

# Оценка перспектив ввода в разработку пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> на основе уточненной петрофизической модели

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

ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

ramadanovav@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В статье авторами уточняется петрофизическая модель песчано-алеврито-глинистых пород горизонта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> с «рябчиковой» текстурой, ранее рассматриваемого только совместно с объектами, сложенными мощными монолитными песчаниками. Работа основана на анализе данных каротажа и отбора керн в интервалах слабопроницаемых сильнозаглинизированных коллекторов. Проведенные исследования актуализировали текущее представление о петрофизических параметрах пласта и повысили технико-экономический потенциал вовлечения его в разработку.

## Материалы и методы

Данные исследований кернового материала и геофизических исследований скважин (ГИС). Статистическая обработка данных керн и ГИС, построение зависимостей керн-ГИС, геологическое моделирование.

## Ключевые слова

сложнопостроенный низкопроницаемый коллектор, петрофизическая модель, начальные геологические запасы

Продолжение (окончание). Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 20–23.

## Для цитирования

Агишев Э.Р., Жданов Л.М., Рамаданов А.В., Рамаданова Д.А., Воронина А.Н., Карарова А.З. Оценка перспектив ввода в разработку пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> на основе уточненной петрофизической модели // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3. С. 29–33. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-29-33

Поступила в редакцию: 04.04.2022

## GEOLOGY

UDC 550.8.053 | Original Paper

## Assessment of prospects for development of reservoir AV<sub>1</sub><sup>1-2</sup> on the basis of the refined petrophysical model

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

“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

ramadanovav@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

In this paper, the authors refine petrophysical models of sandy-silty-clayey rocks of the AV<sub>1</sub><sup>1-2</sup> horizon with “ryabchik” texture. The work is based on new logging and coring data in intervals of weakly permeable strongly clayey reservoirs. These studies updated the current understanding of the petrophysical parameters of the reservoir and increased the technical and economic potential of involving it in production.

## Materials and methods

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

Statistical processing of core and logging data, lithofacies analysis, construction of core-logging dependencies, geological modeling.

## Keywords

complicated low-permeability reservoir, lithologic-facial model, petrophysical model, initial geological reserves

## For citation

Agishev E.R., Zhdanov L.M., Ramadanov A.V., Ramadanova D.A., Voronina A.N., Kararova A.Z. Assessment of prospects for development of reservoir AV<sub>1</sub><sup>1-2</sup> on the basis of the refined petrophysical model. Exposition Oil Gas, 2022, issue 3, P. 29–33. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-29-33

Received: 04.04.2022

## Уточнение петрофизической модели пород горизонта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>

Коллекторы пластов типа «рябчик» со слоистой глинистостью и высокой геологической неоднородностью обладают пониженным удельным электрическим сопротивлением. Это приводит к тому, что нефтенасыщенные коллекторы в разрезе перестают отличаться от вмещающих глин или от водонасыщенных коллекторов [2]. Но даже при высокой слоистой глинистости выделенной пачки возможно получение промышленных притоков нефти и газа. Это одна из характерных

особенностей пластов типа «рябчик». Поэтому необходимо уделить особое внимание выделению коллекторов и определению эффективных толщин в заглинизированных коллекторах пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>.

Определение петрофизических зависимостей при подсчете запасов для залежей в пласте АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> проводилось совместно для всей группы пластов АВ. Однако анализ данных отбора керн показал, что определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) проводилось на образцах, отобранных преимущественно из пропластков однородных

алевритовых песчаников. Из таблицы 1, в которой приведены результаты статистической обработки данных основных ФЕС: коэффициентов пористости  $K_p$ ; проницаемости  $K_{пр}$ ; остаточной водонасыщенности  $K_{во}$ , — видно, что средневзвешенные значения свойств в коллекторах практически не отличаются от общей выборки. Значит, исследовалась лучшая часть коллектора пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> «рябчик».

Петрофизическая модель, принятая для обоснования подсчетных параметров при вычислении начальных геологических запасов

в пластах группы АВ, не дает действительную характеристику высоко расчлененных слабопроницаемых сильно заглинизированных пропластков, которыми сложены коллекторы типа «рябчик». В связи с этим специалистами проектного института была пересмотрена петрофизическая модель горизонта АВ<sub>1-2</sub> на основе кривых радиоактивного каротажа и расширенных керновых исследований, проведенных по всему разрезу, с привлечением данных соседнего месторождения-аналога со схожими данными ФЕС и условиями осадконакопления.

