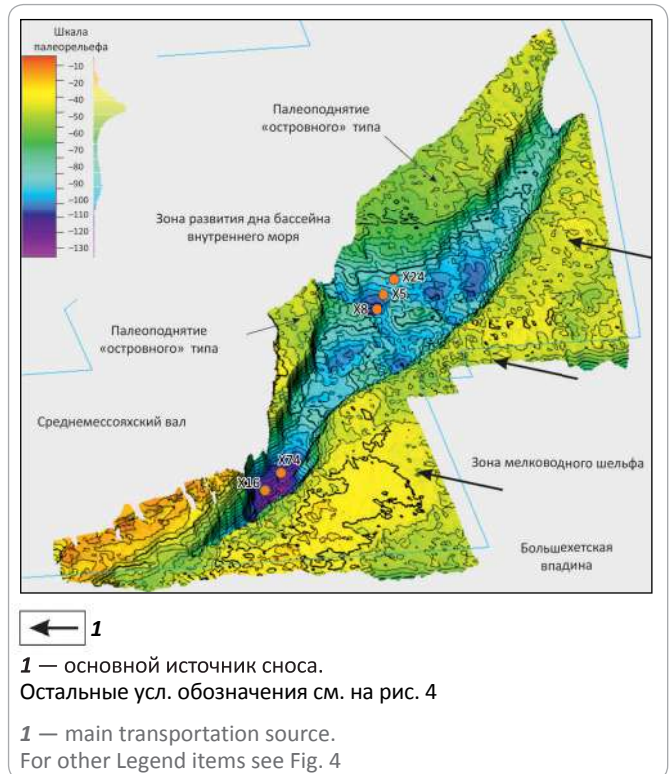
В связи с установленными признаками глубоководных отложений построена новая концептуальная модель геологического строения интервала нижнемелового клиноформного комплекса в пределах южного склона Среднемессояхского вала, в рамках которой закартированы границы предполагаемых конусов выноса.

Концептуальная модель

Для пластов с седиментологическими признаками глубоководных отложений в пределах развития палеовпадины подсамотлорского комплекса применена концептуальная модель на основе зон глубоководных обстановок Д. Стоу [7] (рис. 5). Главная отличительная их особенность — конуса выноса рас-

Рис. 4. Палеорельеф на момент начала формирования ачимовской части подсамотлорского комплекса (dt H4–H4–20 по данным сейсморазведки 3D)

Fig. 4. Paleotopography at the beginning of the Achimov part of the below-Samotlor series formation (dt H4–H4–20 according to 3D seismic data)



пространены только в пределах увеличения временной мощности и их границы контролируются палеорельефом. Корреляция сейсмических отражений и пластов в поисково-разведочных скважинах выполнена в рамках сиквенс-стратиграфической модели, разработанной автором статьи с учетом данных керн (рис. 6, 7) на основе сиквенс-стратиграфической модели бассейна по O. Satuneanu [8, 9].

Глубоководная часть в границах увеличения временной мощности выделена в отдельные пласты, которые являются аналогом ачимовских отложений (отражающий горизонт БУ₁₉₋₁ контролирует их развитие). На сейсмическом разрезе наблюдаются сейсмические аномалии, которые связываются с врезами в пределах конусов выноса.

Согласно концептуальной модели, в пределах пластов выделены две зоны: подводных конусов выноса и дна бассейна (см. рис. 5). Конуса выноса — это турбидитные отложения терригенного потока, а дно бассейна — илистая часть глубоководного бассейна. Бассейн в данном случае — внутреннее море с переменной глубиной шельфа. Локальная впадина — самая погруженная его часть, где аккумулируются турбидитные потоки.

По атрибуту RMS закартированы границы развития конусов выноса (выполнен поиск зависимостей

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 5. Концептуальная модель на основе зон глубоководных обстановок Д. Стоу (с изменениями и дополнениями [7])
 Fig. 5. Conceptual model based on the zones of deepwater environment by D. Stowe (modified and supplemented [7])

