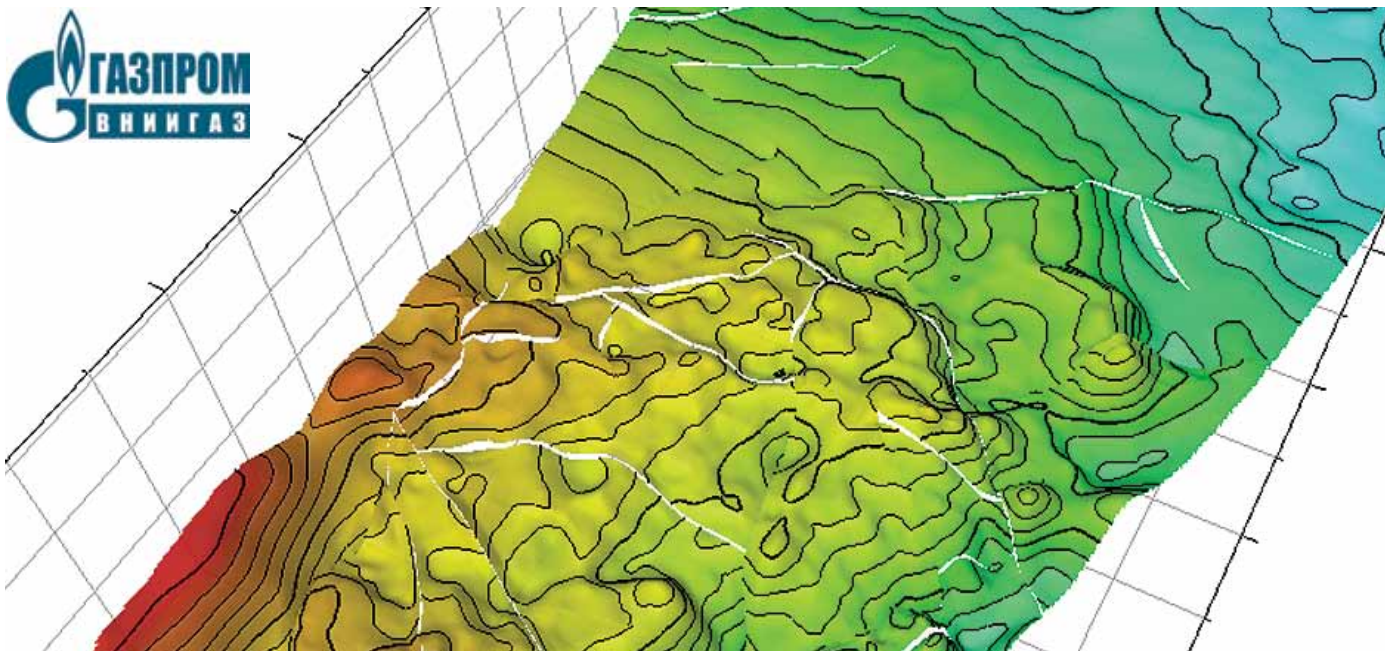




Прикладные и научные решения, примененные при подсчете запасов углеводородов в терригенных и карбонатных коллекторах базовых месторождений ПАО «Газпром»

Applied and Scientific Solutions, Used for Calculation of Hydrocarbon Reserves in Terrigenous and Carbonate Reservoirs of Basic Gazprom PJSC Fields

Е.Е. Поляков¹, Е.А. Фёдорова¹, В.В. Стрекозин¹, И.В. Чурикова¹, К.М. Семёнова¹, Н.А. Никульникова¹, С.Ю. Ромашенко¹, А.Г. Ефимов², С.М. Побережский², А.С. Колубаев², А.Ю. Комаров³, В.А. Захарчук³

1 ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

2 ООО «Газпром добыча Оренбург», Российская Федерация, 460058, г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2

3 ООО «Газпром добыча Астрахань», Российская Федерация, 414000, г. Астрахань, ул. Ленина, д. 30

Ye.Ye. Polyakov¹, Ye.A. Fedorova¹, V.V. Strekozina¹, I.V. Churikova¹, K.M. Semenova¹, N.A. Nikulnikova¹, S.Yu. Romashchenko¹, A.G. Yefimov², S.M. Poberezhskiy², A.S. Kolubayev², A.Yu. Komarov³, V.A. Zakharchuk³

1 Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

2 Gazprom Dobycha Orenburg LLC, Bld. 1/2, Chkalova street, Orenburg, 460058, Russian Federation

3 Gazprom Dobycha Astrakhan LLC, Bld. 30, Lenina street, Astrakhan, 414000, Russian Federation

Тезисы. В последнее десятилетие коллективом специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выполнены подсчеты запасов углеводородов (УВ) стратегически значимых для России и расположенных на ее территории уникальных месторождений со специфичными геолого-технологическими условиями: Астраханского газоконденсатного (карбонатные отложения, Прикаспийская нефтегазоносная провинция (НГП)); Оренбургского нефтегазоконденсатного (карбонатные отложения, Волго-Уральская НГП); Чаяндинского

Over the last decade, a team of Gazprom VNIIGAS specialists carried out the estimation of hydrocarbon (HC) reserves, targeting its unique and strategically important fields with specific geological-and-technical conditions: the Astrakhan gas-condensate field (carbonate deposits, Petroleum province of the Caspian Sea; Orenburg oil-and-gas condensate field (carbonate deposits, Petroleum province of the Volga-Urals area); Chayandinskoye oil-and-gas condensate field (terrigenous deposits, Petroleum province of the Lena-Vilyui area). The previous estimation of the HC reserves of the Astrakhan

нефтегазоконденсатного (терригенные отложения, Лено-Вилуйская НГП). Предыдущие подсчеты запасов УВ Астраханского и Оренбургского месторождений, не считая оперативных, выполнялись большим коллективом авторов еще в восьмидесятые годы прошлого века. В 2000 г. защиту в ФБУ «ГКЗ» прошел подсчет запасов УВ Чаяндинского месторождения.

За последние десятилетия на месторождениях выполнен значительный объем геологоразведочных работ, в ходе которых получена новая геолого-геофизическая и промысловая информация о строении и газоносности объектов, послужившая основанием для пересчетов запасов УВ, в процессе выполнения которых специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2011-2018 гг. решен ряд научных и прикладных задач.

Так, уточнена методика определения коэффициента нефтегазонасыщенности и положений га-зонефтяного и водонефтяного контактов в карбонатных коллекторах Оренбургского и Астраханского месторождений. Впервые при выполнении подсчета запасов Чаяндинского месторождения коэффициент пористости определялся по акустическому импедансу; с учетом новых данных изучения керна и степени засоленности пород проведено районирование территории и уточнены граничные величины коэффициентов пористости и проницаемости продуктивных горизонтов; выявлена зависимость линейных запасов УВ, подсчитанных в интервалах испытанных объектов, от максимальных значений полученных дебитов газа с учетом скин-эффекта, что позволяет прогнозировать дебиты во вновь пробуренных скважинах.

Выполненные исследования позволили обосновать беспрецедентно длительную стабильную работу Астраханского месторождения и, соответственно, Астраханского газохимического комплекса. В пределах Волго-Уральской НГП результаты подсчета запасов Оренбургского месторождения позволяют оптимизировать проектные решения в части его разработки и обустройства в период падающей добычи. Ускоренно выполненный подсчет запасов УВ Чаяндинского месторождения позволил своевременно осуществить проектирование его разработки и обустройства, а также уверенно планировать объемы и состав экспортного газа страны.

В последнее десятилетие коллектив специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выполнил подсчеты запасов углеводородов (УВ) стратегически значимых для страны месторождений-гигантов, расположенных в различных регионах России со специфическими геолого-технологическими условиями. Были рассмотрены залежи в карбонатных отложениях Прикаспия и Волго-

and Orenburg fields, not counting any operating stocks, was conducted by a large group of authors back in the 1980's. The estimation of the HC reserves of the Chayandinskoye oil-and-gas condensate field was approved by the State Reserves Committee under the RF Ministry of Natural Resources in 2000.

A considerable scope of geological exploration has been carried out in the last few decades, which enabled an updated geological and field data model regarding the structure and gas content of targets, which served as the basis for re-estimation of the HC reserves. During this revision the specialists of LLC «Gazprom VNIIGAS» managed to resolve a number of scientific and application problems in the period of 2011-2018.

Thus, the technique for determination of oil and gas saturation index and location of gas-water and oil-water contacts zones in the carbonate reservoirs of the Orenburg and Astrakhan fields was refined. For the first time, while carrying out the estimation of the Chayandinskoye field reserves, the porosity factor was determined by acoustic impedance; classification of the area was carried out, with updated core analysis samples and the degree of salinization of the rocks, and the boundary values of the core factor and the permeability of the target horizons were updated; correlations of the contour reserves of HC were revealed, estimated in the intervals of tested targets, with the maximum values of gas flow rates achieved accounting for skin-factor, which makes it possible to predict the flow rates of the step-out wells.

The research, thus carried out, made it possible to provide a rationale for the unprecedented long and stable yield of the Astrakhan field and, correspondingly, of the Astrakhan Gas Chemical Complex. The estimation of the reserves of the Orenburg field, within the boundaries of the Petroleum Province of the Volga-and-Urals area, would make it possible to optimize the design solutions related to its development and construction at the time of production decline. The expeditious estimation of the HC reserves of the Chayandinskoye field enabled the timely project management of its development and construction, as well as confident planning of the volumes and composition of the country's export gas.

