

Определение особенностей геологического строения нижнеаптских отложений Западной Сибири на основе уточненной литолого-фациальной модели пласта АВ₁¹⁻²

Агишев Э.Р., Жданов Л.М., Рамаданов А.В., Рамаданова Д.А., Воронина А.Н., Карарова А.З.

ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

ramanton@yandex.ru

Аннотация

В статье авторами уточняется геолого-фациальная модель песчано-алеврито-глинистых пород горизонта АВ₁¹⁻² с «рябчиковой» текстурой. Работа основана на анализе отбора керна в интервалах слабопроницаемых сильнозаглинизированных коллекторов. Проведенные исследования актуализировали текущее представление о литолого-фациальных особенностях пласта. На результатах представленного анализа будет основана собственная петрофизическая модель пласта, позволяющая повысить детальность выделения в разрезе интервалов коллектора и установить петрофизические зависимости.

Материалы и методы

Данные детального описания и исследований кернового материала и геофизических исследований скважин (ГИС).

Статистическая обработка данных керна, литолого-фациальный анализ, корреляция ГИС.

Ключевые слова

сложнопостроенный низкопроницаемый коллектор, литолого-фациальная модель, коллектор типа «рябчик», трудноизвлекаемые запасы

Для цитирования

Агишев Э.Р., Жданов Л.М., Рамаданов А.В., Рамаданова Д.А., Воронина А.Н., Карарова А.З. Определение особенностей геологического строения нижнеаптских отложений Западной Сибири на основе уточненной литолого-фациальной модели пласта АВ₁¹⁻² // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. **–**. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-**-**

Поступила в редакцию: 04.04.2022

GEOLOGY

UDC 552.2 | Original Paper

Determination of features of the geological structure of Lower Aptian formation of West Siberian on basis of refined lithological-facial model of reservoir AV₁¹⁻²

Agishev E.R., Zhdanov L.M., Ramadanov A.V., Ramadanova D.A., Voronina A.N., Kararova A.Z.

“RN-BashNIPlneft” LLC, Ufa, Russia

ramanton@yandex.ru

Abstract

In this paper, the authors refine the geological-facial model of sandy-silty-clayey rocks of the AV₁¹⁻² horizon with “ryabchik” texture. The work is based on new coring data in intervals of weakly permeable strongly clayey reservoirs. The conducted studies updated current understanding of lithofacies features of the reservoir. Based on results of the presented analysis, an own petrophysical reservoir model is based, which makes it possible to increase detail of identification productive intervals and establish petrophysical dependencies.

Materials and methods

Detailed description and studies of core material, geophysical well logging.

Statistical processing of core data, lithofacies analysis, well correlation.

Keywords

complicated low-permeability reservoir, lithologic-facial model, “ryabchik” reservoir, hard-to-recover reserves

For citation

Agishev E.R., Zhdanov L.M., Ramadanov A.V., Ramadanova D.A., Voronina A.N., Kararova A.Z. Determination of features of the geological structure of Lower Aptian formation of West Siberian on basis of refined lithological-facial model of reservoir AV₁¹⁻². Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. **–**. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-**-**

Received: 04.04.2022

Уточнение геолого-фациальной модели песчано-алеврито-глинистых пород горизонта АВ₁¹⁻² с «рябчиковой» текстурой

На группе месторождений одного из недропользователей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции повсеместно распространен горизонт

песчано-алеврито-глинистых отложений АВ₁¹⁻², входящий в состав группы пластов АВ₁. Согласно региональным стратиграфическим схемам [6, 8] горизонт АВ₁¹⁻² относится к нижней подсвите алымской свиты и сформировался в апт-альбское время.

Уточнение геологической модели группы

месторождений основывалось на изучении фациальной характеристики отложений [1]. По керну рассматривались такие показатели, как цвет породы, текстура, состав аутигенных минералов, гранулометрическая характеристика, состав цемента, фильтрационно-емкостные свойства. Методами

промысловой геофизики определялся литологический состав в скважинах без отбора керна (песчаники, глины, алевролиты), по форме диаграмм методов ПС и ГК определялась последовательность изменения литологии по разрезу [7].

Материалом для фациальной характеристики отложений пласта AB_1^{1-2} являлся керн 51 скважины. Исследовано 1 128 образцов керна. По результатам макроописания керна и пришлифованных кусочков в отложениях пласта AB_1^{1-2} отмечаются следующие типы пород: аргиллит слоистый алевролитистый, алевролит глинистый, песчаник мелкозернистый тонкослоистый алевролитистый с линзочками глинистого материала. Ниже представлено микро- и макроописание выделенных типов.