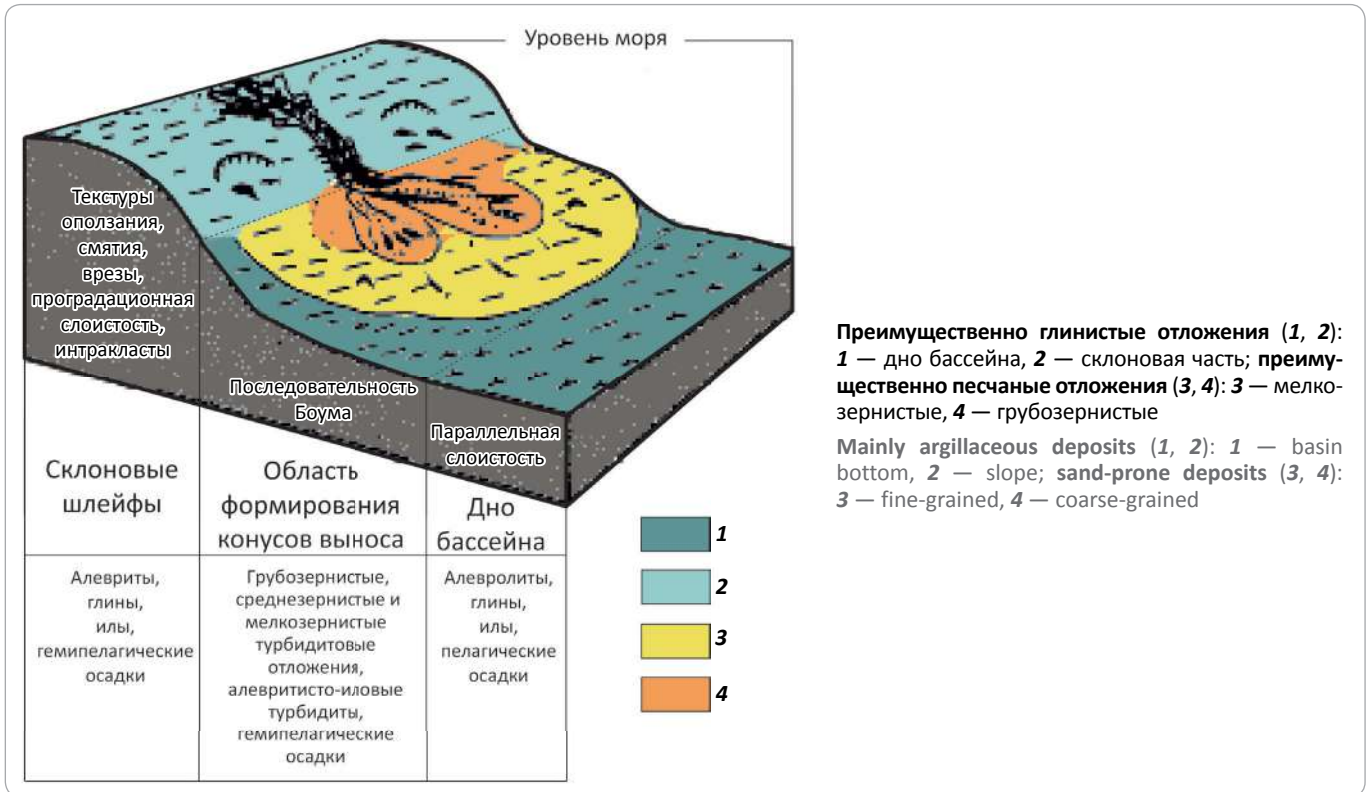


Рис. 6. Концептуальная модель нижнемелового клиноформного комплекса
 Fig. 6. Conceptual model of Lower Cretaceous clinoform series