Over the last decade, a team of Gazprom VNIIGAZ specialists carried out the estimation of hydrocarbon (HC) reserves of the country's strategic giant oil fields, located in different regions of Russia, featured with specific geological and engineering data. The accumulations in the carbonate deposits of the Caspian Sea and the Volga-and-Urals basin were examined, and namely the Astrakhan gas condensate field and the Orenburg oil-gas condensate field, as well as the accumulations in the terrigenous suite of the Eastern Siberia, namely, the Chayandinskoye oil-gas

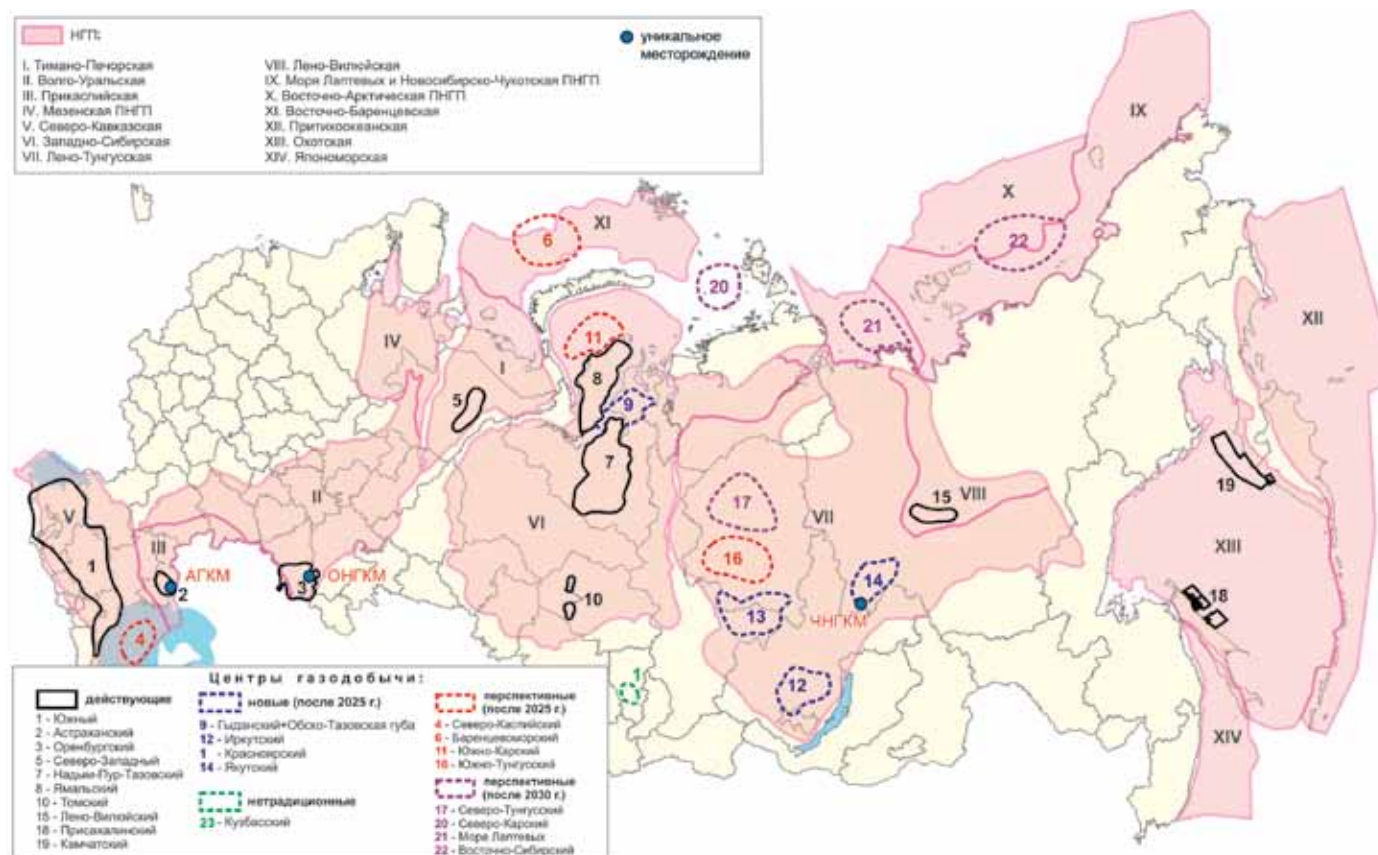


Рис. 1. Расположение рассмотренных месторождений-гигантов в пределах нефтегазоносных провинций (НГП) и центров газодобычи России

Уральского бассейна - Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) и Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ), а также в терригенных отложениях венда Восточной Сибири - Чаяндынское нефтегазоконденсатное месторождение (ЧНГКМ) (рис. 1). Месторождения уникальны как по величине запасов УВ, так и с точки зрения геологических условий залегания.

Для ЧНГКМ характерны аномально низкие пластовые давления и температуры, разломная тектоника, наличие криолитозоны, а также галита в качестве цементирующего материала пород, высокая минерализация пластовых вод, большая площадь распространения нефтяных оторочек (при небольшой их толщине), особенный состав пластового газа (содержание азота в пластовом газе 7...10 % об., гелия - 0,44...0,57 % об.). Кроме того, слабая развитость промышленно-энергетической и транспортной инфраструктуры Республики Саха (Якутия), дефицит производственных сил, резко-континентальный климат (очень низкие зимние температуры до минус 60 °C и высокие летние до +35 °C) осложняют производство работ на месторождении.

АГКМ и ОНГКМ, напротив, находятся в районах с широко развитой производственной

condensate field (Fig. 1). The fields are unique by both the amount of their HC reserves, and from the point of view of their geological position.

The Chayanovskoye oil-gas condensate field is featured with abnormally low formation pressure and temperature, fault tectonics, presence of a permafrost zone, as well as halite acting as a bonding material for the rocks, high mineralization of edge waters, extensive area of oil rims (with their moderate-size depths), a peculiar composition of formation gases (nitrogen concentration in the formation gas is 7...10% vol., that of helium is 0,44...0,57% vol.) Besides, the underdeveloped industrial, energy and the transport infrastructure of the Republic of Sakha (Yakutia), the shortage of production forces, deeply continental climate (extremely low winter temperatures up to minus 60 °C, and high summer ones up to +35 °C) complicate the execution of works at the field.

The Astrakhan gas condensate field and the Orenburg oil-gas condensate field, on the contrary, are located in the areas with widely spread and developed industrial infrastructure, they have been developed for significantly time period (24 and 44 years, correspondingly) and serve as a raw resource base for Gas Chemical Complexes created on their basis, which include facilities of oil production and treatment, as well as gas processing plants. The

Caspian Oil&Gas



26-я Международная
Выставка
Нефть и Газ Каспия

29 мая - 1 июня 2019

Баку Экспо Центр

Баку, Азербайджан

Для дополнительной информации

www.cog.az

ВЕДУЩЕЕ СОБЫТИЕ
НЕФТЕГАЗОВОЙ
ИНДУСТРИИ
КАСПИЙСКОГО
РЕГИОНА

#CaspianOilandGas

 www.facebook.com/CaspianOilGas

Организатор



Тел. : +994 12 404 10 00
E-mail: oilgas@itaca.az

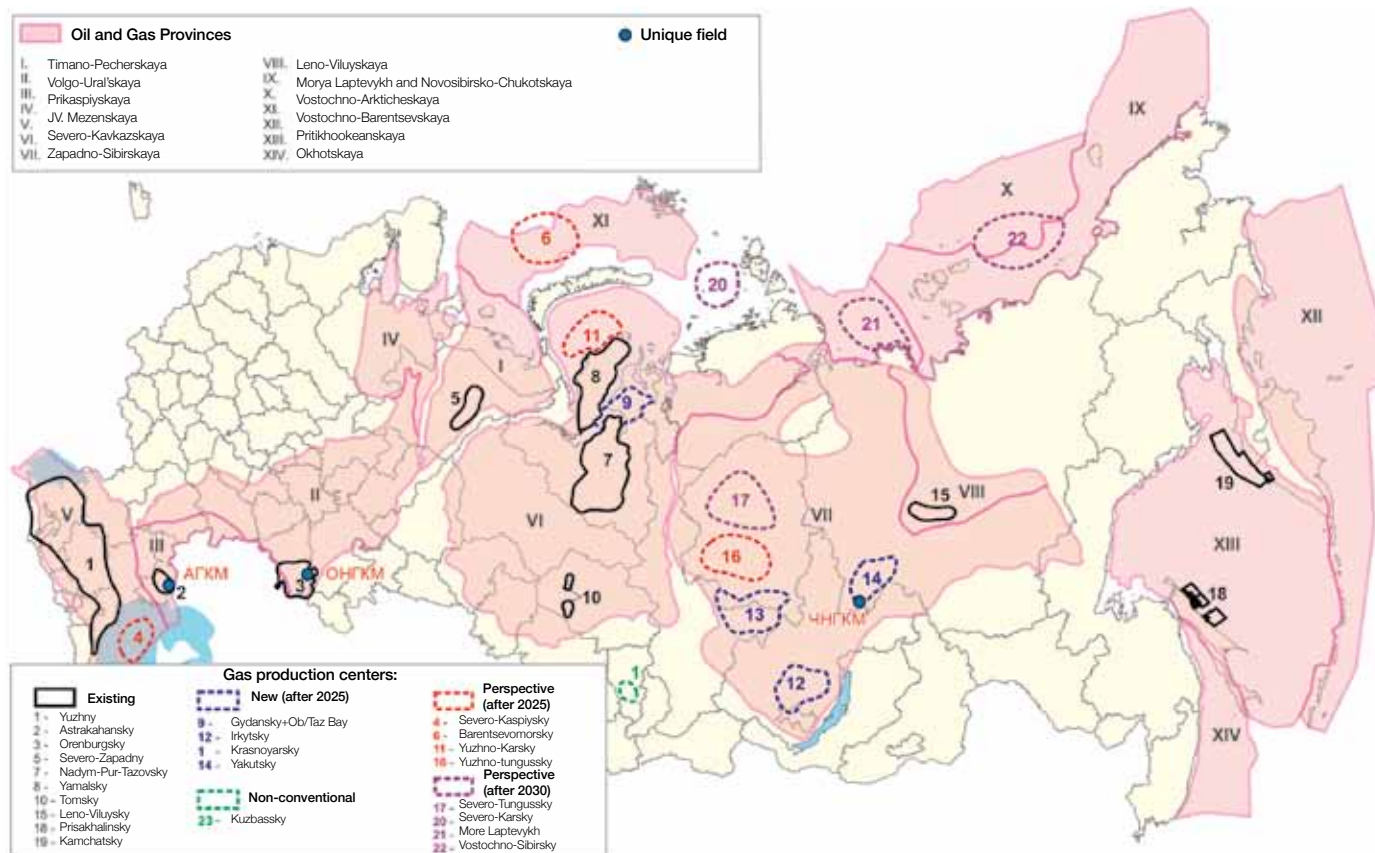


Fig. 1. Location of giant fields in the boundaries of oil-gas bearing provinces and gas production centers of Russia

инфраструктурой, разрабатываются уже в течение достаточно длительного срока (24 и 44 года соответственно), служат сырьевой базой для созданных на их основе газохимических комплексов, включающих объекты добычи и подготовки сырья, а также газоперерабатывающие заводы. АГКМ характеризуется аномально высоким пластовым давлением и температурой, большой глубиной залегания продуктивных отложений, проявлением солянокупольной тектоники, неоднородными и низкопроницаемыми карбонатными коллекторами, специфическим составом газа. Содержание кислых ком-понентов в составе пластового газа около 40 %. ОНГКМ находится в районе с широким распространением нефтегазоносности как по площади, так и по разрезу, представляет собой пластовый многозалежный массив от нижнепермских до девонско-среднекаменноугольных от-ложений включительно. Огромное по размерам месторождение делится на три крупные части (купола) в соответствии со структурно-тектоническим строением - Западную, Центральную, Восточную, причем последняя характеризуется сложной разломной тектоникой. Коллекторы представлены карбонатными породами, также как и на АГКМ, характеризуются неоднородностью и низкой проницаемостью. Компонентный состав газа достаточно широк и изменчив.