По данным стандартных исследований керна была построена зависимость K<sub>пр</sub> от K<sub>п</sub> с выделением литотипов пласта АВ<sub>1-2</sub> (рис. 1). Данные исследования керна были разделены на кластеры по литотипам пород: аргиллиты, алевролиты, переслаивание песчаника и аргиллита, песчаник.

Анализ образцов керна показал, что разброс в непродуктивной части разреза (кластер 1) обусловлен плотными образцами песчаников и алевролитов с карбонатным цементом, которые надежно выявляются по кривым ГИС и являются неколлекторами. После исключения данных образцов из выборки корреляция стала существенно выше. Как видно из диаграммы (рис. 1), кластеры литотипов перекрываются и группируются в единый тренд. Исходя из этого, петрофизические зависимости рассчитаны по общей выборке и применимы для всех литотипов.

Сравнение основных петрофизических зависимостей пласта АВ<sub>1-2</sub>, построенных с использованием новых данных керновых исследований, с принятыми при подсчете запасов для пластов группы АВ, показало, что зависимости между коэффициентами пористости K<sub>п</sub>, проницаемости K<sub>пр</sub>, остаточной водонасыщенности K<sub>во</sub>, объемной плотности δ<sub>n</sub> отличаются. Обновленные петрофизические зависимости пласта АВ<sub>1-2</sub> и принятые при подсчете запасов в 2005 г. с граничными значениями представлены в таблице 2 и на рисунке 2. Основными методами для оценки пористости по комплексу ГИС являются: акустический каротаж (АК), гамма-гамма-плотностной каротаж (ГГКП), нейтронный каротаж (НК). При невозможности использования данных методов в первую очередь из-за плохой эталонировки и малого количества записей на месторождении используют метод потенциалов собственной поляризации (ПС) или метод естественной радиоактивности – гамма-каротаж (ГК) [3].

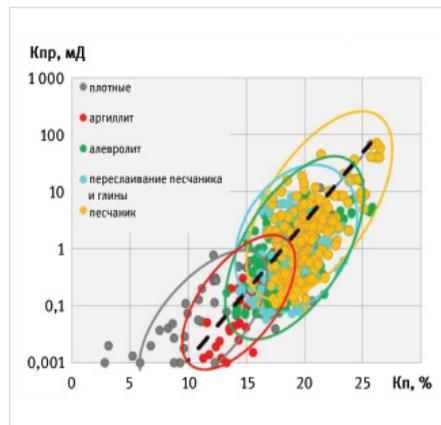


Рис. 1. Зависимость K<sub>пр</sub> от K<sub>п</sub> с выделением литотипов пласта АВ<sub>1-2</sub>  
Fig. 1. Dependence of K<sub>пр</sub> on K<sub>п</sub> with separation of AV<sub>1-2</sub> formation lithotypes

Метод ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), как правило, проводится только в единичных скважинах и при определении пористости используется как дополнительный метод для оценки достоверности.

Традиционный для Западной Сибири метод оценки ФЕС на основе кривой ПС в отложениях АВ<sub>1-2</sub> использовать невозможно, так как она имеет сглаженную форму и незначительную амплитуду. Определение пористости по НК на рассматриваемых месторождениях может привести к большой погрешности, так как абсолютное большинство записей НК проводилось незаталонированной аппаратурой, а в некоторых скважинах запись велась только в колонне, что резко снижает информативность кривой

и вносит несистематическую погрешность из-за влияния цементного камня. Замеры ЯМК проведены всего в двух скважинах. Применение формулы В.Г. Фоменко, учитывающее влияние глинистости, также невозможно из-за малой информативности кривой ПС. Метод ГГКП проведен в 129 скважинах. Однако нужно отметить, что использование замеров ГГКП в большинстве скважин ограничено в связи с неудовлетворительной эталонировкой прибора. Поэтому основным для оценки пористости выбран метод естественной радиоактивности ГК, который проведен в большинстве скважин, а сам метод оценки пористости опирается на зависимость, установленную на керновых данных. По материалам ГИС и данных