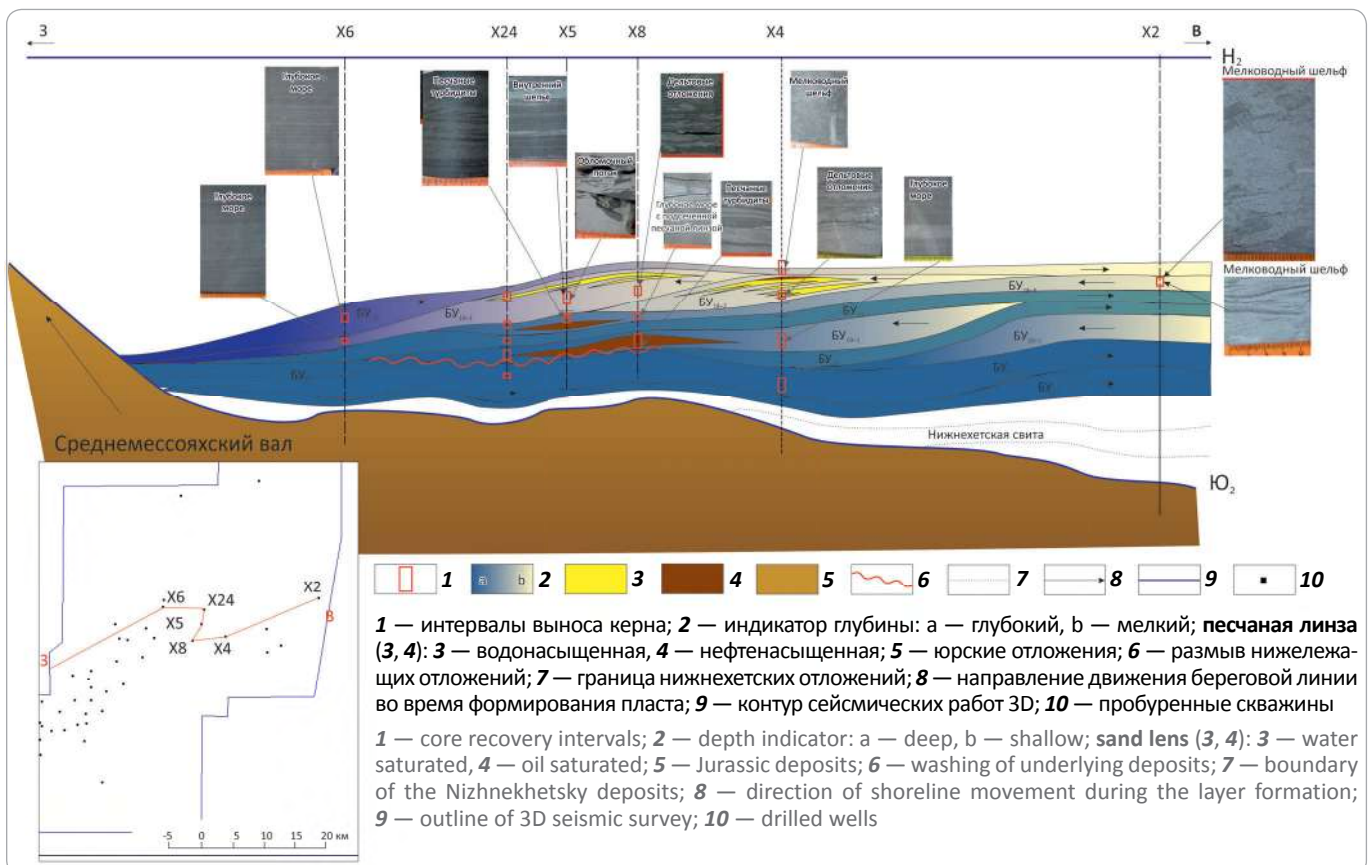


Рис. 7. Сейсмический разрез с учетом концептуальной модели
Fig. 7. Seismic section in the direction of the conceptual model cross-section