Astrakhan gas condensate field is featured with abnormally high values of formation pressure and temperature, very deep position of the productive strata, occurrence of the salt-dome tectonics, heterogeneous and low permeable carbonate reservoir rock, specific composition of gas. The concentration of sour components of the formation gas amounts to 40%. The Orenburg oil-gas condensate field is in an the area with widely spread oil-and-gas bearing formations, both by the area and cross-section, and is by itself a multi-layer formation mass ranging from Lower Permian through Devonian-Mid-Carboniferous deposits. The field, great in its size, is divided by three solid sections (domes) in accordance with its geotectonic structure – the Western, the Central, and the Eastern parts, in what connection the latter is featured with complex fault tectonics. The reservoirs are represented with carbonate rocks, just like at the Astrakhan gas condensate field as well, and featured with heterogeneity and low permeability. The compositional analysis of gas is considerably extensive and unsteady.

Previous the estimation of the hydrocarbon reserves at the Astrakhan and the Orenburg oil-gas condensate fields was carried out during the Soviet era yet, in the 80's; the estimation of the reserves at the Chayanovskoye oil-gas condensate field was approved by the State Reserves Committee under the RF Ministry of Natural Resources in 2000. The estimation of reserves was carried out by a



Дни Нефти и Газа в России 2019

МIOGE | НЕФТЬ И ГАЗ

16-я Международная выставка
нефтегазового оборудования
и технологий

23–26 апреля 2019



Москва
Крокус Экспо

mioge.ru

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

«Растущая Энергия
Глобального Партнерства»

23–25 апреля 2019

Держим курс на **ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**

Официальная поддержка



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ
РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Российский союз
промышленников
и предпринимателей



Союз
индустриального
предпринимательства
России



Министерство
Экономического
Развития

Предыдущие подсчеты запасов углеводородов АГКМ и ОНГКМ, не считая оперативных, проводились еще в советское время - в восьмидесятые годы прошлого века; в 2000 г. защиту в ФБУ «ГКЗ» прошел подсчет запасов ЧНГКМ. Подсчеты запасов выполнялись большим кол-лективом авторов, в состав которого вошли ведущие российские геологи: Г.А. Габриэлянц, Я.Н. Басин, В.И. Петерсилье, Г.Х. Шерман, В.И. Пороскун, Е.Е. Поляков, Ю.М. Кутеев, В. М. Рябов и др., а также известные специа-листы в области геологии Восточной Сибири: В.Д. Матвеев, Н.И. Коваль, М.М. Солощак, Г.В. Толмачева, Л.Д. Колотущенко, Л.А. Кондратьева и др.

За последние десятилетия на месторождениях выполнен большой объем геологоразведочных работ (2D- и 3D-сейсморазведка, на ЧНГКМ пробурены 49 новых разведочных скважин, на АГКМ и ОНГКМ активно велось эксплуатационное бурение), в ходе которых получена новая геолого-геофизическая и промысловая информация о строении и газоносности месторождений, послужившая основанием для пересчета ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2012/2018 гг. запасов этих месторождений. Авторы данной работы решали научные проблемы непосредственно при выполнении подсчетов (пересчетов) запасов УВ названных месторождений. Построенные геологические модели и результаты подсчета по АГКМ и ЧНГКМ были успешно защищены в ФБУ «ГКЗ» (2014 и 2015 гг.). Утверждение подсчитанных запасов ОНГКМ ожидается в 2019 г.

Подсчет запасов в терригенных и карбонатных коллекторах, выполняемый в целом по общеизвестным методикам, имеет некоторые особенности в части состава работ, характерные для конкретных геологических условий района работ, особенно в части интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), которые требуют адаптации к керну, отобранному в специфических разрезах.

Подходы, примененные для условий АГКМ

Продуктивная толща АГКМ представлена карбонатными отложениями башкирского яруса среднего карбона в объеме верхнего подъяруса, прикамского, северокейтменского и краснополянского горизонтов нижнего подъяруса. Разрез складывается известняками серыми, буровато- и коричневато-серыми крепкими пористыми массивными и неяснослоистыми с подчиненными прослоями плотных трещиноватых и плитчатых разностей. Среди известняков отмечаются тонкие прослои зеленовато-серых плитчатых аргиллитов. По данным исследований керна, значения открытой пористости карбонатных пород изменяются от 3...6 до 15...18 %, составляя в среднем около 10 %. Значения

large group of authors, composed of the leading Russian geologists G.A.Gabielyants, Ya.N.Basin, V.I. Petersils, G.Kh.Sherman, V.I.Poroskun, E.E.Polyakov, Yu.M.Kuteyev, V.M.Ryabov and others, as well as well-known specialists in the field of geology of the Eastern Siberia: V.D.Matveyev, N.I.Koval', M.M.Soloshchak, G.V.Tolmacheva, L.D.Kolotushchenko, L.A.Kondratyeva and others.

Over the last decades, a significant scope of exploration works has been carried out at the fields (2D and 3D seismic surveys, 49 new expendable wells drilled at Chayanovskoye oil-gas condensate field, active development drilling was performed at the Astrakhan gas condensate field and the Orenburg oil-gas condensate field), in the course of which new geological-geophysical and field data were obtained regarding the structure and gas content of the fields, which served as the basis for re-estimation of the reserves of the fields, performed by the team of Gasprom VNIIGAZ in the period of 2011-2018. The authors of the given piece of work were solving scientific problems directly in the course of the estimation (re-estimation) of the HC reserves at the above mentioned fields. The constructed geological models and the estimation data related to the Astrakhan gas condensate field and the Orenburg oil-gas condensate field were approved the State Reserves Committee under the RF Ministry of Natural Resources (2014 and 2015). The approval of the estimated reserves of the Orenburg oil-gas condensate field is expected in 2019.

The estimation of reserves in terrigenous and carbonate reservoirs, carried out in accordance with commonly known methods, has some peculiarities in terms of the scope of works, especially in terms of the interpretation of the logging data, which need to be adapted to core selection in the specific cross-sections.

The Approach, Applied for Conditions of the Astrakhan Gas Condensate Field

The pay section of the Astrakhan gas condensate field is presented with the carbonate deposits of the Bashkirian stage of the Mid-Carboniferous period in the volume of the upper substage, Prikamsky, Severokeltmensky and Krasnopolyansky horizons of the lower substage. The cross-section is composed of limestones of grey, grey-brown or brown-grey color, of solid, porous and massive formations, blind joint, with tributary interlayers of compact crumbling and tabulated variations. The limestones contain thin lamines of olive-grey flaglike argillites.

According to the core analyses, the values of the effective porosity of the carbonate rocks vary from 3...6 to 15...18 %, making the average of about 10 %. The values of the absolute permeability are not high: from 2 to 100 mD, hardly ever up to 1D.

As is known, the data of electrical logging serve as

абсолютной проницаемости пород невысокие: от 2 до 100 мД, редко до 1 Д.

Как известно, для количественной и качественной оценки нефтегазоносности основными являются данные электрического каротажа. Комплекс методов, позволяющий принципиально решить задачу оценки удельного электрического сопротивления (УЭС) продуктивных пластов, включает боковое электрическое зондирование (БКЗ), боковой каротаж (БК) фокусированными зондами в модификациях БК-3 и БКС-2, индукционный каротаж (ИК). При этом изучаемые разрезы карбонатных отложений АГКМ характеризуются высокой степенью дифференцированности по электрическому сопротивлению, а толщина электрически однородных пластов, как правило, не превышает 2.3 м, следовательно, применение БКЗ для указанной цели становится практически невозможным. Учитывая ограничения ИК для оценки сопротивлений, превышающих 30...40 Ом-м, возможность применения метода при массовой оценке сопротивления также исключается. Таким образом, единственным пригодным для практического решения указанной задачи методом является БК в модификациях БК-3 и БКС-2 или более новых модификациях БК-7, БК-9.

В связи с отмеченными недостатками методики определения УЭС пластов в скважинах по замерам, выполненным методом двухзондового каротажа БКС-2 [1], использованной при предыдущем подсчете запасов на АГКМ, для определения УЭС предложено использовать хорошо апробированную на месторождениях Западной Сибири методику, основанную на получении корреляционных связей УЭС и условного сопротивления. В результате получен алгоритм определения УЭС и начальной газонасыщенности по всем пробуренным скважинам.

Характерной особенностью структурного положения резервуара основной залежи Левобережной части АГКМ является резкое и неравномерное колебание положения поверхности газовой воды (ГВК), которая в соответствии с критериями ФБУ «ГКЗ» условно отбивается на отметках, ниже которых газонасыщенность оценивается значением менее 50 %. Как известно, при таких условиях не вызывает сомнения наличие так называемой переходной зоны, т.е. постепенного перехода от водонасыщенной к газонасыщенной части залежи [1]. Первоочередной задачей (перед обоснованием контактов, в том числе и ГВК) в этой ситуации является определение положения «свободной воды», а значение газонасыщенности в переходной зоне определяется равновесным состоянием капиллярных и гравитационных сил для контактируемых фаз над уровнем «свободной воды» [1].

the basis for quantitative and qualitative evaluation of hydrocarbon saturation. A set of methods, making it possible to solve the task of evaluation of electrical resistivity of pay zones includes lateral electrical sounding, borehole logging, carried out with the use of focused sondes in versions of БК-3 (BK-3) and БКС-2 (BKS-2), inductive electromagnetic logging. The examined cross-sections of the carbonate deposits of the Astrakhan gas condensate field are featured with high degree of differentiation on the electric resistivity, while the depth of the electrically homogenous strata does not exceed 2...3 m. therefore, the application of lateral electrical sounding for this purpose is becoming practically impossible. Considering the limitations of inductive electromagnetic logging to evaluate resistance exceeding 30...40 Om-m, the use of the method for large-scale measurements of resistivity is excluded as well. Therefore, the only usable method for the outlined task is lateral logging in versions of BK-3 and BKS-2, or more updated versions of BK-7, BK-9.

Due to the above mentioned drawbacks of the methods to evaluate the electrical resistivity of reservoirs in wells based on measurements performed with dual logging BKS-2 [1], carried out in the process of previous estimation of reserves, to evaluate the electrical resistivity, it was suggested to apply the method based on obtaining correlations of electrical resistivity and conventional resistance. As a result of this, an algorithm of evaluation of electrical resistivity and an initial gas saturation was obtained on all of the drilled wells.

A feature, peculiar to the structural position of the reservoir's basic deposit of the Left Bank part of the Astrakhan gas condensate field is swinging and an unstable position of the gas-water contact surface, which, in accordance with the criteria of the State Reserves Committee under the RF Ministry of Natural Resources, bounces off at the values under 50%. As is known, under such conditions there is undoubtedly the so called "transition zone", i.e. gradual transition from the water-saturated part of deposit to its gas-saturated one. [1] The primary task (before the contacts get explained, including the GWC) in this situation is to determine the position of the gravity water, while the value of gas saturation in the transition zone is determined by the equilibrium of the capillary and gravitational forces related to contacted stages above the level of the gravity water. [1].