Табл. 1. Распределение основных ФЕС по керну отложений пласта АВ<sub>1-2</sub> типа «рябчик»  
Tab. 1. Distribution of main FCP by core of reservoir of AV<sub>1-2</sub> formation of “ryabchik” type

Параметр	По общей выборке				По коллектору			
	n	min	max	ср. взв.	n	min	max	ср. взв.
K <sub>п</sub> , %	763	1,9	26,2	18,6	309	11,7	26,2	19,0
K <sub>пр</sub> , мД	530	0,01	71,0	3,9	36	0,23	71,0	4,1
K <sub>во</sub> , %	157	39,9	97,8	82,7	67	39,9	93,6	80,5

Табл. 2. Сравнение граничных и средних значений основных петрофизических параметров пласта АВ<sub>1-2</sub> в моделях 2005 и 2017 гг.  
Tab. 2. Comparison of cut-off and average values of the main petrophysical parameters of AV<sub>1-2</sub> reservoir in the models of 2005 and 2017

Параметр	Граничные значения		Средневзвешенные значения	
	Подсчет запасов 2005 г.	Авторская модель 2017 г.	Подсчет запасов 2005 г.	Авторская модель 2017 г.
K <sub>п</sub> , %	18,5	17,2	21,2	19,5
K <sub>пр</sub> , мД	1,8	0,5	4,1	4,1
K <sub>во</sub> , %	69,5	75,8	77,6	79,3
K <sub>эф</sub> , %	4,8	4,3	9,9	9,1

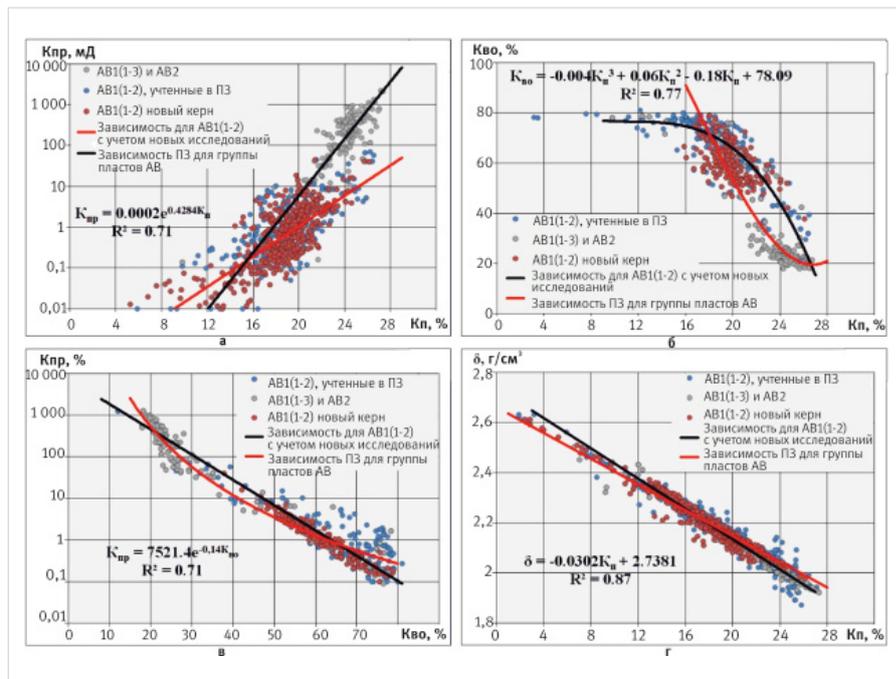


Рис. 2. Сравнение основных петрофизических зависимостей пласта АВ<sub>1-2</sub> с принятыми при подсчете запасов для пластов группы АВ: а – проницаемости K<sub>пр</sub> от пористости K<sub>п</sub>; б – остаточной водонасыщенности K<sub>во</sub> от пористости K<sub>п</sub>; в – проницаемости K<sub>пр</sub> от остаточной водонасыщенности K<sub>во</sub>; з – объемной плотности δ<sub>n</sub> пород от пористости K<sub>п</sub>

Fig. 2. Comparison of the main petrophysical dependencies of the AV<sub>1-2</sub> formation with those adopted when calculating reserves for the AV group formations: а – permeability K<sub>пр</sub> from porosity K<sub>п</sub>; б – residual water saturation K<sub>во</sub> from porosity K<sub>п</sub>; в – permeability K<sub>пр</sub> from residual water saturation K<sub>во</sub>; з – rock volume density ρ from porosity K<sub>п</sub>

лабораторных исследований керн получен корреляционная связь, представленная на рисунке 3.