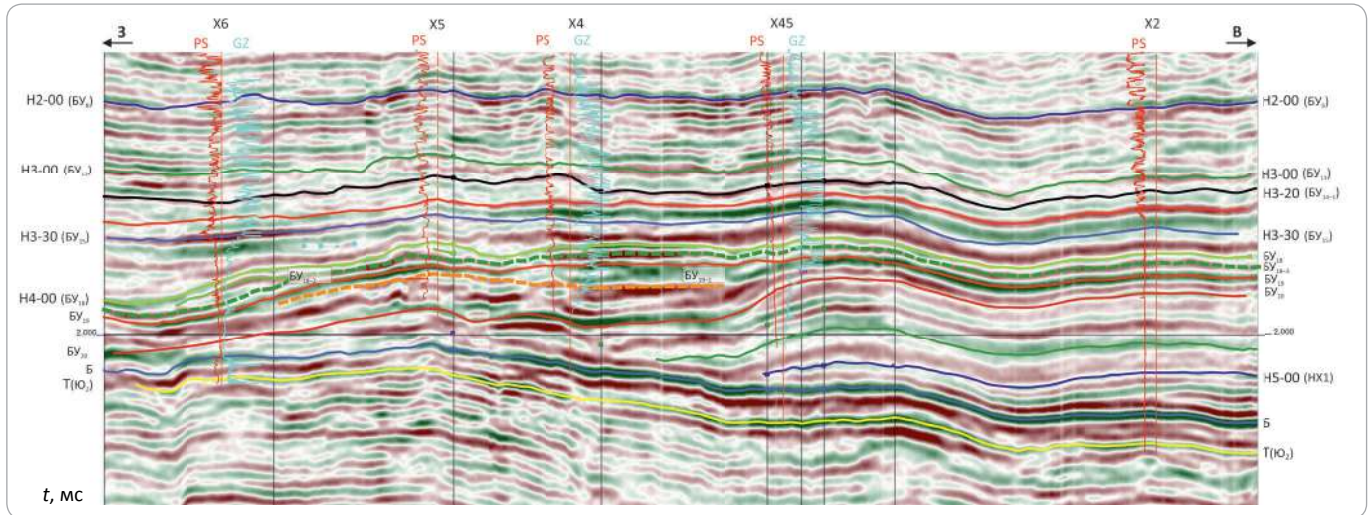
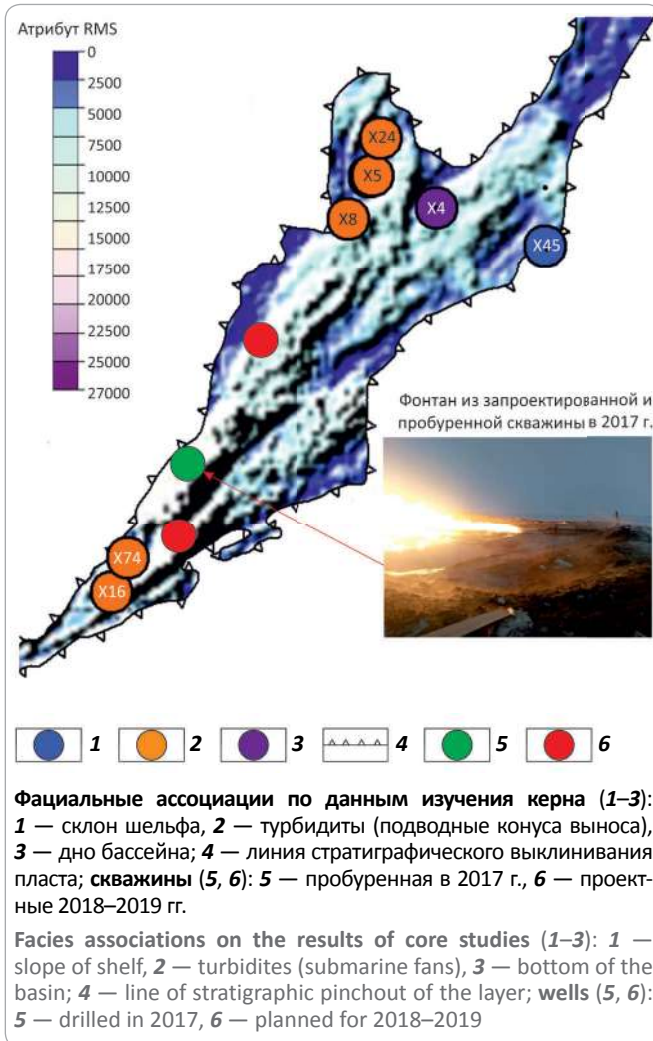


Рис. 8. Седиментологические исследования (основа — фрагмент тектонической карты под ред. И.И. Нестерова, 1990)
Fig. 8. Sedimentological studies (on the base of the tectonic map fragment, edited by Nesterov I.I., 1990)



значений $H_{эф}$ от значений атрибута RMS, в результате которого определены граничные значения коллектора. Зона подводных конусов выноса ассоциирована с наличием коллектора, зона дна бассейна — заглинизированных областей [10].

На основе анализа закартированы отдельные песчаные линзы. Одна линза вскрыта скважинами X8 и X5, из которых получены промышленные притоки нефти. Три линзы на момент построения модели (2015 г.) не были вскрыты скважинами и оценивались как перспективные объекты, на которые запланировано поисково-разведочное бурение (рис. 8).

В 2017 г. была пробурена поисковая скважина, которая подтвердила прогнозные контуры конуса выноса, по результатам испытания из скважины получено более 500 м³/сут нефти. В скважине в интервале пласта отобран керн, седиментологические исследования которого позволят подтвердить условия осадконакопления.