Аргиллиты темно-серые алевролитистые, с неровным изломом, со слоями углистого растительного детрита и линзами мелко-тонкозернистого песчаника. Текстура субгоризонтальная и линзовидная слоистая, подчеркнутая алевролитом крупнозернистым и нарушенная интенсивной биотурбацией (Chondrites, Asterosoma, Scolicia и др.) (рис. 1 а–г).

Алевролиты светло- и темно-серые крупнозернистые и мелко-крупнозернистые, со светло-серыми прослоями и линзами песчаного алевролита, а также со слоями аргиллита темно-серого алевролитистого и тонкими слоями углистого материала. Текстура субгоризонтальная, линзовидная, флюидальная, прерывистая слоистость участками нарушена биотурбацией (Planolites, Asterosoma и др.) (рис. 2).

Под микроскопом алевролит мелко-крупнозернистый или крупнозернистый, песчаный или песчанистый с глинистым реже карбонатным цементом, микрослоистый. Структура преимущественно алевролитовая и реже псаммо-алевролитовая. Текстура биотурбированная микрослоистая за счет направленности пластинок слюд, органических остатков и слоев.

Содержание кварца по описанию пришлифованных кусочков в среднем составляет 46,8 %, полевых шпатов — 33,7 %, обломков пород — 19,5 %, незначительное содержание слюд и углефицированных растительных остатков. В обломках пород

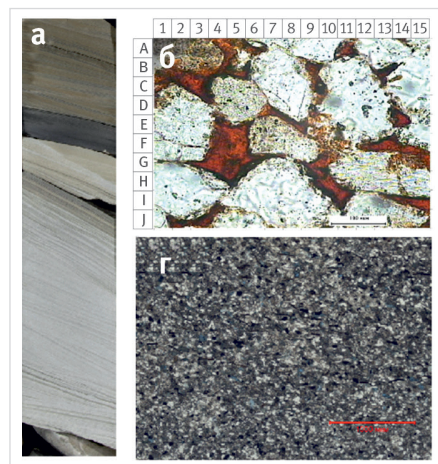


Рис. 3. Фотография колонки керна (а), отобранного из интервалов пласта AB_1^{1-2} и шлифов в проходящем свете (б, в)
Fig. 3. Photo of the core column (a) sampled from intervals in the AB_1^{1-2} formation and thin sections in transmitted light (b, v)

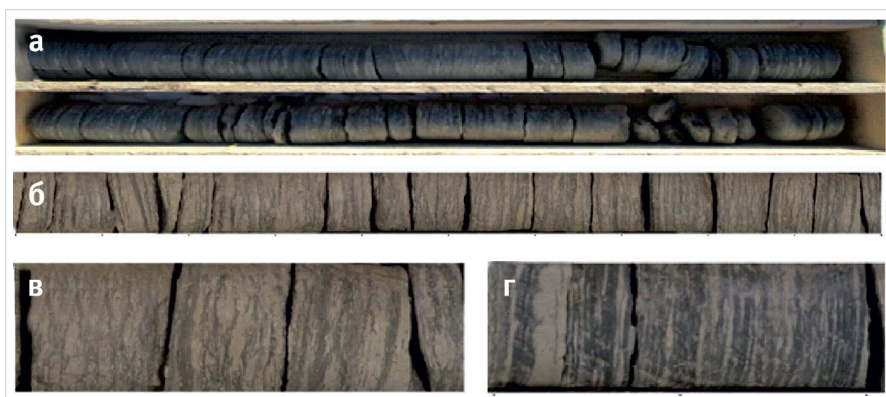


Рис. 1. Фотографии керна, отобранного из интервалов пласта AB_1^{1-2}
Fig. 1. Photographs of core material from intervals of formation AB_1^{1-2}