В условиях слоисто-неоднородного разреза пласта АВ<sub>1-2</sub> низкая информативность метода ПС не позволяет достоверно оценить содержание коллекторов в разрезе, поэтому выделение коллекторов проведено на основе двойного разностного параметра ГК (Δγ), более чувствительного к тонкому переслаиванию:

$$\Delta I\gamma = \frac{I\gamma - I\gamma^{\min}}{I\gamma^{\max} - I\gamma^{\min}}$$

Преобладание в составе алевроитовых песчанников кварцевых компонентов (порядка 70 %), которыми сложены породы-коллектора пласта АВ<sub>1-2</sub>, позволяет использовать данный метод, не опасаясь влияния глинистой составляющей. В качестве опорного пласта с максимальным значением  $I\gamma^{\max} = 5,3-6,35$  МкР/ч выбрана глинистая кошайская пачка (КШ) глин. В качестве

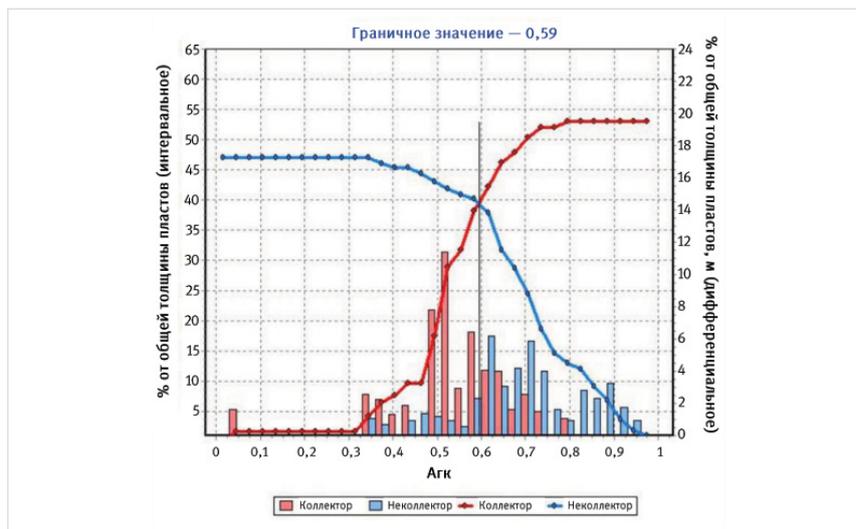


Рис. 4. Обоснование граничного значения Δγ для пласта АВ<sub>1-2</sub>  
Fig. 4. Justification of the cut-off value Δγ for the АВ<sub>1-2</sub> reservoir

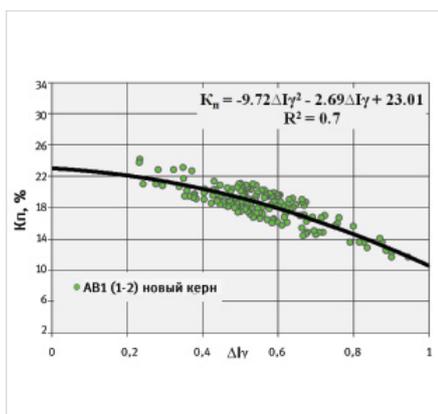


Рис. 3. Зависимость коэффициента пористости от двойного разностного параметра Δγ для горизонта АВ<sub>1-2</sub>  
Fig. 3. Dependence of porosity coefficient on the double difference parameter Δγ for АВ<sub>1-2</sub> horizon

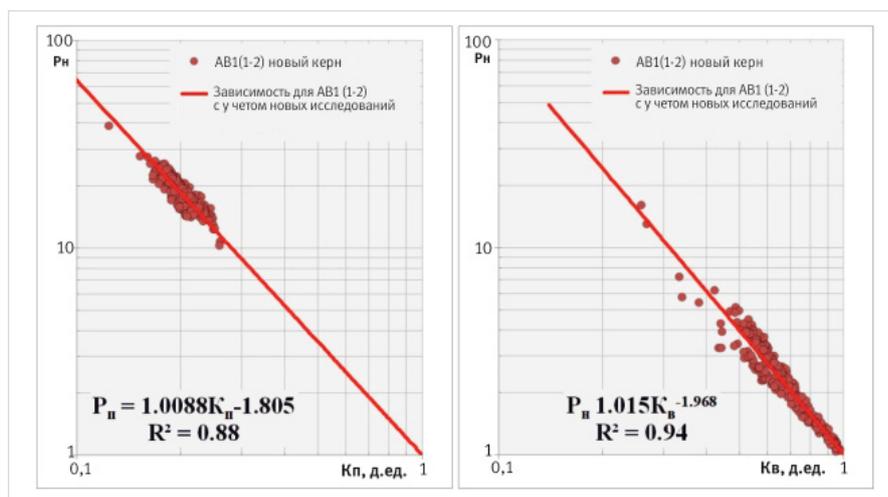


Рис. 5. Зависимости определения параметра пористости и параметра насыщенности для пластов АВ<sub>1-2</sub>  
Fig. 5. Dependencies of porosity and saturation parameter determination for АВ<sub>1-2</sub> reservoirs

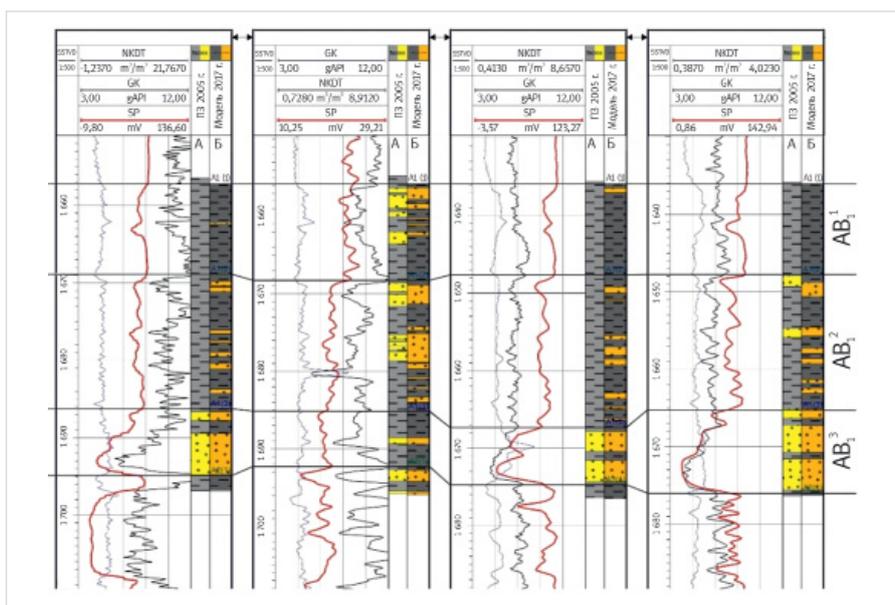


Рис. 6. Пример изменения эффективных толщин коллекторов по скважинам региона исследования: а — согласно петрофизическим зависимостям подсчета запасов 2005 г.; б — согласно новой петрофизической модели 2017 г.  
Fig. 6. Example of changes in effective reservoir thicknesses in wells in the study region: а — according to the petrophysical dependences of the 2005 reserves calculation; б — according to the new petrophysical model of 2017