На 2019 г. запроектирована еще одна скважина в аналогичных отложениях. Подобная модель принята для нижележащих отложений клиноформного комплекса, на ее основе в настоящее время выполняется прогноз развития коллекторов (рис. 9).

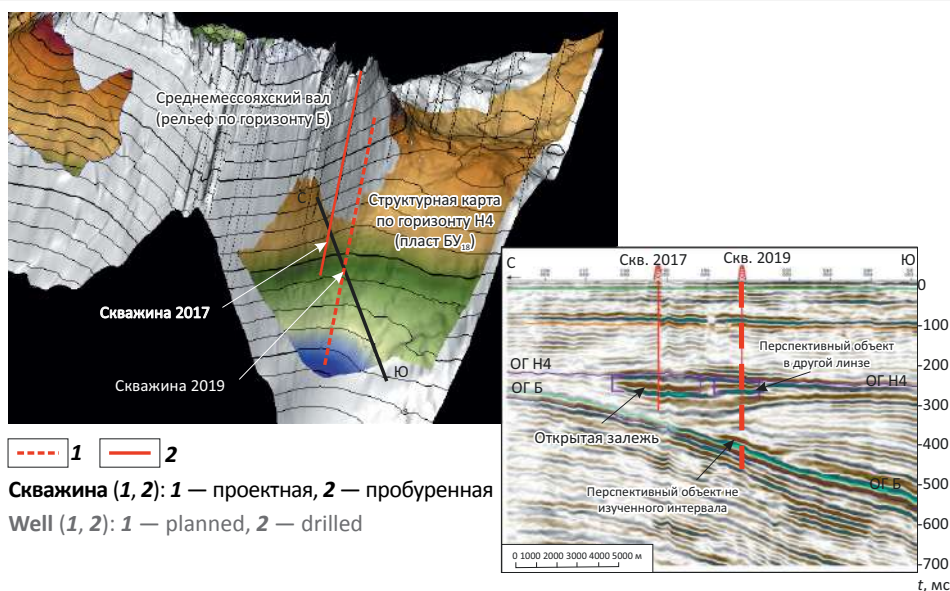
Выводы

Построена новая концептуальная модель нижнемелового клиноформного комплекса на юго-восточном склоне Среднемессояхского вала.

Впервые закартированы границы нетипичных конусов выноса, аналогичных ачимовским объектам соседних месторождений (результат работы 2012–2015 гг.), ограниченных палеорельефом, без проградации с омоложением отложений.

Выполнен прогноз развития ловушек углеводородов, по результатам бурения скважины в 2017 г. подтверждено наличие залежи (дебит нефти при испытании более 500 м³/сут).

Рис. 9. Применение результата для неизученного интервала
 Fig. 9. Application of the result to unexplored interval



Литература

1. Потапова Е.А., Курчиков А.Р., Бородкин В.Н. Проблемы стратификации отложений неокома в пределах Среднемесяцкого вала и сопредельных территорий севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 12. – С. 4–14.
2. Петтиджон Ф.Д. Осадочные породы / Ред. И.М. Симанович. – М.: Недра, 1981. – 751 с.
3. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Зарипов С.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений в пределах Среднемесяцкого вала и Большехетской впадины севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 7. – С. 11–20.
4. Кулишкин Н.М., Харахинов В.В., Шленкин С.И., Попова О.И., Коняев Д.Н., Андрейчик Ю.Б., Пантелеев А.В., Подойницын А.В. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности Мессояхской гряды на севере Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – Т. 9. – № 1. – С. 39–48.
5. Маринов В.А., Злобина О.Н., Игольников А.Е., Могучева Н.К., Урман О.С. Биостратиграфия и условия формирования нижнего мела Малохетского структурно-фациального района (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 10. – С. 1842–1853.
6. Харахинов В.В., Кулишкин Н.М., Шленкин С.И. Мессояхский порог — уникальный нефтегазогеологический объект на Севере Сибири // Геология нефти и газа. – 2013. – № 5. – С. 36–50.
7. Реддинг Х.Г., Коллинсон Д.Д. Обстановки осадконакопления и фации: в 2 т.; Т. 1: пер. с англ. / Под ред. Х. Реддинга. – М.: Мир, 1990. – 351 с.
8. Потапова Е.А. Реализация сиквенс-стратиграфического подхода для уточнения корреляции клиноформных пластов группы БУ на юго-восточном склоне Среднемесяцкого вала // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 7. – С. 22–29.
9. Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy. In: O. Catuneanu, ed. Amsterdam: Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Alberta; 2006. 375 p.
10. Потапова Е.А. Типизация отложений пластов БУ₁₅₋₂₀ в пределах Среднемесяцкого вала на основе петрофизического анализа ядра и фациального анализа с целью прогноза наличия коллектора // Нефтепромышленное дело. – 2017. – № 11. – С. 5–13.