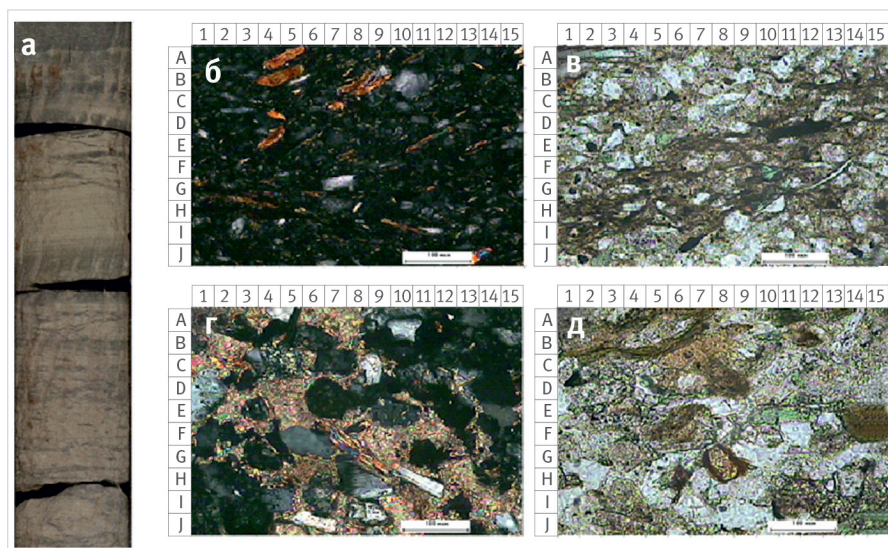


Рис. 2. Фотография колонки керна (а), отобранного из интервалов пласта AB_1^{1-2} и шлифов в проходящем свете (б, д) и при скрещенных николях (б, г)
Fig. 2. Photograph of a core column (a) sampled from intervals in the AB_1^{1-2} formation and thin slices in transmitted light (b, d) and crossed nicols (б, г)

явное преобладание имеют кремнистые, в слюдах же — биотит и мусковит. Цемент поровый и пленочно-поровый, глинистый, распределенный неравномерно. Основным глинистым минералом является каолинит и хлорит. Порода характеризуется межзерновой пористостью с размерами пор от менее 0,01 до 0,07 мм, по морфологии — в основном изометричные и удлиненные, реже межзерновые (рис. 2).

Песчаники светло-серые, с буроватым оттенком, пятнисто нефтенасыщенные, тонкозернистые и мелко-тонкозернистые, алевроитовые, с неравномерным распределением глинистого и карбонатного материалов; с углистым растительным детритом. Текстура косая, субгоризонтальная, пологонаклонная, пологоволнистая слоистость, подчеркнутая слоями слюдяно-углистого и глинистого материала. Участками нарушена биотурбацией (Planolites, Scolicia, Asterosoma, Cosmoraphe).

Под микроскопом песчаник мелко-тонкозернистый или мелкозернистый алевроитовый реже алевролитистый, умеренно и плохо сортированный с глинистым цементом, микрослоистый реже линзовидно-слоистый. Структура преимущественно алевро-псаммитовая и менее представлена псаммо-алевролитовая. Текстура биотурбированная микрослоистая и линзовидно-слоистая, подчеркнутая

намывами слоев алевро-глинистого материала, а также фрагментами органики. Редко массивная.

Содержание кварца по описанию пришлифованных кусочков в среднем составляет 45,2 %, полевых шпатов — 33,7 %, обломков пород — 21,2 %, незначительное содержание слюд и углефицированного растительного детрита. В обломках пород явное преобладание имеют кремнистые в меньшей степени кварциты, в слюдах же — биотит и мусковит. Распределенный неравномерно цемент в основном поровый, пленочно-поровый, глинистый составом каолинитового и гидрослюдисто-хлоритового состава. Порода характеризуется межзерновой пористостью с размерами пор от менее 0,01 до 0,18 мм, по морфологии — в равном соотношении изометричные и удлиненные (рис. 3).

На основе проведенных ранее региональных исследований [3, 5, 7], описания керна и выявленной закономерности распространения пород по разрезу предложена модель формирования пласта AB_1^{1-2} в дельтовых обстановках осадконакопления, изучаемая территория, в частности, отнесена к зоне продельтового склона. Это наиболее удаленная, морская часть дельтового комплекса, для которой характерно накопление в основном глин и алевроитов. В пределах продуктивной толщи пласта AB_1^{1-2} фации

продольты представлены тонкослоистым линзовидно-волнистым переслаиванием тонкозернистых песчаников и алевролитов с низким содержанием песчаного материала и высокой глинистостью. Такие породы принято называть «рябчиковыми».