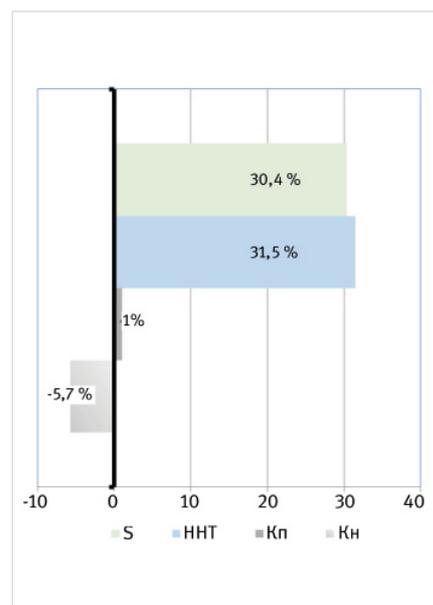


Рис. 7. Факторный анализ подсчета запасов  
Fig. 7. Factor analysis of reserve counts

опорного пласта, характеризующегося минимальными значениями  $I_{\gamma}^{\min}$ , выбран пласт АВ<sub>2</sub> с максимальными значениями ФЕС в пределах пластов группы АВ.

Граничное значение коллектор-неколлектор ( $\Delta I_{\gamma}^{\text{п}}$ ) для пласта АВ<sub>1-2</sub> было установлено способом построения интегральных распределений [5] для коллекторов и неколлекторов имеющегося массива керновой информации. Статистической границе коллекторов пласта отвечает значение  $\Delta I_{\gamma}^{\text{п}} = 0,59$  (рис. 4).

Для исключения из эффективной части разреза плотных малопористых интервалов использовалось нормализованное водородосодержание (WNKст), рассчитанное на основе кривых стационарного НК.

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов определялся по стандартной методике с использованием параметра пористости  $P_n$  и параметра насыщения  $P_n$ . Зависимости Арчи-Дахнова  $P_n = f(KП)$  и  $P_n = f(KВ)$  были получены экспериментально на коллекциях образцов пород горизонта АВ<sub>1-2</sub> (рис. 5) [4]. Снижение электрического сопротивления в нефтеносных песчаниках в пласте АВ<sub>1-2</sub>, вероятнее всего, связано с большим количеством рыхлосвязанной воды в поровом пространстве сильно глинистых коллекторов АВ<sub>1-2</sub>.

Удельное сопротивление пластовой воды  $\rho_v$  определено по минерализации законтурной воды и средней температуре пласта с учетом данных по соседним месторождениям. Минерализация вод оценивалась по данным лабораторных анализов проб воды, отобранных при испытании водонасыщенных

интервалов; температура на глубине залегающих пластов замерялась при опробовании объектов. Принятые в работе петрофизические зависимости представлены в таблице 3.

Уточнение петрофизической модели пласта АВ<sub>1-2</sub> привело к существенному увеличению мощности коллекторов (рис. 6).

#### Итоги

С использованием новой информации, полученной при отборе керна из глинизированной части разреза, и с учетом отказа от использования данных пластов АВ<sub>2-8</sub> построены собственные петрофизические зависимости. Новая петрофизическая модель позволила провести переоценку запасов нефти пласта АВ<sub>1-2</sub> в большую сторону [1].

В целом по группе месторождений расхождение подсчетных параметров пласта АВ<sub>1-2</sub>, принятых при вычислении запасов и полученных в результате исследования приведено на рисунке 7.

Увеличение эффективных толщин на 30 % связано с применением петрофизических зависимостей, полученных исключительно на кернах материала пласта АВ<sub>1-2</sub>. Это позволило выделить прослои, которые ранее по объединенным для всех пластов группы АВ граничным значениям были отнесены к неколлектору.

Этим же обусловлен и прирост площади нефтеносности на 32 % — в скважинах, к которым ранее были приурочены зоны замещения коллектора, нехарактерные для данного типа осадконакопления. Использование новой

методики обработки ГИС позволило выделить эффективные толщины. Карты эффективных нефтенасыщенных толщин по одному из рассматриваемых ЛУ, принятых при ПЗ и полученных в результате исследования, представлены на рисунке 8.

Пористость, в среднем по пласту, снизилась на 1 % за счет впервые выделенных эффективных толщин как низкими ФЕС, которые ранее были отнесены к неколлектору.

Снижение средневзвешенной нефтенасыщенности связано с ухудшением ФЕС, относительно утвержденных ранее значений, ростом глинистости и, как следствие, увеличением остаточной водонасыщенности.