References

1. Potapova E.A., Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Problems of the neokomian deposits stratification within the boundaries of Middle-Messoyakh swell and the neighbor territories in the north of the Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2017;(12):4–14.
2. Pettijohn F.J. Sedimentary Rocks. New York: Harper and Brothers; 1949. P. 191–194.
3. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Zaripov S.M. Geological structure and prospects for oil and gas content of Low Cretaceous deposits located in the boundaries of Srednemesoyakhsky swell of Bolshekhetskyy depression in the northern part of Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2011;(7):11–20.
4. Kulishkin N.M., Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., Popova O.I., Konyaev D.N., Andreychik Yu.B., Panteleev A.V., Podoynicin A.V. New data on geological structure and oil-and-gas-bearing capacity of messoyakhka ridge in the northern part of West Siberia. *Geologiya i mineral'no syr'evye resursy Sibiri*. 2012;9(1):39–48.
5. Marinov V.A., Zlobina O.N., Igo'nikov A.E., Uрман O.S., Mogucheva N.K. The biostratigraphy and sedimentary environments of the Lower Cretaceous section, Malaya Kheta structural-facies region, West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 2015;56(10):1451–1460. DOI: 10.1016/j.rgg.2015.09.007.
6. Kharakhinov V.V., Kulishkin N.M., Shlenkin S.I. The Messoyakhsky threshold as unique oil and gas geological object in the north of Siberia.

Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology. 2013;(5):36–50.

7. *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy.* 3rd edition. Reading H.G., ed. John Wiley & Sons, 2009. 704 p.

8. Potapova E.A. Implementation of sequence-stratigraphy approach to update correlations of clinoform formations of BU group in the south-east slope of Middle Messoyakhskiy bar. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2015;(7):22–29.

9. Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy. In: O. Catuneanu, ed. Amsterdam: Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Alberta; 2006. 375 p.

10. Potapova E.A. Typing of BU15–20 deposits within Srednemesoyakhskiy swell based on core petrophysical analysis and facial analysis to predict net reservoir rocks. *Neftepromyslovoe delo.* 2017;(11):5–13.

К юбилею Василия Степановича Шеина



Глубокоуважаемый Василий Степанович!

Редколлегия и все читатели журнала «Геология нефти и газа» сердечно поздравляют Вас со знаменательной датой — 80-летием со дня рождения!

Мы знаем Вас как блестящего специалиста и ученого. Ваши научные исследования посвящены изучению широкого круга проблем нефтегазовой геологии. Вы являетесь ведущим ученым в области поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений, оценки перспектив нефтегазоносности крупных регионов Российской Федерации и республик бывшего СССР.

Общеизвестен Ваш большой вклад в теоретическое обоснование и применение в практике геолого-разведочных работ концепции геодинамики. Значительный период времени Вы работали в составе группы советских ученых на Кубе. Научные исследования по изучению своеобразной геологии Кубы, Антильской островной дуги и Карибско-Мексиканского региона позволили Вам разработать модель горизонтально-слоистой тектоники, базирующейся на постулатах тектоники литосферных плит. Ее внедрение привело к открытию целого ряда нефтяных залежей и месторождений в аллохтонных и автохтонных этажах разреза (Варадеро Южное, Камариока, Бока-Харуко и др.) и впервые позволило провести количественную оценку прогнозных ресурсов Республики Куба. При Вашем непосредственном участии была создана школа кубинских геологов-нефтяников, многие из которых стали кандидатами и докторами наук и успешно руководят геолого-разведочными работами на Кубе и в других странах Латинской Америки.

В день Вашего знаменательного юбилея мы желаем Вам крепкого здоровья, творческого долголетия и больших успехов в Вашей неутомимой и плодотворной деятельности по развитию отечественной геологической науки. Счастья и благополучия Вам и всей Вашей семье!

От имени редколлегии журнала
«Геология нефти и газа»

Главный редактор

А.И. Варламов