Для уточнения фациальной характеристики таких неравномерно переслаивающихся отложений на керновых исследованиях Самотлорского месторождения группой авторов [1, 2, 9] была разработана классификация «рябчиковых» отложений. В комплексе электрического и электромагнитного каротажа, вскрывшем пласт AB_{1-2} , отсутствуют методы оценки электрической анизотропии, которая обусловлена слоистостью исследуемых коллекторов. Этот факт не позволяет использовать для уточнения фациальной характеристики пласта AB_{1-2} коэффициент слоистой глинистости. Поэтому типизация разреза выполнена на основе данных массовой глинистости Сгл, пористости, проницаемости. В таблице 1 приведены фильтрационно-емкостные параметры литотипов, выделенных в пласте AB_{1-2} . Ниже приведена краткая характеристика литотипов «рябчиковых» пород.

В опесчаненном «рябчике» песчано-алевритовые линзы и прослои в основном представлены светло-серым хорошо отсортированным алевритовым песчаником, с глинистым цементом. Коэффициент пористости варьируется в пределах 23,6–26,2 %, проницаемость — 5–23 мД.

В породах собственно «рябчика» количество глинистых слоев и линз повышается. Появляется более выраженная слоистая

Табл. 1. Литотипы отложений пласта AB_{1-2} типа «рябчик»
Tab. 1. Lithotypes of the AB_{1-2} formation of the «ryabchik» type

Тип «рябчиковой» породы	Сгл, %	Кп, %	Кпр, мД
Опесчаненный «рябчик»	5 ÷ 30	23,6–26,2	5–23
Собственно «рябчик»	30 ÷ 55	20,9–23,6	1–5
Глинистый «рябчик»	55 ÷ 80	18,1–20,9	< 1

текстура. Песчано-алевритовые линзы и прослои в этой группе пород представлены в основном сильно глинистым мелко-крупнозернистым алевритом. Коэффициент пористости варьируется в пределах 20,9–23,6 %, проницаемость — 1–5 мД.

Глинистому «рябчику» свойственно повышенное содержание глинистых слоев. Для него характерна ярко выраженная наклонно волнистая, участками линзовидная текстура. Более проницаемые прослои и линзы сложены мелкозернистым глинистым алевритом. Коэффициент пористости изменяется от 18,1 до 20,9 %, проницаемость пород менее 1 мД.

Анализ распределения выделенных типов пород в разрезе скважин показал, что наиболее мощные выдержанные пропластки сложены в основном песчаниками. Они распространены в проксимальной части региона исследования. К западу песчаность отложений снижается, пропластки становятся менее выдержанными, тонкими и линзовидными. В разрезах начинают преобладать глинистые алевриты и аргиллиты (рис. 4). Дальнейший анализ керновых данных при построении петрофизических зависимостей показал, что рябчиковые породы описываются

общими уравнениями и отличаются только диапазонами значений параметров. Разделение рябчиковых пород на литотипы, согласно зависимостям, керн-ГИС и прогноз их латерального и вертикального распространения требуют дополнительного исследования.

Итоги

В ходе работы был проведен анализ керновых данных, в результате чего были установлены факторы формирования пласта, повлиявшие на его литологические особенности и фильтрационно-емкостные свойства. Установленные особенности и распространение литотипов по площади и разрезу в дальнейшем будут использоваться при планировании расположения скважин и стратегии разбуривания объекта. Изучение литолого-фациальных особенностей является базисом для выполнения работ по комплексному вводу запасов в разработку.

Выводы

В дальнейшем для комплексного обоснования эффективного ввода запасов в разработку планируется провести построение собственных петрофизических зависимостей