#### Выводы

Построение обобщенных петрофизических зависимостей для пластов различного генезиса на основе керна, отобранного из наиболее перспективных интервалов, ведет к завышению граничных значений и тем самым обуславливает занижение оценки запасов. Так, на рассматриваемой группе месторождений суммарные геологические запасы увеличились более чем на 50 %. Исследование показало, что метод ГК является оптимальным для оценки ФЕС слоистых глинистых коллекторов с точки зрения как объема проведенных исследований, так и достоверности результатов. Обоснование статуса ТРИЗ в 2017 г. на одном из месторождений исследования и получение соответствующей льготы сделало рассматриваемый объект перспективным для бурения новых скважин.

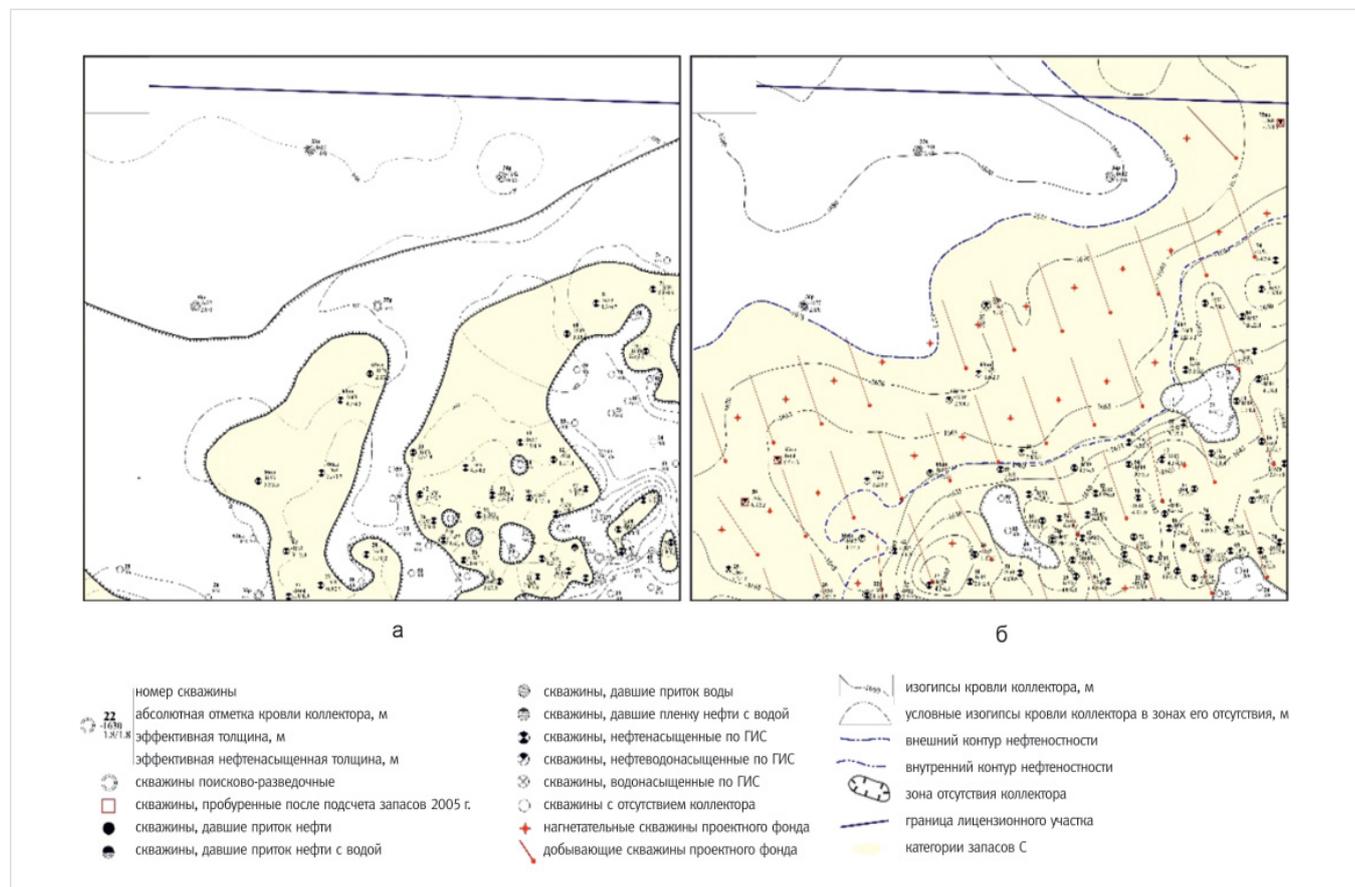


Рис. 8. Фрагмент карты эффективных нефтенасыщенных толщин пласта АВ<sub>1-2</sub>: а — принятая в подсчете запасов 2005 г. и построенная по общим петрофизическим зависимостям пластов группы АВ; б — построенная на основании выделения коллекторов по новым петрофизическим зависимостям пласта АВ<sub>1-2</sub>

Fig. 8. Fragment of the map of effective oil-saturated thicknesses of reservoir AV<sub>1-2</sub>: a — adopted in the calculation of reserves in 2005 and constructed using general petrophysical dependences of reservoirs of AV group; б — constructed based on reservoir delineation using new petrophysical dependences of reservoir AV<sub>1-2</sub>

## Литература

1. Агишев Э.Р., Андреев В.Е., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Якупов Р.Ф. Оценка потенциала прироста запасов нефти тонкослоистых коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 7. С. 44–48.
2. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра, 1975. 344 с.
3. Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г. Анализ петрофизической и геофизической исходной информации и результатов определения подсчетных параметров Нэф, Кп, Кн при подсчетах и пересчетах запасов нефтегазовых месторождений. М. 2015.
4. Петерилье В.И., Проскунова В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва–Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 258 с.
5. Романов Е.А. Геолого-физические особенности глинистых низкопроницаемых коллекторов алымской свиты Нижневартовского свода и их учет при подсчете запасов нефти. Тюмень: СибНИИИП, 1985. 199 с.

## ENGLISH

### Results

Using new information obtained by core sampling from the clayed part of the section and refusal to use data from AV<sub>2-8</sub> reservoirs, own petrophysical dependences were constructed. New petrophysical model allowed to reestimate oil reserves of formation AV<sub>1-2</sub> upwards [1]. On the whole, for a group of fields the discrepancy between estimated parameters of reservoir AV<sub>1-2</sub> accepted during reserves estimation and received as a result of the study is shown in fig. 7.

The 30 % increase of effective thicknesses is due to application of petrophysical dependences obtained exclusively on core material of AV<sub>1-2</sub> formation. This made it possible to distinguish the interlayers, which previously, according to the boundary values united for all reservoirs of the AV group, were referred to the non-collector.

This is also the reason for the 32 % increase in oil-bearing area - in wells, which were previously confined to reservoir replacement zones, uncharacteristic for this type of sedimentation, use of the new GIS processing technique made it possible to identify effective thicknesses. Maps of effective oil-saturated intervals for one of the license areas under consideration, adopted during the resource calculation and obtained as a result of the study, are shown in fig. 8.

### References

1. Agishev E.R., Andreev V.E., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Yakupov R.F. Assessment of the potential for oil reserves growth in thinly bedded reservoir. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2021, issue 7, P. 44–48. (In Russ).
2. Dakhnov V.N. Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. Moscow: Nedra, 1975. 344 p. (In Russ).
3. 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).
4. Petersilye V.I., Proskunova V.I., Yatsenko G.G. Methodical recommendations for calculation of geological reserves of oil and gas by volumetric method. Moscow–Tver: VNIIGNI, NPC “Tvergeophysica”, 2003, 258 p. (In Russ).
5. Romanov E.A. Geological and physical features of clayey low-permeability reservoirs of the Aлым Formation of the Nizhnevartovskiy fold and their consideration when calculating oil reserves. Tyumen: SibNIINP, 1985. 199 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Агишев Эрнест Равилевич**, начальник отдела сопровождения бурения и ЗБС, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

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

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

Для контактов: ramanton@yandex.ru

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

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

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

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

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

**Ramadanov Anton Vladimirovich**, leading specialist of drilling support and sidetracking, “RN-BashNIPneft LLC”, Ufa, Russia

Corresponding author: ramanton@yandex.ru

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

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

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