The data of interpretation and re-interpretation of the well logging materials at the Left Bank part of the Astrakhan gas condensate field, obtained in the course of the latest research, made it possible to update the knowledge of the complex gas-water contact surface, as well as, by means of analysis of the "electrical model" (data of electrical logging) to determine its correlation by the area with the surface of gravity water [see [fig.4](#)]. As one of the

В ходе выполнения последних исследований данные интерпретации и переинтерпретации материалов ГИС в Левобережной части АГКМ позволили уточнить сложную поверхность ГВК, а также путем анализа «электрической модели» (данных электрического каротажа) установить ее взаимосвязь по площади с «зеркалом свободной воды» [рис. 4]. В качестве одного из основных критериев установления положения ГВК служила оценка степени изменения коэффициента газонасыщенности с глубиной [1].

Карта поверхности ГВК, построенная по фактическим данным ГИС и опробования, не противоречащим данным пластовых давлений в газовой и водоносных частях залежи, в общем плане подтверждает ранее выявленную тенденцию снижения отметок в юго-западном направлении, на фоне которой выделяются локальные зоны их повышенных и пониженных значений.

Таким образом, авторами данной работы предложен ряд новаторских решений для обоснования подсчетных параметров и впервые построена трехмерная цифровая геологическая модель объединенной Левобережной части АГКМ с учетом новых данных (рис. 2), на основе которой выполнен пересчет запасов свободного газа, конденсата, серы и сопутствующих компонентов, что, несомненно, актуально для обеспечения развития минерально-сырьевой базы Астраханского газохимического комплекса на юге России. В результате выполненного пересчета получен прирост промышленных запасов свободного газа продуктивного пласта C2b Левобережной части АГКМ, превысивший 20 % за счет уточнения структурного плана по данным проведенных 3D-сейсморазведочных

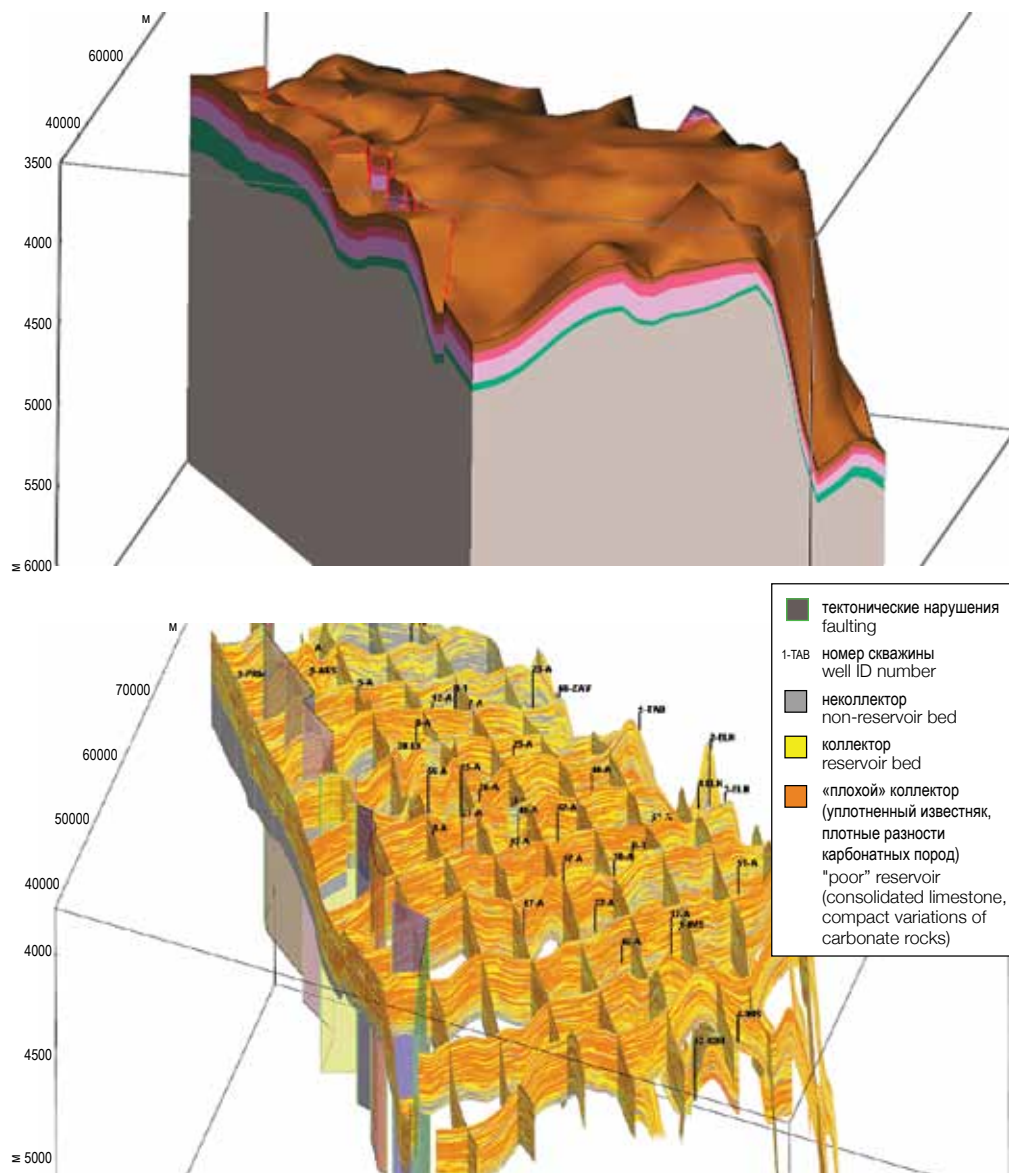


Рис. 2. Геологическая модель Левобережной части АГКМ: а – структурная модель; б – куб литологии в интервале глубин $C_{2b} \dots C_{1s}$

Fig 2. Geological model of the Left Bank part of the Astrakhan gas-condensate field: a – structural model; б – lithology cube in the depth interval of $C_{2b} \dots C_{1s}$

criteria, applied during the determination of the position of GWC, the evaluation of the degree of variation of the gas saturation coefficient along the depth [1].

The map of GWC surface, built on the actual well logging data, and run-ups not having contradictory data on the formation pressures in the gas- and water-saturated parts of the deposit, generally confirms the previously revealed trend of elevations decreasing in the south-westerly direction, against the background of which local zones of higher and lower values of theirs stand out.

Therefore, the authors have suggested a number of innovation solutions to defend the variables used to estimate reserves and a 3D digital geological model of the

работ и бурения новых скважин, уточнения поверхности ГВК, но в основном за счет увеличения значений средних эффективных пористости и газонасыщенности.

Подходы, примененные для условий ОНГКМ

Продуктивный разрез ОНГКМ относится к карбонатному типу и включает следующие литологические разности: известняки чистые; доломитизированные известняки с чередованием прослоев, обладающих свойствами коллекторов и неколлекторов; аргиллиты и глины. Особенностью разреза является битуминозность пород. Коллекторами в изучаемом разрезе служат преимущественно известняки с трещинно-поровым типом пустотного пространства.

Средние значения пористости по керну изменяются в пределах 8,82...17,57 %. Средневзвешенные значения пористости составляют 11,21.11,73 % (для разных залежей). Средняя проницаемость по залежам составила от 0,331 мД (Артинско-Сакмарская залежь) до 1,923 мД (Среднекаменноугольная залежь).

В данных условиях добиться однозначного определения нефтегазонасыщенности по данным БК как основного метода практически невозможно. Сопоставление значений коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$), определенных стандартным способом по данным БК и по керну с использованием косвенных и прямых методов определения остаточной водонасыщенности, показало, что очевидной причиной максимальной дисперсии и смещения в сторону завышения $K^{\wedge}$, полученного по данным БК, являются битумизация и гидро-фобность всего разреза. Занижение $K_{нг}$, в меньшей степени, но тоже значительное, обусловлено трещиноватостью разреза во всем диапазоне пористости. Поиск геотехнологических условий улучшения информативности БК для оценки нефтегазонасыщенности фактически не привел к успеху.

На рис. 3 показано распределение значений в районе отметок газонефтяного (ГНК) и во-донефтяного (ВНК) контактов, из которого следует однозначный вывод об отсутствии какого-либо изменения значения $K_{нг}$ коллекторов, определенного по данным БК, при переходе от газонасыщенного разреза к нефтенасыщенному и водонасыщенному. Такие же результаты получаются и в отношении распределений сопротивлений УЭС, определенных по данным БК, в воде и в нефти, построенным по коллекторам Основной залежи ОНГКМ (рис. 4).

В связи с тем что данные БК в разрезе скважин

Left Bank part of the Astrakhan gas condensate field was built for the first time, with account of updated data (fig.2), on whose basis re-estimation of reserves was carried out for non-associated gas, condensate, sulfur and associated components, which, undoubtedly, is actual for secure development of the mineral resource base of the Astrakhan Gas Chemical Complex in the Southern Russia. As a result of the performed re-estimation, addition to commercial reserves of non-associated gas of the C2b pay zone at the Left Bank part of the Astrakhan gas condensate field was received, exceeding 20% due to updated data on the structure plan, based on the data obtained from the performed 3D seismic survey and drilling new wells, and due to updated data on the GWC surface, but largely at the expense of increased values of the average effective porosity and gas saturation.

Approach, Applied for Conditions of the Orenburg Oil-and-Gas Condensate Field

The pay zone of the Orenburg oil-and-gas condensate field is attributed to the carbonate type includes the following lithologic variations: straight limestones, dolomite limestones, with changing interlayers, having properties of reservoirs and non-reservoirs; argillites and clays. One of the features of the cross-section is bituminosity of rocks. Limestones with interstitial type of porosity serve as reservoirs in the examined cross-section.

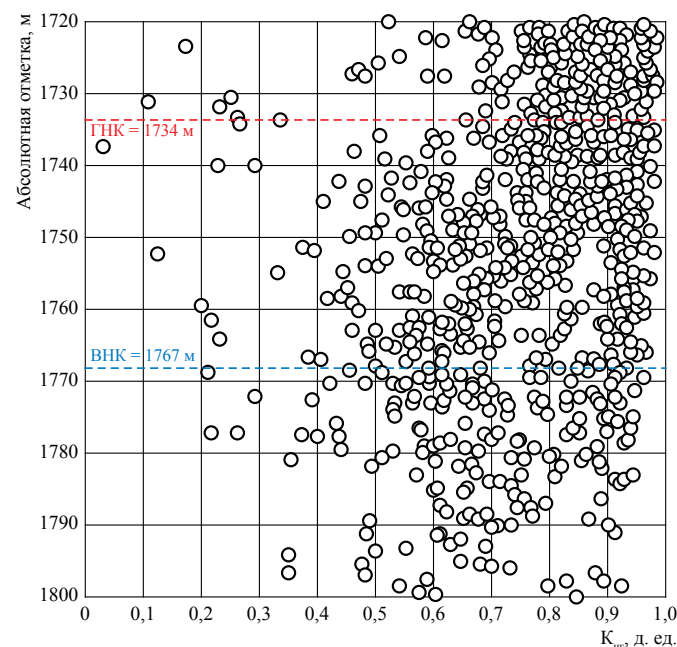


Рис. 3. Распределение значений $K_{нг}$ (определенных по параметрам пористости и насыщения) по глубине в районе ВНК по скважинам Основной залежи ОНГКМ

Fig 3. Spread of K_o values (determined by the porosity and saturation parameters) at the depth of OWC by wells of the Base deposit of the Orenburg oil-and-gas condensate field

The average values of the core porosity range within the values of 8,82...17,57%. Weighted mean values of porosity

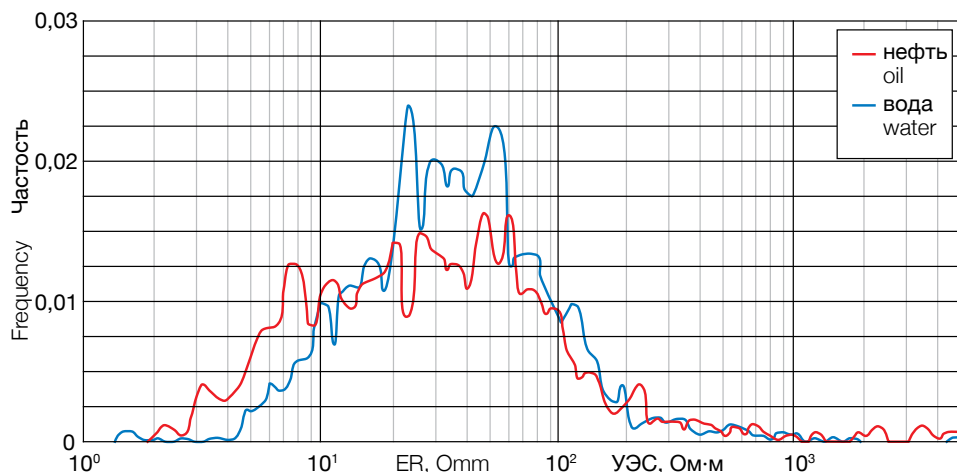


Рис. 4. Распределение УЭС по БК в нефтяной и водоносной частях Основной залежи ОНГКМ

Fig 4. Spread of electrical resistivity (ER) by lateral logging in the oil- and water-bearing parts of the Base deposit of the Orenburg OGC field

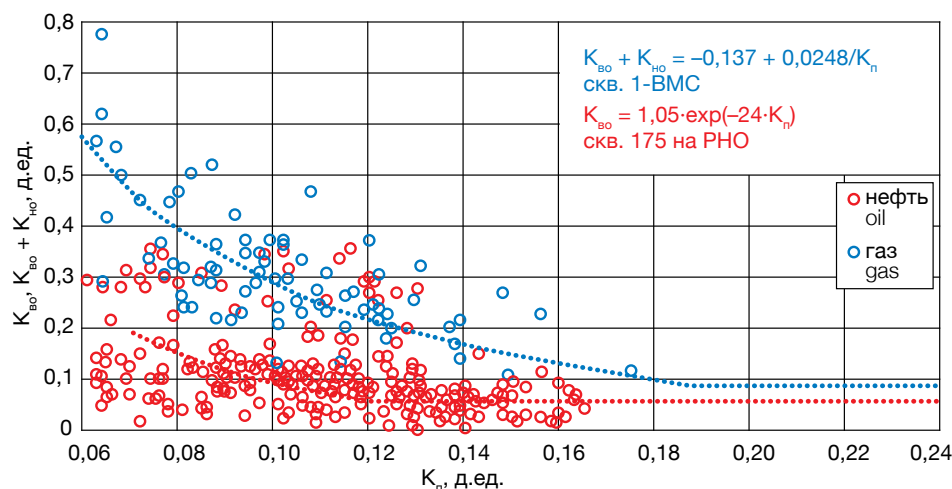


Рис. 5. Зависимость остаточной водонасыщенности и величины $K_{во} + K_{гно}$ от открытой пористости (значения определены на керне по скважинам в водо- и газонасыщенной частях Основной залежи ОНГКМ): BMC – высокомолекулярное сырье; PHO – буровой раствор на нефтяной основе

Fig 5. Correlation of residual water saturation and the value $K_{во} + K_{гно}$ (dewatering coefficient + ORF) of effective porosity (the values were determined on the samples of core from wells of the water- and gas-saturated parts of the Base deposit of the Orenburg OGC field): BMC – high molecular substance; PHO – oil-based mud

ОНГКМ не позволяют однозначно определить характер насыщения и нефтегазона-сыщенность, для альтернативного определе-ния последней была разработана методика, основанная на результатах исследования керна, данных ГИС (нейтронный гамма-каротаж) и статистических оценках результатов испытаний на основе петрофизической модели, выте-кающей из сопоставления остаточной водона-сыщенности неэкстрагированного керна ($K_{во}$) от открытой пористости (K) (рис. 5). Для определения нефтенасыщенности в предельной зоне нефтяной оторочки ($K_{но}$) проинтерполирова-на зависимость остаточной водонасыщенности от пористости,

make up 11,21...11,73% (for different deposit occurrences). The average permeability across the occurrences made up from 0,331 mD (Artinsk-Sakmarsky deposit) to 1,923 mD (Mid-Carboniferous deposit).

Minding the given conditions, it is practically impossible to achieve an unambiguous determination of oil-gas saturation, using lateral log and core data as the base method. Comparison of the values of oil saturation factor (K_o), determined through the standard method, with the use of lateral log and core data, and with the use of indirect and direct methods of determination of the residual water saturation, shows that the actual cause of the maximum dispersion and offset towards elevated values of K_o , obtained from the lateral log data, is the factor of bituminosity and hydrophobic properties of the whole cross-section. Undervalues of K_o , to a lesser degree, but nevertheless significantly, are conditioned with the fractured type of the cross-section in the whole range of porosity. Search for geotechnical conditions to improve the informativeness of the lateral log, for the evaluation of the hydrocarbon saturation, actually did not have any success.

Fig.3 has the spread of values in the area of elevations of the gas-oil (GOC) and oil-water (OWC) contacts, which lead to unambiguous conclusion that there is no variation of K_o values

of reservoirs, determined on the basis of lateral log data, at the points of transition from gas saturated cross-section to water saturated and oil saturated ones. Similar data are obtained regarding the spread of the electrical resistivity values, which were determined based on the lateral log data, in water and oil, built for the reservoirs of the base deposit of the Orenburg oil-and-gas condensate field (Fig.4).

Due to the fact that the lateral log data in the cross-section of wells at the Orenburg oil-and-gas condensate field do not make it possible to unambiguously determine the

полученная на керне, отобранном из скважины, пробуренной на безводном растворе (раствор на нефтяной основе). Все значения остаточной нефтенасыщенности по керну, которые были проигнорированы в предыдущих подсчетах запасов (более 40 % в интервале

$K_r = 6 \dots 10 \%$, более 30 % при $K = 10 \dots 12 \%$, более 20 % при $K_p = 12 \dots 20 \%$), относятся к определениям, в которые, наряду с остаточной нефтью, вошли жидкие битумы. В процессе экстракции образцов по стандартной методике в спирто-бензольной смеси пустотное пространство породы полностью очищается от остаточной нефти, а также от наиболее легких и подвижных фракций битума, не затрагивая твердые битумы, составляющие как бы часть скелета породы. Об этом же свидетельствуют и результаты специальных петрофизических исследований на небольших кусочках породы, образовавшихся при формировании образцов стандартных размеров (исследования выполнены в отделе петрофизики НПЦ «Тверьгеофизика»). Таким образом, предположения по параметрам K_{no} и K_{vo} подтвердились, что позволило сформулировать алгоритм определения газонасыщенности и нефтенасыщенности в предельной зоне насыщения (см. [рис. 5](#)).

Для большинства залежей ОНГКМ данные опробования свидетельствуют о широком диапазоне получения продукта (нефти и воды) в интервале, включающем ВНК. Данные испытания и опробования в этом интервале противоречивы и не позволяют однозначно определить уровень ВНК. Таким образом, не остается сомнений в необходимости учета в модели наличия переходной зоны в нефте-и водонасыщенных частях залежей, как это было сделано и для условий АГКМ на границе «газ-вода».

В связи с отсутствием возможности построения модели переходной зоны по результатам интерпретации данных ГИС для ее оценки был использован подход, отраженный в методических рекомендациях В.И. Петерсилье [2] и адаптированный к условиям ОНГКМ. Суть методики сводится к следующему. Прежде всего необходимо оценить уровень зеркала свободной воды (англ. free water level - FWL), ниже которого находится чистая вода. Оценка положения FWL была произведена по данным пластовых давлений в пределах нефтяной и водонасыщенной частей залежи и подтверждена статистическими данными о результатах испытаний, по которым еще оценивалась и высота переходной зоны. Оценка высоты переходной зоны подтверждалась результатами определения относительных фазовых проницаемостей, по которым были также получены зависимости для оценки остаточных

nature of saturation and oil-gas saturation, to alternatively determine the latter, a method was developed based on the data of core analysis, well logging (induced gamma-ray logging) and the statistical evaluation of the results of tests, based on the petrophysical model, resulting from correlation of residual water saturation of non-extractable core (K_{vo}) and effective porosity (K_p) ([Fig. 5](#)). To determine oil saturation in the acrozone of the oil rim (KORF) interpolation was applied to correlation of residual water saturation and porosity, which was obtained on the samples of core, selected from the well drilled by the waterless method (oil-based mud). All the values of the residual oil saturation on the core, which had been ignored in the previous estimation of reserves (over 40% in the interval

$K_r = 6 \dots 10 \%$, over 30% under $K = 10 \dots 12 \%$, over 20% under $K_p = 12 \dots 20 \%$), are related to determination, where liquid bitumens, alongside with oil, were entered. The rock porosity, in the process of sample extraction, carried out by standard method, gets completely clean of residual oil, as well as of the most light and fluent fractions of bitumen, not touching solid bitumen, forming kind of skeleton of the rock. This is also confirmed by the data of special petrophysical research, carried out on small bits of rock, formed during development of standard-size samples (research was carried out in the Petrophysics Department of the Scientific and Production Center «Tvergeofizika»).

Therefore, assumptions on parameters KORF and KWL were confirmed, which enabled us to formulate the algorithm of determination of gas saturation and oil saturation in the ultimate saturation zone (see [Fig. 5](#)).

The exploratory well test data, for the most of deposits of the Orenburg oil-and-gas condensate field, give evidence of a broad range of ways of production (oil and water) in the interval, including OWC. The test and well test data, related to this interval are contradictory and do not make it possible to unambiguously determine the OWC level. Thus, the presence of transition zone in the oil and water-saturated parts of deposits should be taken into account in the model, just like it was done for the context of the Astrakhan gas condensate field at the «gas-water» interface.

Due to the lack of possibility to build a model of the transition zone, to evaluate it, an approach was applied, based on the results of well logging data interpretation, which was reflected in the methodic recommendations, provided by V.I. Petersils [2] and adapted to conditions of the Orenburg oil-and-gas condensate field. The essence of the method can be defined as the following. First, it is necessary to evaluate the level of the free water level – (FWL) under which water alone is located. The evaluation of the FWL position was performed based on the data of formation pressures within the oil- and water-saturated parts of the deposit, and was confirmed through statistical

нефте- и водонасыщенности. Высота положения ВНК в пределах переходной зоны оценивалась с использованием результатов измерения капиллярного давления на образцах с пересчетом его значений на пластовые условия для флюидов нефть/вода (рис. 6).

Для подтверждения уровня ВНК на Основной и Среднекаменноугольной залежах ОНГКМ была использована также методика направленного суммирования параметра УЭС пласта, которая позволяет использовать данные опробования, выполненного в интервале ниже ВНК (рис. 7).

В результате анализа и обобщения всей накопленной геолого-геофизической информации построена трехмерная цифровая геологическая модель всего ОНГКМ, включающая необходимые кубы для подсчета запасов (рис. 8). Подсчитанные объемным методом запасы в целом практически совпадают с оцененными методом падения пластового давления (разница составляет не более 1 %), что говорит об оптимальности технологических решений, применяемых на ОНГКМ.

Необходимо отметить, что подсчет запасов УВ ОНГКМ, выполненный ООО «Газпром ВНИИГАЗ», содержит не только вышеизложенные инновационные решения, но так же во многом опирается на предшествующие работы по данному объекту, выполненные НГФ «Оренбурггазгеофизика» (Н.А. Иванова), ООО «ВолгоУралНИПИгаз» (С.В. Багманова, М.А. Политыкина и др.), ОАО «Центральная геофизическая экспедиция (С.И. Билибин).

Подходы, примененные для условий Чаяндинского НГКМ

Вскрываемый скважинами разрез ЧНГКМ представлен карбонатно-галогенными, глинисто-карбонатными, карбонатными и песчано-глинистыми отложениями кембрия-венда. Месторождение многопластовое, продуктивными являются терригенные отложения венда.

Ботубинский горизонт представлен мелко- и среднезернистыми кварцевыми песчаниками и алевритами. Породы хамакинского горизонта представлены в основном песчаниками мелко-, средне-, крупнозернистыми с регенерационным кварцевым цементом, а также неравномерно распределенным густковым или густково-поровым сульфатным (ангидритовым и гипсовым) и карбонатным цементом, смешанным карбонатно-глинистым и порово-гленочным глинистым (гидрослюдистым) цементом. Породы талахского горизонта представлены песчаниками средне-, мелко- и крупнозернистыми гравелити-стыми с различными типами цементации.

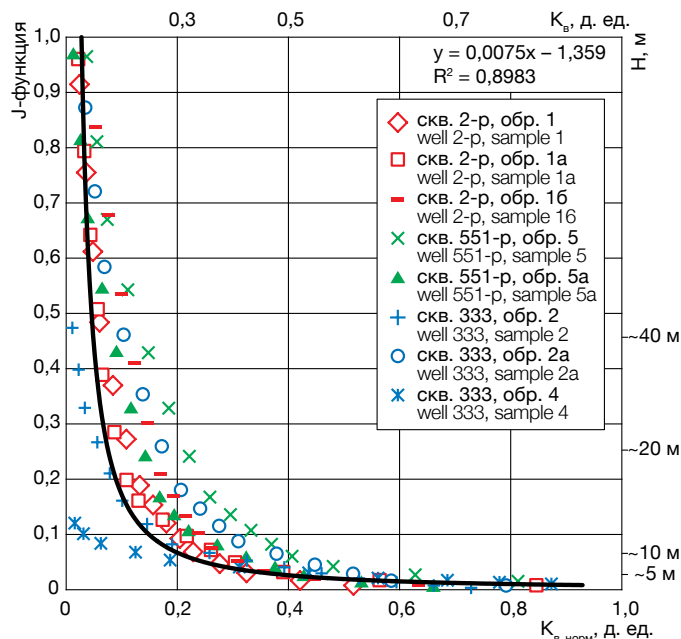


Рис. 6. Пример расчета глубины зеркала свободной воды по результатам капиллярметрии по функции Баклея – Лаверетта (J-функции) для Ассельской залежи ОНГКМ: R^2 – коэффициент детерминации; $K_{в, норм}$ – нормированный коэффициент водонасыщенности; $K_в$ – коэффициент водонасыщенности

Fig 6. Example of calculation of the depth of gravity water based on the results of capillarometry in function of Buckley-Leverett (/J-functions) for the Assel deposit of the Orenburg OGC field: R^2 – coefficient of determination; $K_{в, норм}$ – standardized coefficient of water-saturation; $K_в$ – water saturation factor

data of tests, based on which the depth of transition zone was also evaluated. The evaluation of the depth of transition zone was confirmed through the determination of the values of relative permeability ratio, based on which correlation data for evaluation of residual oil- and gas-saturation were obtained. The depth of OWC position within the area of transition zone was evaluated with the application of results of measurement of capillary pressure on samples, with recalculation of its values for conditions of formation, for fluids oil/water (Fig.6).

To confirm the level of OWC at the base deposit and Mid-Carboniferous deposit of the Orenburg oil-and-gas condensate field, the method of directed summing of the relative electrical resistivity of reservoir was applied, which makes it possible to use data of the well test, carried out in the interval below the OWC (Fig.7).

As a result of the analysis and summation of all the accumulated geological and geophysical information, a 3D digital geological model of the whole Orenburg oil-and-gas condensate field was built-up, including the necessary cubes for estimation of reserves (Fig.8). The reserves, practically estimated by volumetric method, in the whole

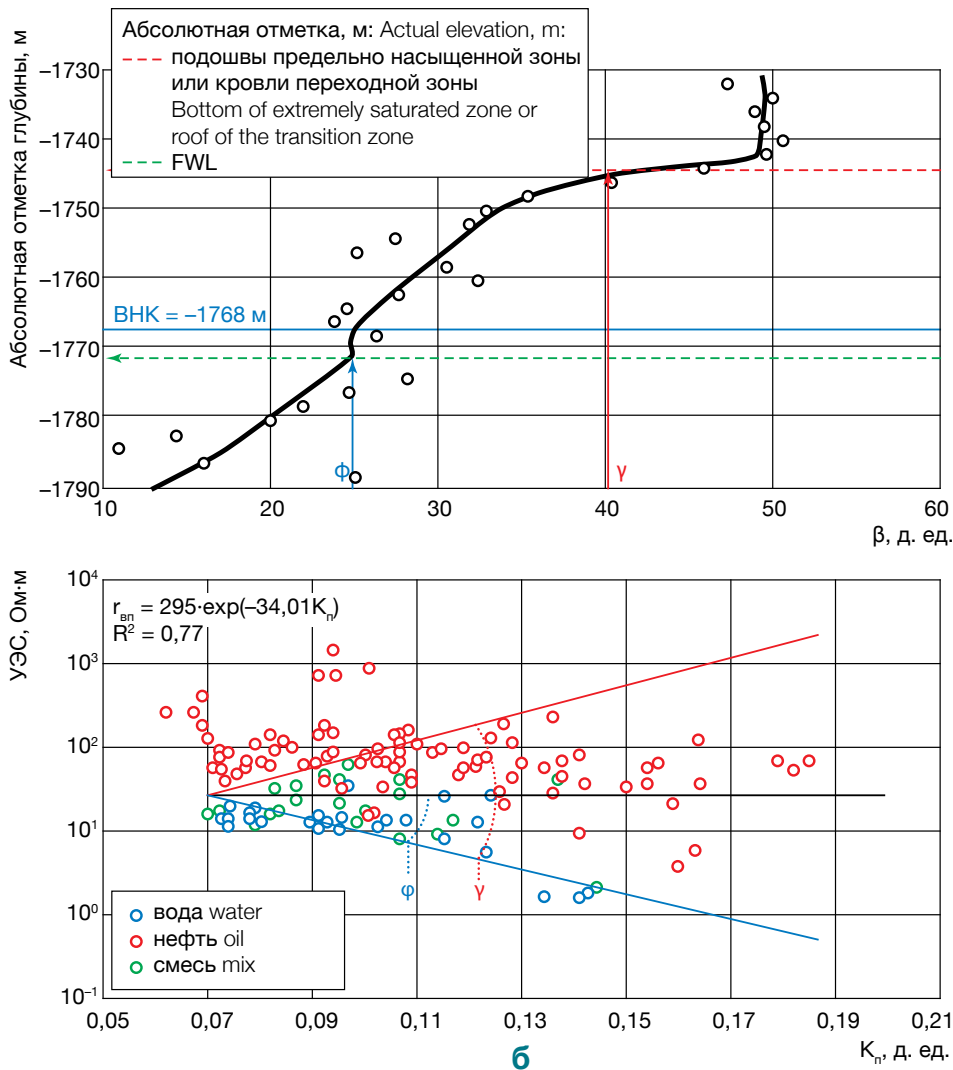


Рис. 7. Выделение переходной зоны Основной и Среднекаменноугольной залежей ОНГКМ (а) с учетом распределения сопротивлений в интервалах опробования (б): β – угловой параметр, полученный путем фазовой обработки парного сопоставления параметров, которые отражают изменение нефтеводонасыщенности и пористости разреза; γ – угловой параметр, отмечающий уровень, выше которого может быть получена чистая нефть; ϕ – угловой параметр, отмечающий уровень, ниже которого отсутствует подвижная нефть, но могут быть получены притоки чистой воды, воды с пленкой нефти

Fig 7. Delineation of transition zone of the Base deposit and Mid-Carboniferous deposits of the Orenburg OGC field (a) with account of spread of resistivity values in the tested intervals (б/б): β – angular parameter, determined by way of phase processing of dual comparison of parameters reflecting alteration of oil-and-gas saturation and porosity of the cross-section; γ – angular parameter, marking the level above which pure oil can be produced; ϕ – angular parameter, marking the level below which fluent oil is missing, but influx of pure water or filmed water can be received.

Средние значения K_p по керну для коллекторов ботубинского, хамакинского и талахско-го горизонтов соответственно составили 0,130; 0,092 и 0,113 д.ед., проницаемости - 356,7; 183,2 и 46,7 мД.

Впервые при выполнении подсчета запасов УВ ЧНГКМ (в 2013 г. в пределах ботубинско-го горизонта, в 2015 г. - для всех продуктивных горизонтов)

practically agree with the ones evaluated by method of formation pressure decline (difference makes up not more than 1%), which speaks in favour of the optimality of the technological solutions, applied at the Orenburg oil-and-gas condensate field.

It should be noted that the estimation of HC reserves of the Orenburg oil-and-gas condensate field, carried out by Gazprom VNIIGAZ, contains not only the above mentioned innovative solutions, but alongside with that utilizes previously published works related to the given target, carried out by NPF “Orenburggasgeofizika” (N.A.Ivanova), LLC “VolgoUralNIPIgas” (S.V.Bagmanova, M.A.Politykina and others), JSC “Central Geophysical Expedition (S.I.Bilibin).

Approach, Applied for Conditions of the Chayandinskoye Oil-and-Gas Condensate Field

The cross-section of the Chayandinskoye oil-and-gas condensate field, penetrated by its wells, is represented with carbonate-halogenous, carbonate and sandy-and-clay deposits of Cambrian-venda. The field is multi-layer one, pay zone is represented with terrigenous deposits of venda.

Botubobin horizon is represented with fine- and medium-grained quartz sandstones and siltstones. The rocks of hamakin horizon are mainly represented with fine- and medium- and coarse-grained

sandstones with regeneration quartz cement, as well as with unevenly spreaded clotted or clotted-porous sulphate (anhydrite and gypsum) and carbonaceous cement, mixed with carbonaceous-argillaceous and the pore- and film-type argillaceous (hydromica-type) cement. The rocks of talakh horizon are represented with medium-grained, fine-grained, coarse-grained, and very coarse-grained (gravelstone) sandstones with various types of cementation.

Кп определялся по акустическому импедансу. Вследствие невозможности достаточно точного учета нефте- и газонасыщенности ближней зоны данные электрического каротажа не использовались для определения пористости. По этой же причине и из-за недостаточной стандартизованности метода не использовались и данные нейтронного каротажа. Так, определение пористости пород ботубинского, хамакинского и талахского продуктивных горизонтов реализовано по данным акустического (АК) и гамма-гамма-плотностного (ГГКП) каротажа с использованием зависимостей типа «кern-кern» и «кern-ГИС».

The average values of Kp on the core analysis for reservoirs of botuobin, khamakin and talakh horizons made up 0,130, 0,092 and 0,113, correspondingly, and that of permeability –was 356,7, 183,2 and 46,7 mD

For the first time, in the course of estimation of HC reserves of the Chayanovskoye oil-gas condensate field (in 2013, within the botuobin horizon, in 2015-for all the pay zones) Kp was determined by acoustic impedance. Due to impossibility of sufficiently accurate account of oil- and gas-saturation of the near-field zone the data of electrical logging were not used for determination of porosity. Due to the same reason, because of insufficient

standardization of the method, the data of neutron logging were not used as well. Thus, the determination of porosity of the botuobin, khamakin and talakh pay zones was implemented with the use of data of acoustic logging and gamma-gamma-density logging, with application of correlations of the “core-to-core” type and “core-to-logging” type.

Integration of the acoustic logging and gamma-gamma-density logging is based on the application of correlations

of acoustic impedance (G), determined as multiplication of the longitudinal wave velocity in the rock and the bulk density of that rock, of porosity. Thus, based on the updated information according to well logging data and core analysis, correlation of G and Kp was corrected for botuobin horizon, and new correlations of “core-to-well logging data” for khamakin and talakh horizons were obtained [see Fig.3] .

Correlations for botuobin horizon were differentiated for gas-saturated and oil- and water-saturated rocks, for khamakin and talakh horizons they were accepted as unified because of insignificant impact of residual gas-saturation in the penetration zone on readings of devices at acoustic logging and gamma-gamma-density logging.

Relating to the wells drilled before 2000, the gamma-gamma-density logging was applied to only 10 of them.

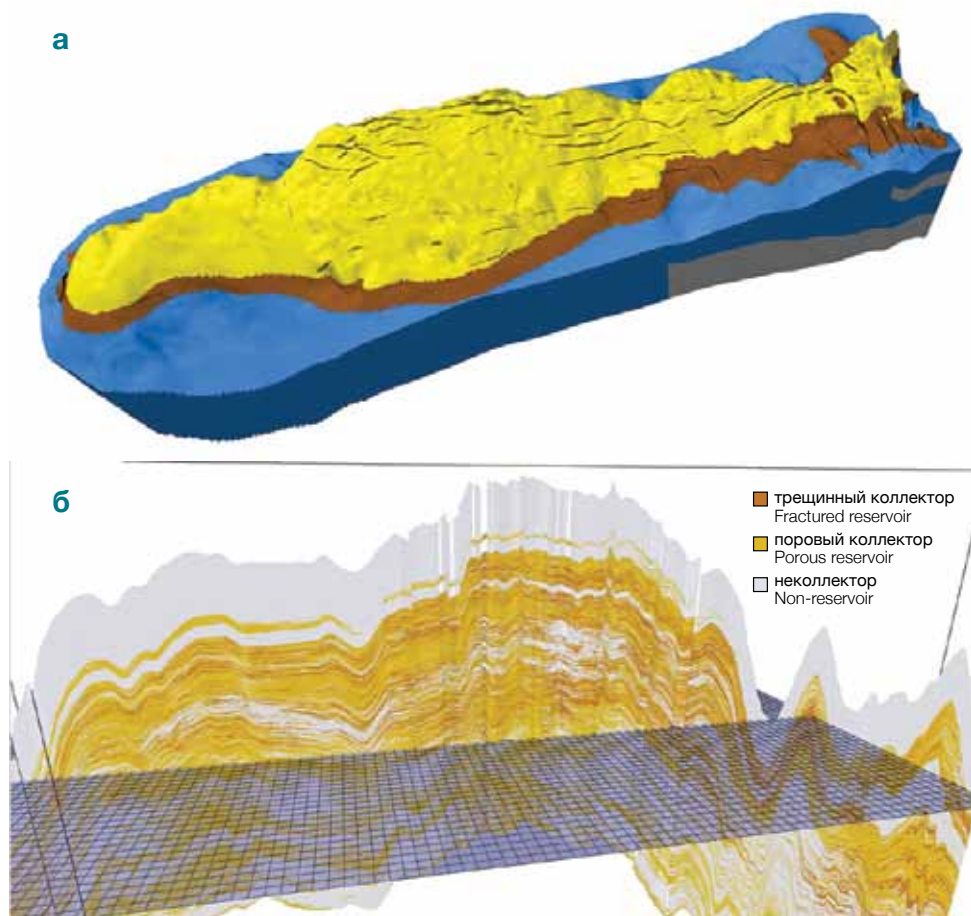


Рис. 8. Геологическая модель Оренбургского НГКМ. Куб флюидов (а) и разрез куба литологии (б)

Fig 8. Geological model of the Orenburg OGC field. Cube of fluids (a) and cross-section of the lithology cube (b/b)

Комплексирование методов АК и ГГКП основано на использовании зависимостей акустического импеданса (G), определяемого как произведение скорости распространения продольной волны по породе на объемную плотность этой породы, от пористости. Так, на основе вновь полученной информации по данным ГИС и исследованиям керна скорректирована зависимость G от Kp для ботубинского горизонта и получены новые зависимости

«кern-ГИС» для хамакинского и та-лахского горизонтов [рис. 3].

Зависимости для ботубинского горизонта дифференцированы для газонасыщенных и нефте- и водонасыщенных пород, для хамакинского и талахского горизонтов приняты едиными из-за слабого влияния остаточной газонасыщенности в зоне проникновения на показания методов АК и ГГКП.

Применительно к скважинам, пробуренным до 2000 г., ГГКП выполнен только в 10 из них. В этих случаях определение K_p пород проводилось по данным АК с использованием петрофизических зависимостей интервального времени упругих волн (At) от K_p , полученных на керне при моделировании пластовых термобарических условий и подтвержденных данными «кern-ГИС» [рис. 4]. Зависимости ДДК для ботубинского горизонта дифференцированы для чистых ($dJYK < 0,25$) и глинистых ($dJYK > 0,25$) коллекторов, где $dJYK$ - двойной разностный параметр гамма-каротажа.

Учет глинистости для коллекторов хама-кинского горизонта достигается введением в уравнение параметра $dJYK$. Для пропластков (гравелиты), чаще залегающих в верхней части хамакинского горизонта и характеризующихся аномально высокими показаниями гамма-каротажа (ГК), не связанными с глинистостью, определение пористости проводилось по зависимости «кern-кern», полученной при моделировании пластовых условий. В отложениях та-лахского горизонта показания ГК контролируются не только глинистостью, а в значительной степени минералогическим составом пород, поэтому учет глинистости при определении коэффициента пористости по АК не производился.

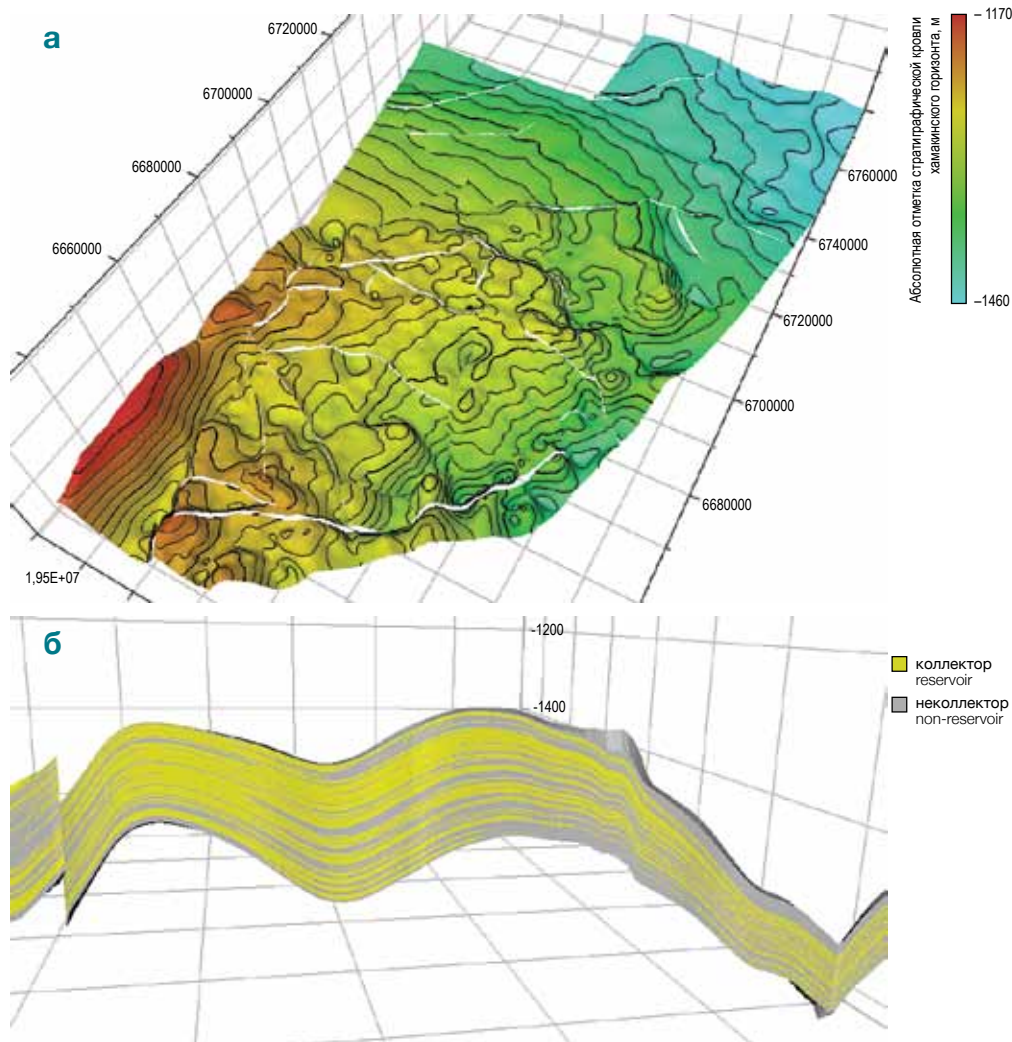


Рис. 9. Геологическая модель ЧНГКМ (фрагмент). Стратиграфическая кровля (а) и разрез куба литологии (б) хамакинского горизонта

Fig 9. Geological model of the Chayandinskoye oil-gas condensate field (fragment). Stratigraphic roof (a) and cross-section of lithology cube (b/b) of the Hamakin horizon

In such cases, determination of the K_p value of the rocks was carried out based on the data of acoustic logging with the use of petrophysical correlations of the interval time of elastic waves (At) and K_p , obtained on the core during the modeling of the thermobaric conditions of formation and confirmed by the “core-to-logging” data [see Fig.4]. Correlations for botuobin horizon were differentiated for clean ($dJYK < 0,25$) and argillaceous ($dJYK > 0,25$) reservoirs, where $dJYK$ is double gamma-ray index of the gamma logging.

The account of clay content for reservoirs of khamamin horizon is achieved through entering the $dJYK$ parameter into the equation. For alternations (gravelites), more often deposited in the upper part of the khamakin horizon and featured with abnormally high values of gamma-logging, not related to clay content, the determination of porosity was carried out based on correlation “core-to-core” obtained in the course of modeling of formation

При комплексной обработке данных ГИС осуществлялось также определение значений Кп пород по данным ГГКП с использованием петрофизических зависимостей, соответствующих каждому продуктивному горизонту. Учитывая низкую тесноту связей Кп, обусловленную вариациями минералогического состава, значения Кп по ГГКП применялись оценочно. В качестве результирующих при наличии в комплексе ГИС данных ГГКП были приняты значения Кп по G, в случае отсутствия ГГКП - значения К по АК. На основе обобщения всей геолого-геофизической информации построена цифровая трехмерная геологическая модель ЧНГКМ по всем трем продуктивным горизонтам (рис. 9), на базе которой коллективом геологов-ученых ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (под руководством Е.Е. Полякова) при участии специалистов филиала в г. Ухте (под руководством Н.П. Вишератиной), а также ООО «ЦНИП ГИС» (Л.А. Кондратьева, Л.Д. Колотущенко, В.Ю. Трухин, Т.А. Вотякова), ООО «Газпром геологоразведка» (А.А. Конторович, И.В. Корсунов), ООО «Ингеосервис» (под руководством О.А. Смирнова) выполнен подсчет запасов УВ. Продуктивность вышележащего осинского горизонта была оценена как непромышленная.

Кроме того, по результатам исследований, выполненных на ЧНГКМ, сделаны следующие основные выводы:

- 1) по итогам геологоразведочных работ существенно уточнена картина тектонического строения ЧНГКМ - обоснованно выделены 19 изолированных тектонических блоков (ранее были выделены четыре основных блока);
- 2) с учетом новых данных керна и информации о степени засоленности пород проведено районирование территории и уточнены граничные значения коэффициентов пористости и проницаемости продуктивных горизонтов ЧНГКМ;
- 3) линейные запасы УВ, подсчитанные в интервалах испытанных объектов, хорошо согласуются с максимальными значениями полученных дебитов газа с учетом величины скин-эффекта, что позволяет прогнозировать дебиты во вновь пробуренных скважинах.

Таким образом, детальное изучение геологического строения стратегически значимых газосодержащих объектов с последующим подсчетом запасов УВ позволяет прогнозировать перспективы развития минерально-сырьевой базы как ПАО «Газпром», так и в целом по России, а также экспортный потенциал страны.

The readings of gamma-logging, in the deposits of the talakh horizon, are not only controlled by clay content, but largely by mineral composition of rocks, that is why the account of clay content, while determining the porosity ratio by acoustic logging, was not done.

In the course of integrated logging data processing, determination of Kp values of rocks by the data of gamma-gamma-density logging was carried out as well, with the use of petrophysical functions, corresponding to each pay zone. Taking into account low linkage of Kp, determined by variations of the mineral composition, the values of Kp by gamma-gamma-density analysis were used in an estimative mode. The values of Kp by G, and in case of missing gamma-gamma-density logging, – the values of K by acoustic logging, were accepted as resulting data, provided the availability of the gamma-gamma-density logging data in the complex of well logging data. On the basis of integration of all the geological and geophysical information a 3D geological digital model was built-up for the Chayanovskoye oil-gas condensate field for all the 3 pay zones (Fig.9), on the basis of which a team of geologists of Gazprom VNIIGAZ (under direction of E.E.Polyakov), with participation of specialists of the branch in Ukhta (under direction of N.P.Visheratina), as well as LLC «TsNIP GIS» (L.A.Kondratyeva, L.D.Kolotushchenko, V.Yu.Trukhin, T.A.Votyakova), LLC «Gasprom Geologorazvedka» (A.A.Kontorovich, I.V.Korsunov), LLC «Ingeoservis» (under direction of O.A.Smirnov) the estimation of HC reserves has been carried out. Formation productivity of the above positioned Osin horizon was estimated as non-commercial.

Besides, the following major conclusions were made, based on the results of research, carried out at the Chayanovskoye oil-gas condensate field:

- 1) Based on the results of exploration works, the picture of tectonic structure of the Chayanovskoye oil-gas condensate field was significantly updated – 19 isolated tectonic blocks were delineated with due justification. (before only four basic blocks were delineated);
- 2) With account of updated core analysis data and the information about the degree of salinisation of rocks, zoning of the territory was carried out and boundary values of the porosity ratio and permeability of pay zones were updated for the Chayanovskoye oil-gas condensate field;
- 3) The contour reserves of HC, estimated in the intervals of tested targets are well correlated with the maximum values of obtained gas rates, with account of skin-effect value, which makes it possible to predict the production rates at the step-out wells.

Исследования, выполненные в Прикаспийской НГП, позволили обосновать беспрецедентно длительную стабильную работу АГКМ и, соответственно, Астраханского газохимического комплекса.

В пределах Волго-Уральской НГП результаты подсчета запасов позволяют оптимизировать проектные решения в части разработки и обустройства ОНГКМ в период падающей добычи.

Подсчет запасов ЧНГКМ Лено-Тунгусской НГП (входит в зону первоочередного освоения в районе действующего нефтепровода Восточная Сибирь - Тихий океан и проектируемого газопровода «Сила Сибири»), выполненный в сжатые сроки, позволил своевременно осуществить проектирование разработки и обустройства месторождения, а также более обоснованно планировать объемы и состав экспортного газа страны.

Список литературы

1. Поляков Е.Е. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Астраханского газоконденсатного месторождения / Е.Е. Поляков, Е.А. Фёдорова, В.В. Стрекозин и др. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. - № 3 (31). - С. 141-150.

2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье. - М.: ВНИГНИ; Тверь: НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.

3. Поляков Е.Е. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Е.Е. Поляков, А.Е. Рыжов, О.В. Ивченко и др. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. - № 3 (31). - С. 172-186.

Статья впервые опубликована в научно-техническом сборнике «Вести газовой науки», 2018 г., № 3.

Материал любезно предоставлен компанией ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

The original article was first published in the «Vesti Gazovoy Nauki» scientific journal no. 3, 2018.

Published with thanks to the Gazprom VNIIGAZ LLC.



Therefore, the detailed investigations of the geological structure of the strategic and significant gas-containing targets, with consequent estimation of the HC reserves makes it possible to predict the development perspectives of the mineral resource base of both PJSC "Gazprom", and of the whole Russia, as well as the export potential of the country.

The research, carried out in the Petroleum province of the Caspian Sea, made it possible to provide rationale for the unprecedented long and stable yield of the Astrakhan gas-condensate field and, correspondingly, of the Astrakhan Gas Chemical Complex.

The results of the reserves estimation, within the boundaries of the Petroleum province of the Volga-Urals area, will make it possible to optimize design solutions in terms of development and construction of the Orenburg oil-and-gas condensate field at the times of its declining production.

The estimation of reserves of the Chayanovskoye oil-gas condensate field of the Petroleum province of Lena-Tunguss area (is included in the zone of primary development in the area of the active crude pipeline "Eastern Siberia – the Pacific ocean" and projected pipeline "The Power of Siberia") carried out under tight schedule, made it possible to timely implement project engineering of development and construction of the field, as well as substantially plan the volumes and composition of the country's export gas.

References

1. POLYAKOV, Ye.Ye., Ye.A. FEDOROVA, V.V. STREKOZIN et al. Solving scientific tasks at calculation of hydrocarbon reserves in Astrakhan gascondensate field [Resheniye nauchnykh problem pri podschete zapasov uglevodorodov Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya]. Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 141–150. ISSN 2306-9849. (Russ.).

2. Guidelines on calculation of geological reserves of oil and gas using a volumetric procedure [Metodicheskiye rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefiti i gaza obyemnym metodom]. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIIGNI); Tver: NPTs "Tvergeofi zika", 2003. (Russ.).

3. POLYAKOV, Ye.Ye., A.Ye. RYZHOV, O.V. IVCHENKO et al. Scientific tasks solved at calculating hydrocarbon reserves of Chayanda oil-gascondensate field [Resheniye nauchnykh problem pri podschete zapasov uglevodorodov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 172–186. ISSN 2306-9849. (Russ.).