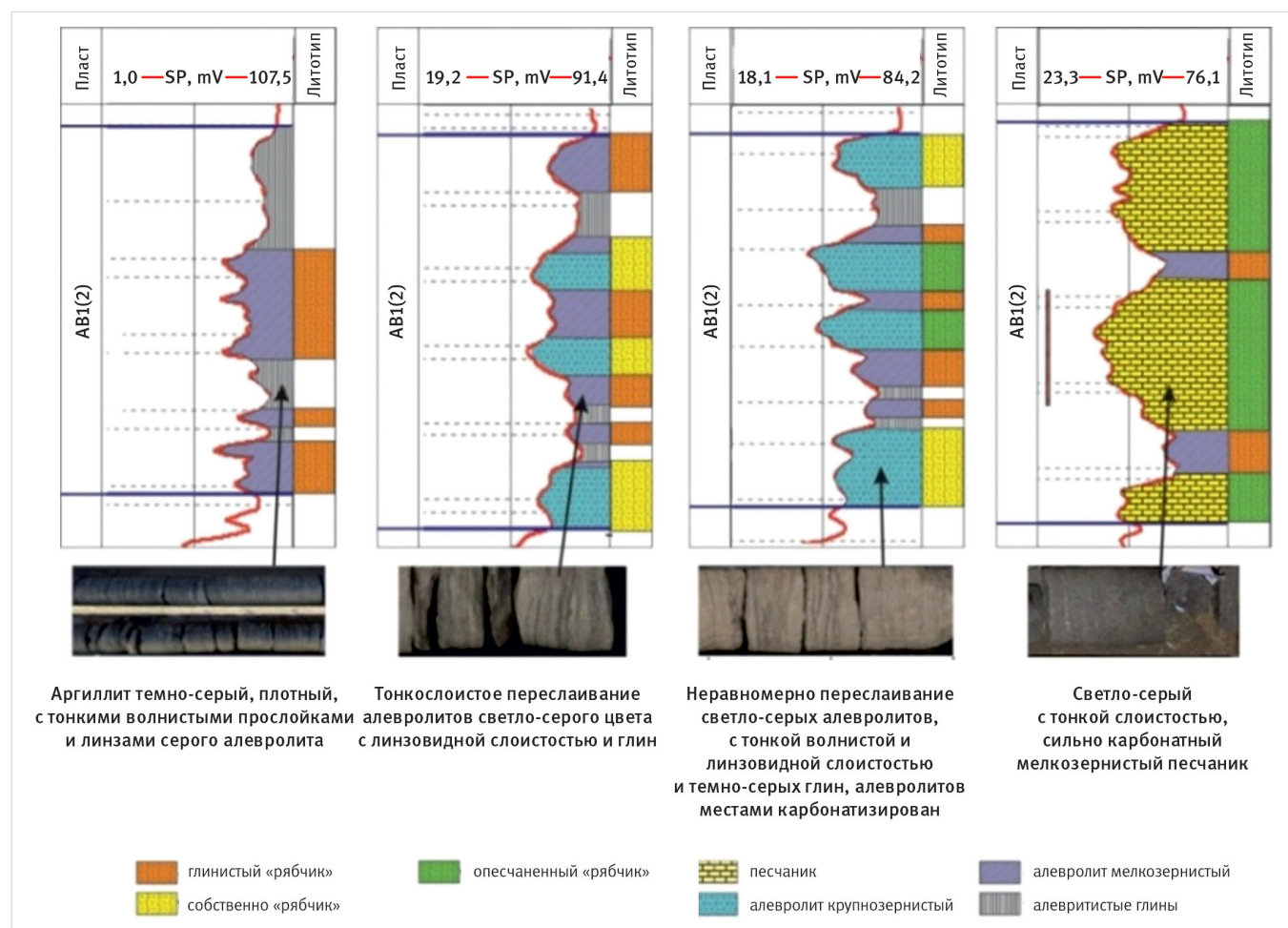


Рис. 4. Распределение литотипов пласта AB_{1-2} в разрезах скважин группы месторождений Западной Сибири
Fig. 4. Distribution of AB_{1-2} formation lithotypes in the sections of wells of the West Siberia group of fields

для обоснования получения статуса трудноизвлекаемых запасов и соответствующей налоговой льготы, а также исследования керна на геомеханические свойства для предотвращения прорыва трещины гидроразрыва пласта (ГРП) в нижележащий обводненный пласт. С учетом полученных дизайнов ГРП будут проведены исследования для выбора оптимальной системы расположения скважин.

Литература

1. Александров В.М. Особенности геологического строения сложнопостроенных коллекторов. Тюмень: ТИУ, 2017. 240 с.
2. Бриллиант Л.С., Шарифуллин Ф.А., Баракин В.А., Александров В.М. Уточнение седиментационной модели объекта $AB_1^{1+2}+AB_2^3$ Самотлорского месторождения с помощью литофациального анализа // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. С. 17–22.
3. Закревский К.Е. Геологическое моделирование прибрежно-морских отложений (на примере пласта $AB_1^{1+2}+AB_2^3$) Самотлорского месторождения. Тюмень: Вектор Бук, 2017. 314 с.
4. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра, 1975. 344 с.
5. Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г. Анализ петрофизической и геофизической исходной информации и результатов определения подсчетных параметров Нзф, Кп, Кн при подсчетах и пересчетах запасов нефтегазовых месторождений. М., 2015.
6. Которович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 5–6. С. 745–776.
7. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Ленинград: Недра, 1984. 260 с.
8. Региональные стратиграфические схемы триасовых, юрских и меловых отложений Западной Сибири, рассмотренные VI МРСС по мезозойским отложениям Западной Сибири 14–16 октября 2003 г. Утверждены МСК РФ по триасу и юре 9 апреля 2004 г., по мелу 8 апреля 2005 г. как корреляционные. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2005. 168 с.
9. Романов Е.А. Геолого-физические особенности глинистых низкопроницаемых коллекторов алымской свиты Нижневартовского свода и их учет при подсчете запасов нефти. Тюмень: СибНИИП, 1985. 199 с.

ENGLISH

Results

In the course of the work, an analysis of core data was carried out, as a result of which factors of formation that influenced its lithological features and filtration properties were established. The established features and the distribution of lithotypes over the area and section will be used in the future well planning. The study of lithofacies features is the basis for performing work for the integrated input of reserves into production.

Conclusions

In the near future, in order to comprehensively justify the effective introduction of reserves into development, it is planned to build our own petrophysical dependencies to justify obtaining the status of hard-to-recover reserves and the corresponding tax benefit, and to study the core for geomechanical properties to prevent the breakthrough of a hydraulic fracturing into the underlying watered reservoir. Taking into account the received fracturing designs, studies will be carried out to select the optimal well location system.

References

1. Alexandrov V.M. Features of the geological structure of complexly built reservoirs. Tyumen: TIU, 2017, 240 p. (In Russ).
2. Brilliant L.S., Sharifullin F.A., Barakin V.A., Alexandrov V.M. Specification of Samotlor field $AB_1^{1+2}+AB_2^3$ formation sedimentary model by application of lithofacial analyses. Oil industry, 2000, issue 9, P. 17–22. (In Russ).
3. Zakrevskii K.E. Geological modeling of coastal-marine sediments (by the example of formation $AB_1^{1+2}+AB_2^3$) of the Samotlor field. Tyumen: Vektor Buk, 2017, 314 p. (In Russ).
4. Dakhnov V.N. Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. Moscow: Nedra, 1975, 344 p. (In Russ).
5. Diakonova T.F., Isakova T.G., Analysis of petrophysical and geophysical initial information and results of determination of calculation parameters Nef, Kp, Kn during calculations and recalculations of reserves of oil and gas fields. Moscow, 2015. (In Russ).
6. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A. and other Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Cretaceous period. Geology and Geophysics, 2014, Vol. 55, issue 5–6, P. 745–776. (In Russ).
7. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas. Leningrad: Nedra, 1984, 260 p. (In Russ).
8. Regional stratigraphic schemes of the Triassic, Jurassic, and Cretaceous deposits of Western Siberia, considered by the VI ICLS for the Mesozoic sediments of Western Siberia, October 14–16, 2003. Approved by the ICLS for the Triassic and Jurassic on 9 April 2004, for the Chalk on 8 April 2005 as correlative. Novosibirsk: SNIIGGIMS, 2005, 168 p. (In Russ).
9. Romanov E.A. Geological and physical particularities of loamy low-permeable reservoirs of Aym suite, Nizhnevartovsk arch, and their accounting while estimating oil reserves. Tyumen: Siberian scientific research institute of petroleum industry, 1985, 199 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Агисhev Эрнест Равилевич, начальник отдела сопровождения бурения и ЗБС, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Agishev Ernest Ravilevich, head of drilling support and sidetracking, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Жданов Ленар Маратович, начальник управления по разработке месторождений, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Zhdanov Lenar Maratovich, head of field development department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Рамаданов Антон Владимирович, ведущий специалист отдела сопровождения бурения и ЗБС, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Ramadanov Anton Vladimirovich, leading specialist of drilling support and sidetracking, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: ramanton@yandex.ru

Для контактов: ramanton@yandex.ru

Рамаданова Дарья Александровна, ведущий специалист отдела сопровождения бурения и ЗБС, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Ramadanova Darya Aleksandrovna, leading specialist of drilling support and sidetracking, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Воронина Анжела Николаевна, к.э.н., начальник отдела, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Voronina Anzhela Nikolaevna, candidate of economic sciences, head of department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Карарова Альфия Зуфаровна, руководитель сектора, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Kararova Alfiya Zufarovna, head of sector, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia