

УДК 553.98(268.45)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-93-106

## Опыт подсчета запасов углеводородов уникальных месторождений России

© 2018 г. | Ю.И. Пятницкий<sup>1</sup>, А.Н. Рыбьяков<sup>1</sup>, Е.Е. Поляков<sup>2</sup>, Е.А. Федорова<sup>2</sup>, К.М. Семенова<sup>2</sup>, В.В. Стрекозин<sup>2</sup>, А.Ю. Комаров<sup>3</sup><sup>1</sup>ПАО «Газпром», Москва, Россия; i.piatnitskiy@adm.gazprom.ru; a.rybiakov@adm.gazprom.ru;<sup>2</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; e\_polyakov@vniigaz.gazprom.ru; e\_fedorova@vniigaz.gazprom.ru; k\_semenova@vniigaz.gazprom.ru; v\_strekozin@vniigaz.gazprom.ru;<sup>3</sup>ООО «Газпром добыча Астрахань», Астрахань, Россия; adm@astrakhan-dobycha.gazprom.ru

Поступила 28.06.2018 г.

Принята к печати 10.07.2018 г.

**Ключевые слова:** газ; уникальные месторождения; ресурсный потенциал; подсчет запасов.

За последние годы сотрудниками Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были выполнены работы по подсчету запасов углеводородов уникальных месторождений (Астраханское ГКМ, Чаяндинское НГКМ и др.), расположенных в различных регионах России. В рамках данных работ были предложены научные подходы для решения разноплановых задач по изучению геологического и структурно-тектонического строения месторождений, обоснованию подсчетных параметров запасов и содержания компонентов углеводородов, уровня и положения газожидкостных контактов. На основе выполненных исследований были построены цифровые трехмерные геологические модели изученных месторождений и пересчитаны запасы углеводородов. На базе уточненных представлений о геологическом строении и запасах Чаяндинского НГКМ, входящего в зону первоочередного освоения в районе действующего нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» и проектируемого газопровода «Сила Сибири», была запроецирована разработка месторождения. Выполненный пересчет и значимый объем прироста прироста промышленных запасов свободного газа, конденсата, серы и сопутствующих компонентов башкирских отложений левобережной части Астраханского ГКМ (превышение запасов, числящихся на Государственном балансе РФ, на 20 %), несомненно, актуальны для обеспечения развития минерально-сырьевой базы Астраханского газохимического комплекса на юге России.

Для цитирования: Пятницкий Ю.И., Рыбьяков А.Н., Поляков Е.Е., Федорова Е.А., Семенова К.М., Стрекозин В.В., Комаров А.Ю. Опыт подсчета запасов углеводородов уникальных месторождений России // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 93–106. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-93-106.

## Hydrocarbon reserves assessment practice in the unique Russian fields

© 2018 | Yu.I. Pyatnitskii<sup>1</sup>, A.N. Ryb'yakov<sup>1</sup>, E.E. Polyakov<sup>2</sup>, E.A. Fedorova<sup>2</sup>, K.M. Semenova<sup>2</sup>, V.V. Strekozin<sup>2</sup>, A.Yu. Komarov<sup>3</sup><sup>1</sup>Gazprom, Moscow, Russia; i.piatnitskiy@adm.gazprom.ru; a.rybiakov@adm.gazprom.ru;<sup>2</sup>Gazprom VNIIGAZ, Moscow oblast, Russia; e\_polyakov@vniigaz.gazprom.ru; e\_fedorova@vniigaz.gazprom.ru; k\_semenova@vniigaz.gazprom.ru; v\_strekozin@vniigaz.gazprom.ru;<sup>3</sup>Gazprom добыча Astrakhan', Astrakhan', Russia; adm@astrakhan-dobycha.gazprom.ru

Received 28.06.2018

Accepted for publication 10.07.2018

**Key words:** gas; unique fields; resource potential; reserves assessment.

In the past years, specialists of the Centre for Hydrocarbon Resources and Reserves (Gazprom VNIIGAZ) have completed hydrocarbon reserves assessment for the unique fields (Astrakhansky gas condensate field, Chayandinsky oil and gas condensate field, etc.) situated in different regions of Russia. Within the framework of this work, they suggested the scientific approaches to solve the diverse problems related to the studies of field geological and structural-and-tectonic architecture; substantiation of variables used to estimate reserves and hydrocarbon components content; level and position of gas-liquid interfaces. On the basis of the researches completed, 3D digital geological models of the studied fields were created, and hydrocarbon reserves were re-assessed. Proceeding from the updated knowledge of geological structure and reserves of the Chayandinsky oil and gas condensate field included in the zone of priority development within the Eastern Siberia - Pacific Ocean Oil Line and scheduled Power of Siberia Gas Main operation areas, the reservoir engineering was carried out. The completed re-assessment and significant amount of incremental commercial reserves of free gas, condensate, sulphur and associated components within the Bashkirian formations in the left-bank part of the Astrakhansky gas condensate field (exceedance of reserves booked on the RF State Reserves Register by 20 %), are certainly of current importance for raw materials base development to supply the Astrakhansky Gas Chemical Facility in the south of Russia.

For citation: Tolstikov A.V., Astaf'ev D.A., Shtein Ya.I., Kabalin M.Yu., Naumova L.A. Hydrocarbon reserves and resources, opportunities for Russian offshore subsoil studies and commercial development in 21 century. *Geologiya nefiti i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4s):93–106. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-93-106.

**Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ)** расположено на территории Ленского и Мирнинского улусов (районов) в юго-западной части Республики Саха (Якутия) (рис. 1) и входит в зону первоочередного освоения в районе действующего нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий Океан» и проектируемого газопровода «Сила Сибири».

Месторождение открыто в 1980 г. В нефтегазовом отношении месторождение расположено в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, в тектоническом отношении — в северо-восточной части Непско-Пеледуйского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. Месторождение многопластовое, нефтегазоносны терригенные отложения венда, залежи — пластовые, тектонически и литологически экранированные, нефтегазоконденсатные.

Месторождение уникально по многим показателям: объему запасов углеводородов, геологическим условиям (аномально низкие пластовые давления, низкие пластовые температуры, разломная тектоника, расположение в криолитозоне, наличие галита в качестве цементирующего материала пород, высокая минерализация пластовых вод, большая площадь распространения нефтяных оторочек при небольшой толщине), составу пластового газа (содержание азота в пластовом газе 7–10 %об., гелия — 0,44–0,57 %об.).

Предыдущий подсчет запасов УВ месторождения, не считая оперативных, выполнен большим коллективом авторов (В.Д. Матвеев и др.) АО Национальная нефтегазовая компания «Саханефтегаз» и представлен в ГКЗ РФ в 2000 г. В рамках указанной работы было установлено, что открытые ранее (до 1988 г.) месторождения Озерное, Нижнехамакинское и Восточно-Талаканское являются частями единого крупного месторождения, названного впоследствии Чаяндинским.

Начиная с 2008 г., после получения лицензии, ПАО «Газпром» в пределах Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения выполнен большой объем геолого-геофизических работ: проведены сейсморазведочные работы 2D и 3D и пробурены новые разведочные скважины (50), в ходе которых получена новая геолого-геофизическая и промысловая информация о строении и газонасности Чаяндинского месторождения, послужившая основанием для пересчета запасов, выполненного ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2014–2015 гг.

Авторы статьи непосредственно в ходе работ при выполнении окончательного подсчета запасов УВ Чаяндинского НГКМ решали возникающие научные проблемы и успешно защитили построенную геологическую модель и результаты подсчета в ФБУ «ГКЗ» (2015).

Так, по результатам геолого-разведочных работ, в частности обработки и интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ-3D, выполненных на всей площади Чаяндинского лицензионного участка, существенно усложнилось **тектоническое строение месторождения** относительно принятого при подсчете запасов 2000 г. (рис. 2). В 2015 г. было обосновано преимущественно блоковое строение месторождения и выделено 19 тектонических блоков (при подсчете запасов 2000 г. — 4 блока): Северный (2 блока: Северо-Западный, Северный основной); Западный (2 блока: Западный-1, Западный-2); Южный-I (4 блока: Южный-I-1, Южный-I-2, Южный-I-3, Южный-I-4); Южный-II (4 блока: Южный-II-1, Южный-II-2, Южный-II-3, Южный-II-4); Саманчакинский (6 блоков: Саманчакинский-0, Саманчакинский-1, Саманчакинский-2-северный, Саманчакинский-2-южный, Саманчакинский-3, Саманчакинский-4); Восточно-Талаканский.

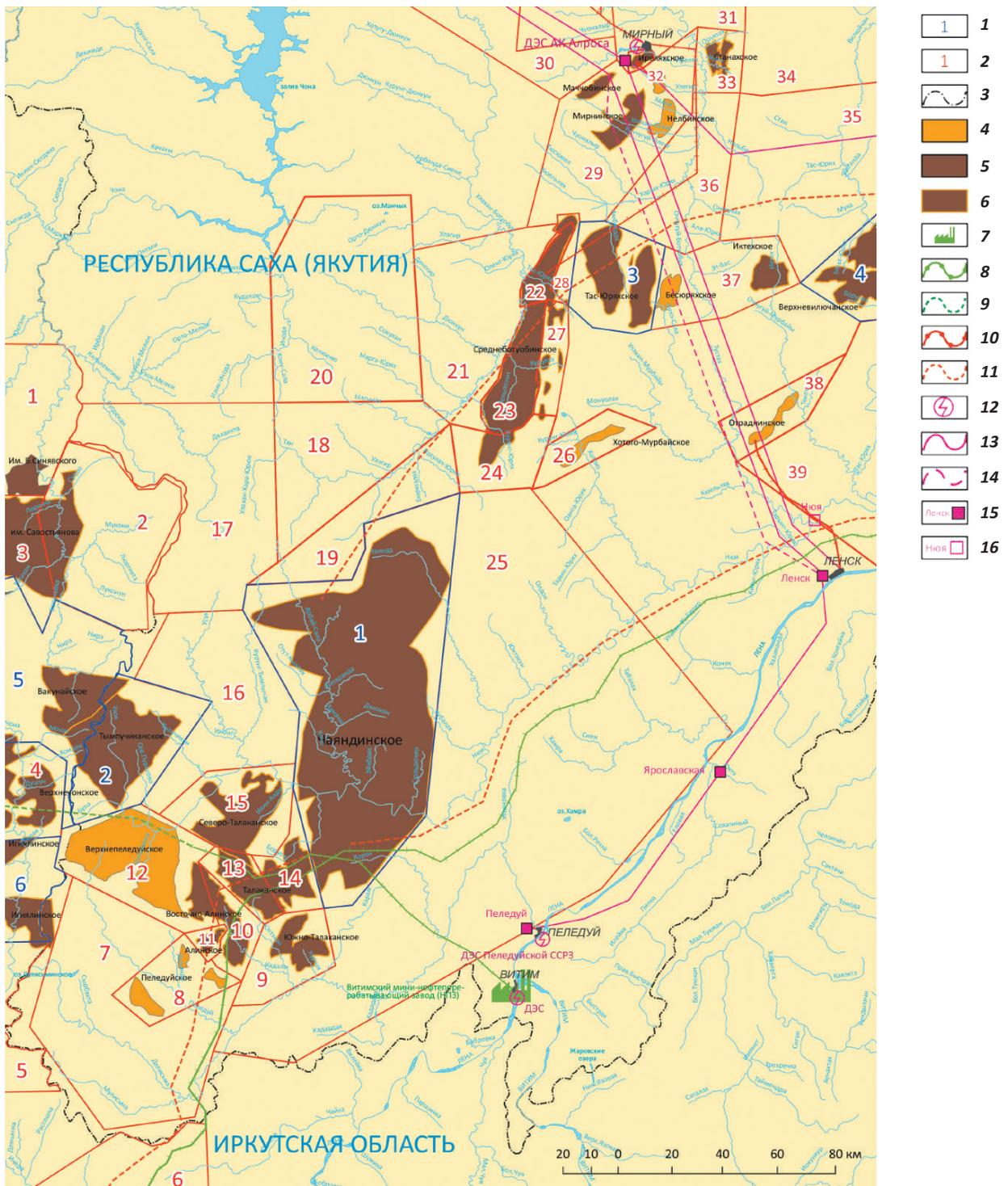
Существенным критерием, использованным при определении границ блоков и коррекции результатов сейсмической интерпретации при подсчете запасов 2015 г., являлся анализ положения газожидкостных контактов. Так, существенное изменение положения ГНК/ТВК однозначно свидетельствует о наличии гидродинамического барьера. В условиях Чаяндинского месторождения таковыми являются тектонические нарушения.

В настоящее время существенная раздробленность месторождения тектоническими нарушениями подтверждена и данными эксплуатационного бурения — впервые были выявлены дополнительные обособленные блоки со своими уровнями газо-жидкостных контактов.

Также впервые при выполнении подсчета запасов на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении (в 2013 г. — в пределах ботуобинского горизонта, в 2015 г. — для всех продуктивных горизонтов — хамакинского и талахского) **коэффициент пористости ( $K_p$ )** определялся по акустическому импедансу, тесно связанному с пористостью, определенной по керну. Это было установлено по результатам исследований керна в лабораториях Института и позволило повысить точность оценок пористости коллекторов по сравнению с методиками, применяемыми до этого (по данным нейтронного и электрического каротажа и т.п.). Данные электрического каротажа для определения пористости не использовались вследствие невозможности достаточно точного учета нефте- и газонасыщенности ближней зоны. По этой же причине и из-за недостаточной стандартизованности метода не применялись и данные нейтронного каротажа.

Комплексирование акустического (АК) и плотностного (ГКП) методов основано на использовании зависимостей акустического импеданса ( $G$ ), определяемого как произведение скорости распро-

**Рис. 1.** Обзорная карта района работ Чаюндинского НГКМ  
**Fig. 1.** Location map of study area showing the Chayandinsky oil and gas condensate field



**Лицензионные участки (1, 2):** 1 — группы ПАО «Газпром», 2 — прочих компаний; 3 — административные границы; **месторождения углеводородов (4–6):** 4 — газовые и газоконденсатные, 5 — нефтяные, 6 — нефтегазовые и нефтегазоконденсатные; 7 — нефтеперерабатывающий завод; **нефтепроводы (8, 9):** 8 — действующие, 9 — строящиеся и проектируемые; **газопроводы (10, 11):** 10 — действующие, 11 — строящиеся и проектируемые; 12 — дизельные и газодизельные электростанции; **линии электропередач переменного тока (13, 14):** 13 — действующие, 14 — строящиеся и проектируемые; **подстанции (15, 16):** 15 — действующие, 16 — строящиеся и проектируемые

**License areas (1, 2):** 1 — PJSC Gazprom group, 2 — other companies; 3 — administrative borders; **hydrocarbon fields (4–6):** 4 — gas and gas condensate, 5 — oil, 6 — oil and gas, and oil and gas condensate; 7 — oil producing facility; **oil lines (8, 9):** 8 — active, 9 — under construction and scheduled; **gas lines (10, 11):** 10 — active, 11 — under construction and scheduled; 12 — diesel and gas-diesel power plants; **AC transmission lines (13, 14):** 13 — active, 14 — under construction and scheduled; **substations (15, 16):** 15 — active, 16 — under construction and scheduled



Лицензионные участки предприятий группы Газпром		
Порядковый номер	Название ЛУ	Компания-недропользователь
1	Чаяндинский	ПАО «Газпром»
2	Тымпучиканский	ООО «Газпромнефть-Ангара»
3	Участок недр федерального значения, включающий Тас-Юрхское месторождение	ПАО «Газпром»
4	Участок недр федерального значения, включающий Верхневилючанское месторождение	ПАО «Газпром»
5	Вакунайский	ООО «Газпромнефть-Ангара»
6	Игналинский	ООО «Газпромнефть-Ангара»
Лицензионные участки прочих компаний		
1	Северо-Могдинский	АО «ИНК-Север»
2	Восточно-Сугдинский	ПАО НК «Роснефть»
3	Могдинский	То же
4	Верхнечонское месторождение	АО «Верхнечонскнефтегаз»
5	Верхнеичерский	ООО «Восток-Энерджи»
6	Рассохинский	ПАО «Сургутнефтегаз»
7	Пеледуйский	То же
8	Пеледуйское месторождение	"
9	Южно-Талаканское месторождение	"
10	Восточно-Алинское месторождение	"
11	Алинский	"
12	Верхнепеледуйское месторождение	"
13	Талаканское, Центральный блок	"
14	Восточно-Талаканский	"
15	Северо-Талаканское месторождение	"
16	Кедровый	"
17	Гиллябкинский	"
18	Курунгский	ООО «Таас-Юрх Нефтегазодобыча»
19	Бюкский	ООО «Иркутская нефтяная компания» (ИНК)
20	Верхнеджункунский	То же
21	Джункунский	ПАО «Сургутнефтегаз»
22	Среднеботуобинское месторождение	АО «АЛРОСА-Газ»
23	Среднеботуобинское месторождение (Центральный блок)	ООО «Таас-Юрх Нефтегазодобыча»
24	Южно-Джункунский	ООО «Иркутская нефтяная компания» (ИНК)
25	Хоронохский	ПАО «Сургутнефтегаз»
26	Хотого-Мурбайский	АО «Сибирская нефтегазовая компания»
27	Восточные блоки Среднеботуобинского НГКМ	АО «Роснефтегаз»
28	Тектуйский	АО «АЛРОСА-Газ»
29	Мирнинский	ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания» (ЯТЭК)
30	Южно-Сюльдюкарский	ООО «Сюльдюкарнефтегаз»
31	Бахчинский	ПАО «Сургутнефтегаз»
32	Иреляхское месторождение	ЗАО «Иреляхнефть»
33	Станахский	ПАО «Сургутнефтегаз»
34	Багдынский	То же
35	Юрхский	"
36	Средневилючанский	"
37	Иктехский	ОАО «Ленанефтегаз»
38	Отрадинский	ООО «ГДК Ленск-Газ»
39	Бетинчинский	ООО «ГеоГлобалл»

странения продольной волны по породе на объемную плотность этой породы, от пористости. Так, на основе вновь полученной информации по данным ГИС и исследованиям керна получены новые зависимости акустического импеданса от коэффициента пористости для ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов (рис. 3).

Зависимости  $K_p(G)$  для ботубинского горизонта дифференцированы для газонасыщенных, 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.

На Чайндинском нефтегазоконденсатном месторождении также впервые было изучено влияние засоления пород при сопоставлении эффективной и динамической пористости с коэффициентами пористости и абсолютной проницаемости: граничные значения пористости для засоленных образцов — низкие, для незасоленных — более высокие; проницаемость засоленных образцов сохраняет высокие значения при низкой эффективной и динамической пористости.

При сопоставлении коэффициентов пористости с относительной проницаемостью индикационные точки засоленных образцов закономерно располагаются в области низкой пористости. При сопоставлении коэффициентов проницаемости с относительной проницаемостью индикационные точки засоленных и незасоленных образцов не дифференцируются.

Такое влияние засоления на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород объясняется особенностями заполнения солью порового пространства: при засолении тупиковых и боковых пор, где фильтрация пластового флюида не происходит либо замедляется, остаются свободными каналы активной фильтрации.

Таким образом, в результате анализа полученных результатов для практического применения для выделения коллекторов были рекомендованы граничные значения коэффициентов пористости и проницаемости, определенные по сопоставлениям с динамической пористостью:

– ботубинский горизонт:

• незасоленные породы:  $K_{п.гр} = 0,039$  доли ед.,  $K_{пр.гр} = 0,8$  мД;

• засоленные породы:  $K_{п.гр} = 0,013$  доли ед.,  $K_{пр.гр} = 0,8$  мД;

• хамакинский горизонт:

• незасоленные породы:  $K_{п.гр} = 0,04$  доли ед.,  $K_{пр.гр} = 0,5$  мД;

• засоленные породы:  $K_{п.гр} = 0,02$  доли ед.,  $K_{пр.гр} = 0,5$  мД;

– талахский горизонт:

• незасоленные породы:  $K_{п.гр} = 0,065$  доли ед.,  $K_{пр.гр} = 0,7$  мД;

• засоленные породы:  $K_{п.гр} = 0,045$  доли ед.,  $K_{пр.гр} = 0,7$  мД.

На начальном этапе **моделирования** структурные поверхности, полученные на основе данных комплексной интерпретации сейсморазведок МОГТ-3D, 2D, бурения, были использованы для построения структурного каркаса, в пределах которого строилась 3D геологическая модель. Для этого, кроме структурных поверхностей по стратиграфическим границам, использовались стратиграфические разбивки в скважинах отражающих горизонтов, линии тектонических нарушений по данным сейсморазведки 3D и полигоны зон глинизации.

Для корректных гидродинамических расчетов при создании геологической модели поверхности контактов по результатам опробования и в соответствии с данными интерпретации ГИС приняты горизонтальными.

На следующем этапе построения геологической модели, по данным интерпретации сейсморазведки 3D, создана модель разрывных нарушений всех продуктивных горизонтов.

Для этого из срединных линий разломов созданы вертикальные fault sticks, составившие разломный каркас модели. Все тектонические нарушения приняты вертикальными и экранирующими. Откорректированы точки пересечения/соединения всех разломов, в результате чего было выделено 19 изолированных сегментов (тектонических блоков).

С учетом 3D-модели разломов все структурные поверхности продуктивных горизонтов откорректированы. Выполнен анализ амплитуды каждого разлома и заново проверена согласованность залегания поверхностей с оценкой корректности этих построенных по скважинным данным.

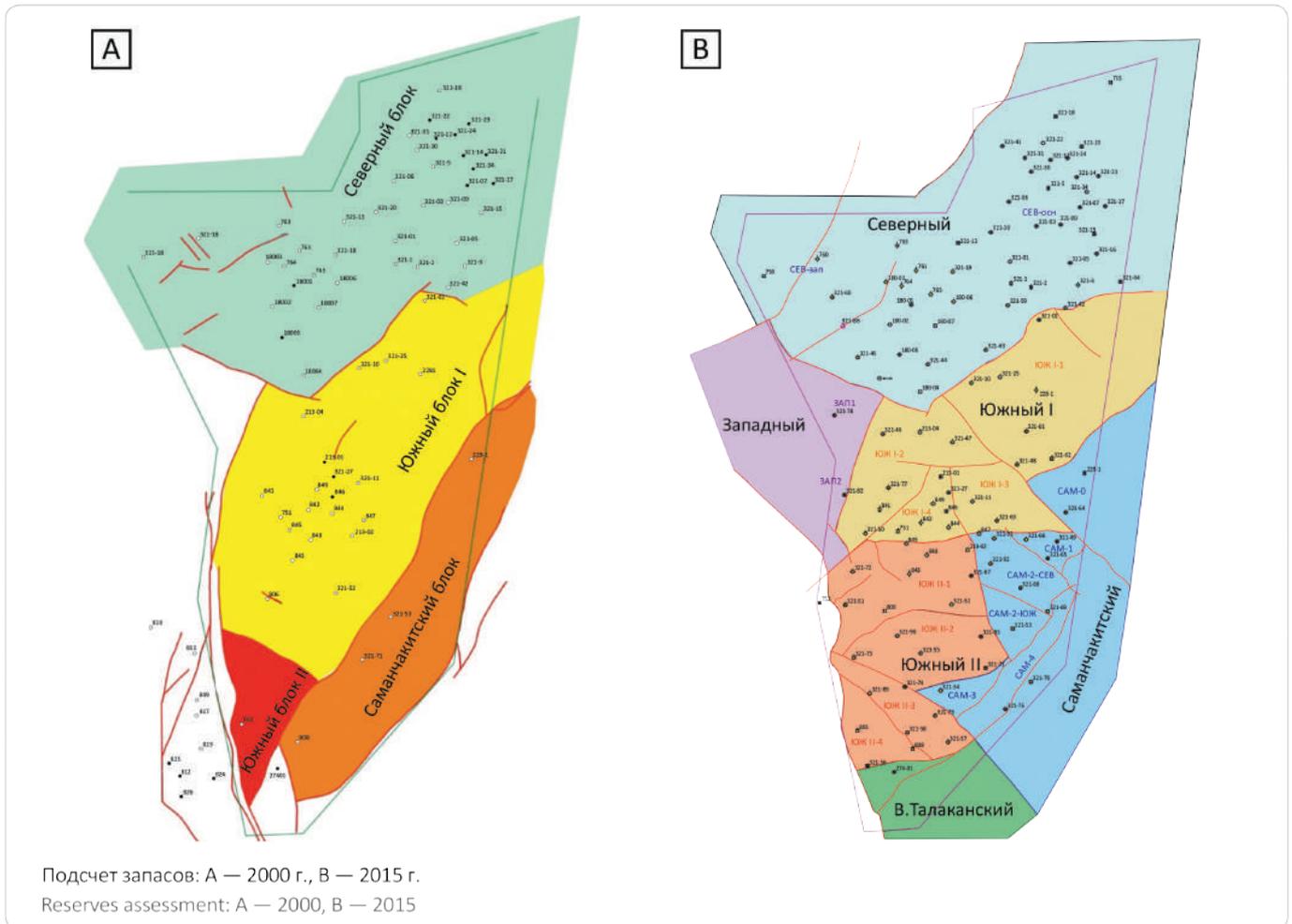
Методом схождения построены поверхности кровли/подшвы коллектора, во всех блоках отмечены собственные контуры газожидкостных контактов (ГНК, ГВК и ВНК). Геологический разрез месторождения представлен на рис. 4.

На заключительном этапе построения 3D геологической модели проводился как подсчет эффективного, порового и нефте(газо)насыщенного объемов коллекторов, так и расчет средневзвешенных значений подсчетных параметров ( $H_{эф}$ ,  $K_p$ ,  $K_{п}$ ,  $K_r$ ).

По сравнению с суммарными утвержденными запасами, в целом по Чайндинскому нефтегазоконденсатному месторождению в пределах лицензионного участка подсчитанные суммарные запасы сухого газа относительно запасов, стоящих на Госбалансе на 01.01.2015 г., изменились следующим образом:



**Рис. 2.** Изменение тектонического строения Чайандинского НГКМ по результатам проведения геолого-разведочных работ 2008–2015 гг.  
**Fig. 2.** Updating the tectonic structure of the Chayandinsky oil and gas condensate field on the results of exploration activities of the years 2008 to 2015



– в категории  $C_1$  — прирост запасов сухого газа на 10,5 %, конденсата — на 9,4 %;

– в категории  $C_2$  — уменьшение запасов сухого газа на 17 %, конденсата — на 20 %.

В абсолютных цифрах суммарные запасы газа выросли на 17 506 млн  $m^3$ , конденсата — практически не изменились. Подведем итоги по результатам выполненных исследований на Чайандинском нефтегазоконденсатном месторождении.

1. Существенно уточнено тектоническое строение месторождения — обосновано выделение 19 изолированных тектонических блоков (ранее было выделено 4 основных блока).

2. К настоящему времени накоплен большой объем лабораторных исследований керна. Впервые при выполнении подсчета запасов на Чайандинском нефтегазоконденсатном месторождении коэффициент пористости определялся по акустическому импедансу.

3. С учетом новых данных изучения керна и информации о степени засоленности пород проведено районирование территории и уточнены граничные значения коэффициентов пористости

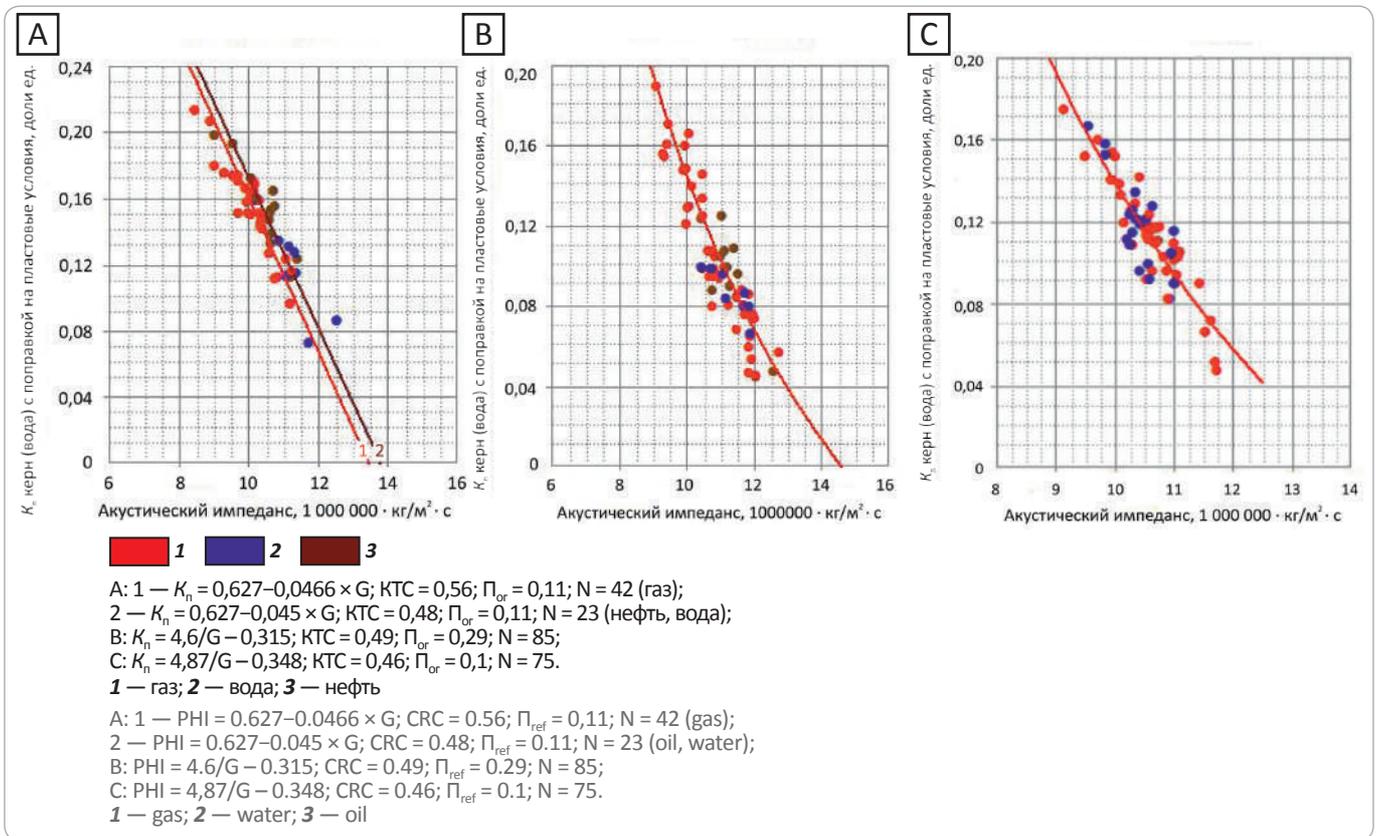
и проницаемости продуктивных горизонтов месторождения.

**Астраханское газоконденсатное месторождение** расположено в 60 км к северу от Астрахани, на территории Наримановского, Красноярского, Харабалинского и Енотаевского районов области. В тектоническом отношении месторождение находится на территории юго-западной прибортовой зоны Прикаспийской впадины и приурочено к субширотному Аксарайскому валу в центральной части Астраханского свода (рис. 5). В нефтегазоносном отношении месторождение расположено в пределах юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции и относится к подсоловому мегакомплексу осадочного чехла. Открытое в 1976 г. месторождение введено в опытно-промышленную эксплуатацию в 1986 г., а с 1994 г. находится в промышленной эксплуатации. Промышленно продуктивны карбонатные отложения башкирского яруса среднего карбона.

Природный газ Астраханского газоконденсатного месторождения является базовым сырьевым

**Рис. 3.** Зависимости определения коэффициента пористости по акустическому импедансу по данным керн (пластовые условия) и ГИС ботубинского (А), хамакинского (В) и талахского (С) горизонтов Чайядинского НГКМ

**Fig. 3.** Diagram for porosity factor determination using acoustic impedance obtained from core (reservoir conditions) and well logging data of the Botuobinsky (A), Khamakinsky (B), and Talakhsky (C) horizons (Chayandinsky oil and gas condensate field)



источником для одного из крупнейших в России Астраханского газохимического комплекса при производстве товарного и сжиженного газа, стабильного конденсата, бензина, серы, диоксида углерода, дизельного топлива, широкого круга фракций легких УВ и других продуктов. Мощности комплекса позволяют ежегодно добывать и перерабатывать до 12 млрд м<sup>3</sup> газа и до 7,3 млн т жидких УВ.

Месторождение уникально по запасам и некоторым его компонентам, геологическим условиям (аномально высокие пластовые давления и температура, большая глубина, проявление соляно-купольной тектоники, фациально неоднородный и низкопроницаемый карбонатный коллектор), составу пластового газа (содержание кислых компонентов около 40%), наличию природоохранных объектов на его территории.

В числе основных особенностей строения резервуара Астраханского газоконденсатного месторождения следует отметить неравномерность распределения ФЕС по площади и разрезу, фациальную неоднородность и т. д. Даже в пределах разрабатываемого участка, несмотря на густую сеть скважин, до последнего времени сложное сочетание седиментационного и тектонического факторов не

позволяло выявить четкие закономерности распределения эффективных коллекторов. Кроме того, вопросы закономерностей образования и сохранения пустотного пространства палеозойских карбонатных коллекторов Астраханского свода в целом и месторождения, расположенного в его сводовой части, остаются малоизученными.

Предыдущие подсчеты запасов УВ рассматриваемого месторождения-гиганта, не считая оперативных, проводились еще в советское время, последний был выполнен в 1987 г. большим коллективом авторов, в составе которого участвовали геологи-практики (Г.Н. Иванов, Г.М. Магомедов, Р.Ш. Алиев и др.), а также геологи-ученые Мингео СССР (Г.А. Габриэлянц, Я.Н. Басин, В.И. Петерсилье, Г.Х. Шерман, В.И. Пороскун, Е.Е. Поляков и др.). В 1988 г. результаты подсчета запасов были представлены в ГКЗ СССР геологическим объединением «Нижневожскгеология».

В последние десятилетия на территории лицензионных участков ПАО «Газпром» и в пределах центральной и левобережной частей Астраханского свода выполнен дополнительный объем геолого-геофизических работ: проведены сейсморазведочные работы 2D и 3D (1993–2009) и пробурены новые



Рис. 4. Обзорная карта района работ Чайяндинского НГКМ

Fig. 4. Location map of study area showing the Chayandinsky oil and gas condensate field

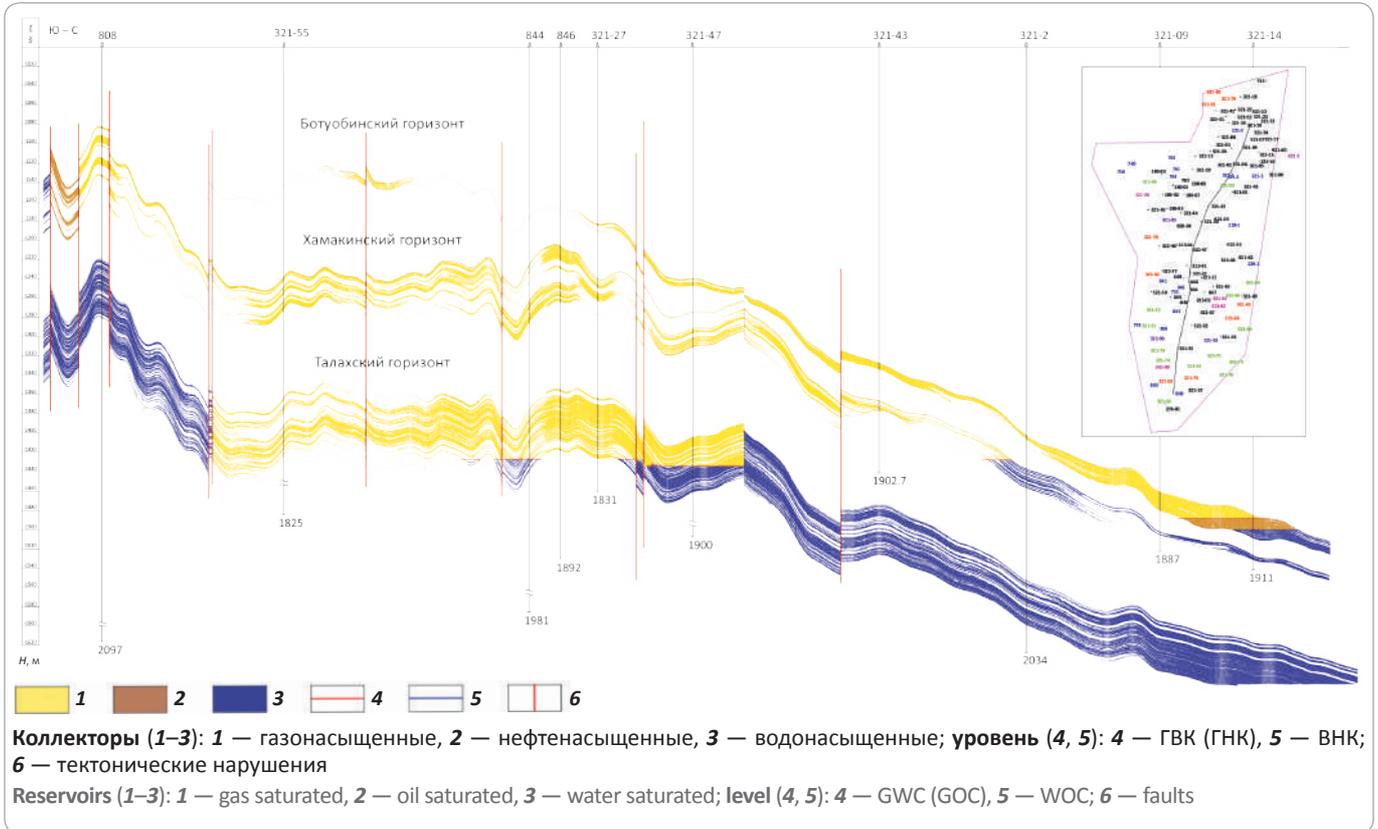
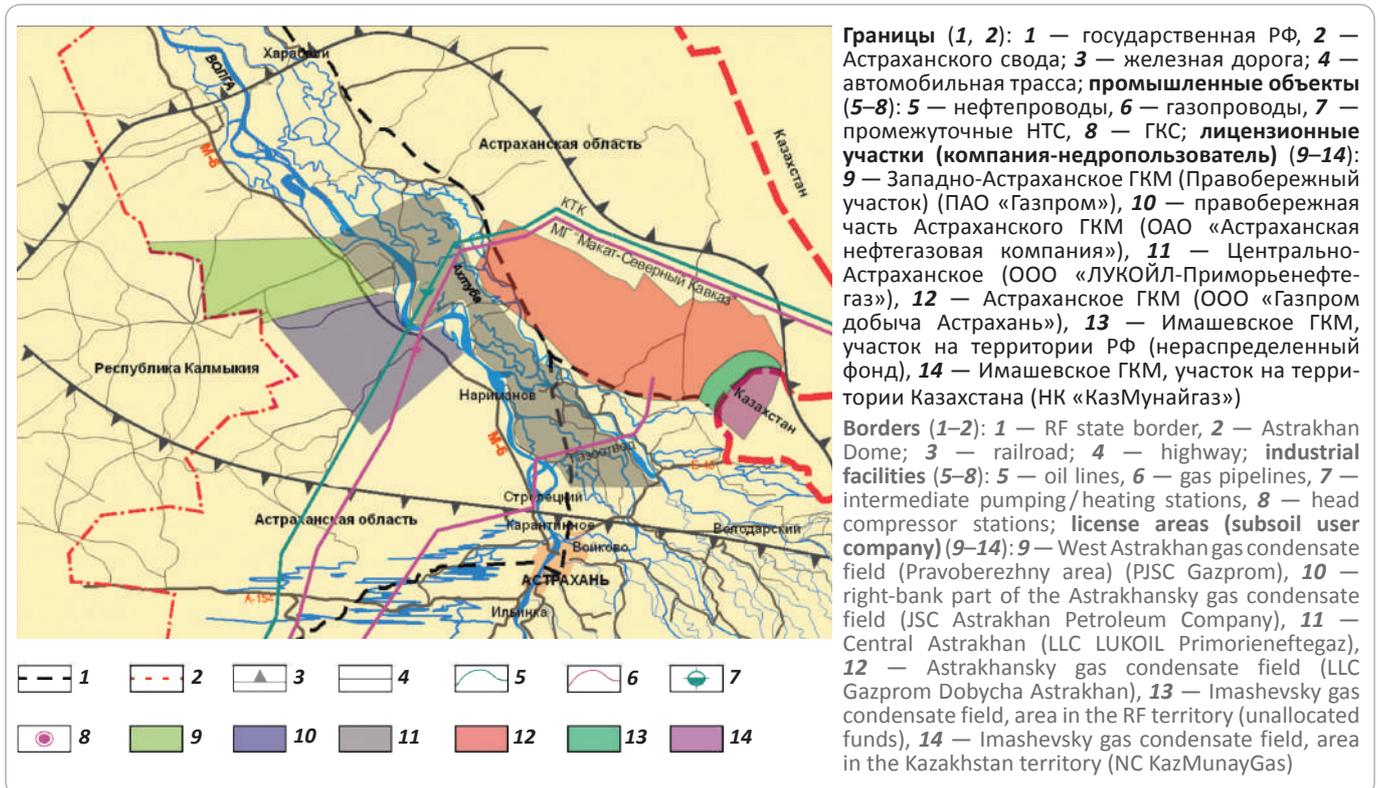


Рис. 5. Обзорная схема района Астраханского свода

Fig. 5. Overview map of the Astrakhan Dome



поисково-разведочные и эксплуатационные скважины, в ходе которых получена новая геолого-геофизическая и промысловая информация о строении и газоносности левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения, послужившая основанием для пересчета запасов, выполненного ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2012–2013 гг.

Авторы статьи непосредственно решали научные проблемы при выполнении генерального пересчета запасов левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения, являющегося де-факто самостоятельным месторождением, защищали геологическую модель месторождения и результаты подсчета в ФБУ «ГКЗ» (2014).

Как известно, для количественной и качественной оценок газонасыщенности коллектора к основным относятся данные электрического каротажа. Комплекс методов, позволяющий принципиально решить задачу **оценки удельного электрического сопротивления (УЭС)** продуктивных пластов, включает боковое каротажное зондирование (БКЗ), каротаж фокусированными зондами в модификациях БК-3 и БКС-2, индукционный каротаж (ИК). Поскольку изучаемые разрезы характеризуются высокой степенью дифференцированности по электрическому сопротивлению, а толщина электрически однородных пластов, как правило, не превышает 2–3 м, то применение БКЗ для данной цели практически невозможно. Учитывая ограничения ИК для оценки электрических сопротивлений, превышающих 30–40 Ом · м, возможность применения метода при массовой оценке сопротивления также исключается. Таким образом, единственным методом, практически пригодным для решения указанной задачи, является боковой каротаж в модификациях БК-3 и БКС-2я или более новые модификации БК-7, БК-9.

При предыдущем подсчете запасов была использована методика определения УЭС пластов в скважинах с проведенными замерами БКС-2. Основным недостатком методики заключался в достаточной условности ввода поправок в показания БК-3 (когда данные БКС-2 отсутствовали) за время, прошедшее между каротажом и вскрытием пласта скважиной, которое существенно изменяет УЭС фактически без наличия информации о реальной скорости формирования зоны проникновения.

Поэтому для определения УЭС было предложено использовать методику, хорошо апробированную на месторождениях Западной Сибири, основанную на получении корреляционных связей УЭС по БКЗ и условного сопротивления по ИК. В качестве БКЗ использовалось УЭС пластов, определенное по данным двухзондового БКС-2 (по скважинам, пробуренным до 2000 г.) и двухзондового БК-7, БК-9 (по скважинам, пробуренным после 2000 г.). Эти значения сопоставлялись с условным сопротивлением,

определенным по данным однозондового бокового каротажа (БК), проведенного в тех же скважинах одновременно с двухзондовыми модификациями. Из-за изменения технологии и скорости бурения эксплуатационных скважин после 2000 г. (колонну стали спускать только до кровли башкирских отложений), состава буровых растворов, размеры зон проникновения уменьшились. Поэтому была проведена градация зависимостей УЭС, определенного по данным двухзондового бокового каротажа БКС-2 (в скважинах до 2000 г.) и по данным двухзондового бокового каротажа БК-7, БК-9 (в скважинах после 2000 г.), от условного сопротивления, определенного по данным однозондового бокового каротажа БК. В итоге получен алгоритм определения УЭС по всем пробуренным скважинам в зависимости от даты их бурения (до или после 2000 г.). Этот алгоритм отражен на рис. 6, из которого следует, что влияние зоны проникновения в скважинах, пробуренных после 2000 г., значительно меньше, что вполне закономерно и подтверждает достоверность полученных уравнений.

Характерной особенностью структурного положения резервуара основной залежи левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения является резкое и неравномерное колебание **положения поверхности газоводяного контакта**, которое в соответствии с критериями ГКЗ условно отбивается на отметках, ниже которых газонасыщенность оценивается значением менее 50 %.

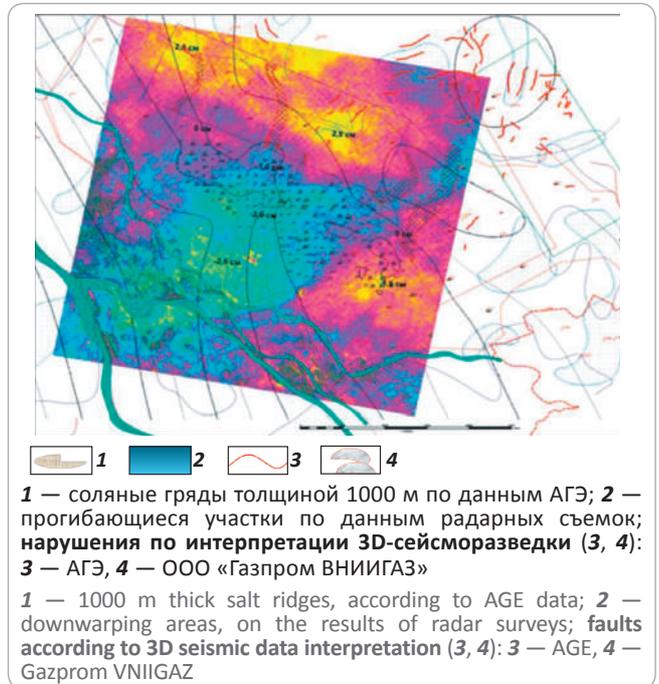
Известно, что уровень раздела двух фаз, в частности газа и воды, определяемый геологами как условный контакт, обосновывается по прямым и косвенным признакам, получаемым в результате проведения ГИС, гидродинамических исследований и испытаний скважин. Этот подход хорошо работает в интервалах предельного насыщения коллекторов, особенно в тех, которые обладают хорошими ФЕС. К таким коллекторам обычно относят высокопористые и проницаемые терригенные или карбонатные породы. В башкирской продуктивной толще известняков таких коллекторов практически нет, другие же характеризуются низкими значениями пористости (6–12 %) и проницаемости (0,05–2 мкм<sup>2</sup>). Кроме того, был выделен класс плохих коллекторов с пористостью от 3 до 6 % и проницаемостью до 0,05 мкм<sup>2</sup>, отбракованных для подсчета запасов в ГКЗ, но важных с учетом их трещиноватости и роли в дренировании жидкости в процессе разработки с точки зрения объяснения и прогноза обводнения продукции отдельных скважин и зон месторождения. Как известно, при таких условиях переход вверх по разрезу от водонасыщенной части к предельно газонасыщенной продуктивной части происходит постепенно, образуя так называемую переходную зону. Газо/нефтенасыщенность в ней определяется соотношением капиллярных и гравитационных сил



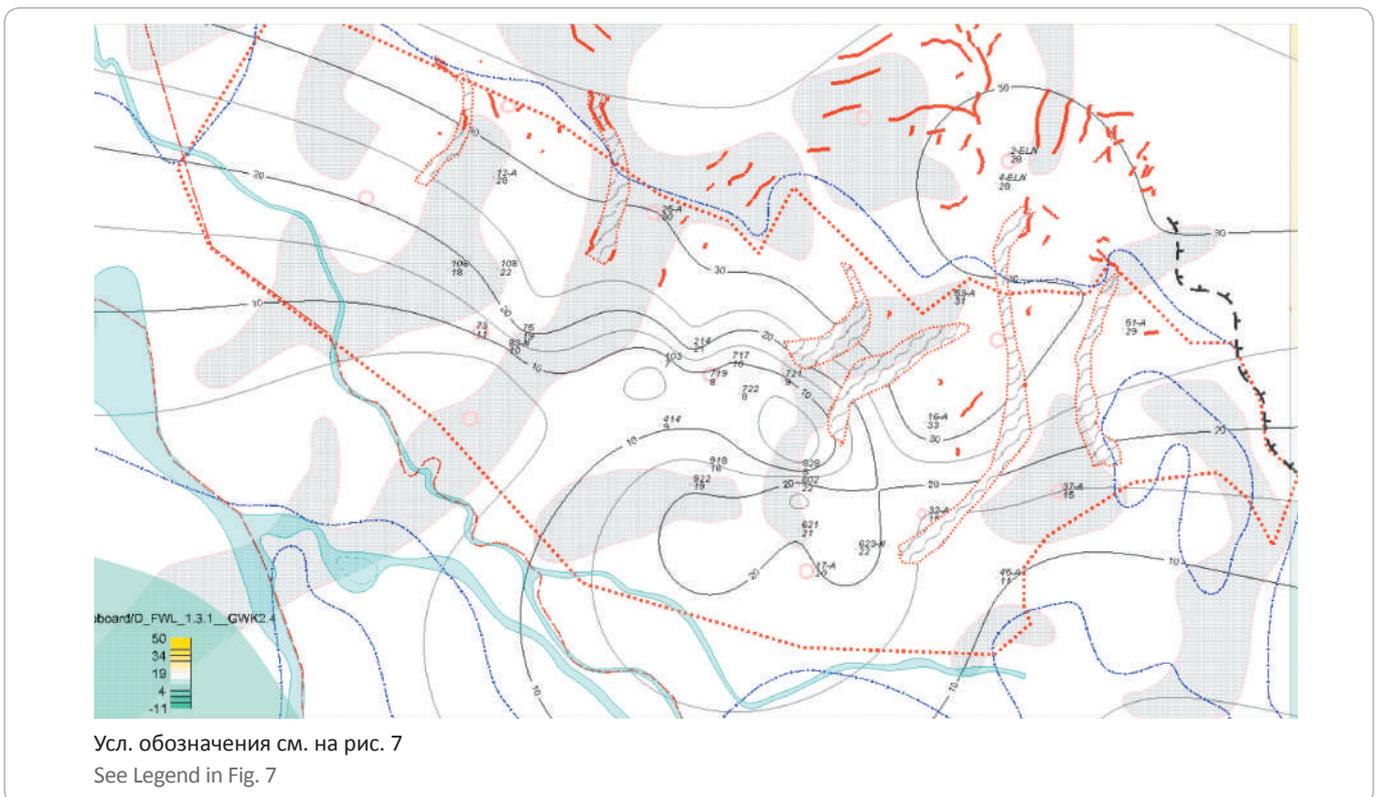
**Рис. 6.** Зависимость УЭС от условного сопротивления, определенного по данным БК-3 (Астраханское ГКМ)  
**Fig. 6.** Resistivity as a function of conventional resistivity determined from LL-3 data (Astrakhansky gas condensate field)



**Рис. 7.** Карта ГВК по данным ГИС, тектонические нарушения и результаты интерпретации радарных съемок 2003–2008 гг. (Астраханское ГКМ)  
**Fig. 7.** GWC map based on well logging data, faults, and the results of radar surveys in the years 2003–2008 (Astrakhansky gas condensate field)



**Рис. 8.** Карта превышения ГВК над поверхностью свободной воды по данным ГИС, соляные гряды и нарушения по объединенному кубу 3D (Астраханское ГКМ)  
**Fig. 8.** Map of GWC rise above the free water level according to well logging data, salt ridges, and faults from the consolidated 3D cube (Astrakhansky gas condensate field)



для контактируемых фаз над уровнем «свободной воды». При этом чем выше пласт-коллектор в такой зоне над этим уровнем, тем выше насыщенность коллекторов более легким фазовым компонентом и тем меньше в нем содержание воды. В таких случаях определение положения уровня свободной воды становится одной из первоочередных задач, которые необходимо решать перед обоснованием контактов, в том числе и ГВК.

В ходе выполнения последних исследований данные интерпретации и переинтерпретации материалов ГИС в левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения позволили уточнить сложную морфологию поверхности ГВК (рис. 7), а также установить ее взаимосвязь по площади с «зеркалом свободной воды» (англ. free water level, FWL) (рис. 8) по результатам анализа данных электрического каротажа («электрической модели»). При этом отрицательное влияние глубокого проникновения фильтрата бурового раствора в скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения на данные БК усугублялось различным характером проникновения. Поскольку минерализация раствора при разбуривании продуктивного интервала существенно зависит от толщины соляных отложений, пересеченных скважиной, УЭС фильтрата меняется в широких пределах — от 0,075 до 0,02 Ом · м при минерализации пластовых вод 0,03 Ом · м. По этой причине в приконтактной зоне возможны как «понижающее проникновение», в том числе в водоносную часть разреза, так и «повышающее проникновение» в переходной зоне под ГВК и в водоносную часть разреза. Поэтому при наличии глубокой зоны проникновения, интерпретация «электрической модели», построенной по данным БК и акустического каротажа, в зоне ГВК затруднительна. В этих условиях одним из основных признаков, использованных для установления положения ГВК, являлась оценка степени изменения коэффициента газонасыщенности с глубиной. Такая оценка выполнена по данным восстановленного УЭС в однородных пластах толщиной не менее 2 м, пористостью более 6 % и газонасыщенностью в районе ГВК в диапазоне 50±3 % (критическое значение коэффициента увеличения сопротивления — параметра насыщения равно 2,7±0,2). Значение УЭС до отметки предполагаемого ГВК от «зеркала воды» по методике учета зоны проникновения не исправлялось.

Карта поверхности ГВК, построенная по фактическим данным ГИС и опробования, не противоречащих имеющейся информации о пластовых давлениях 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 повышенных и пониженных их значений.

Таким образом, полученная поверхность ГВК, имеющая падение в сторону рек Волга и Ахтуба, контролируемая, по-видимому, древними тектоническими нарушениями и современными тектоническими движениями блоков земной коры и фундамента, обоснована по данным электрических моделей по всем информативным в районе ГВК пробуренным скважинам и по результатам опробования в разведочных скважинах. Данные опробования скважин и электрических моделей по ГИС не противоречат друг другу, а подтверждаются данными пластовых давлений в газовой и водоносных частях залежи. Это позволило предложить построенную поверхность ГВК к включению в проект геологической модели для пересчета запасов газа Астраханского газоконденсатного месторождения.

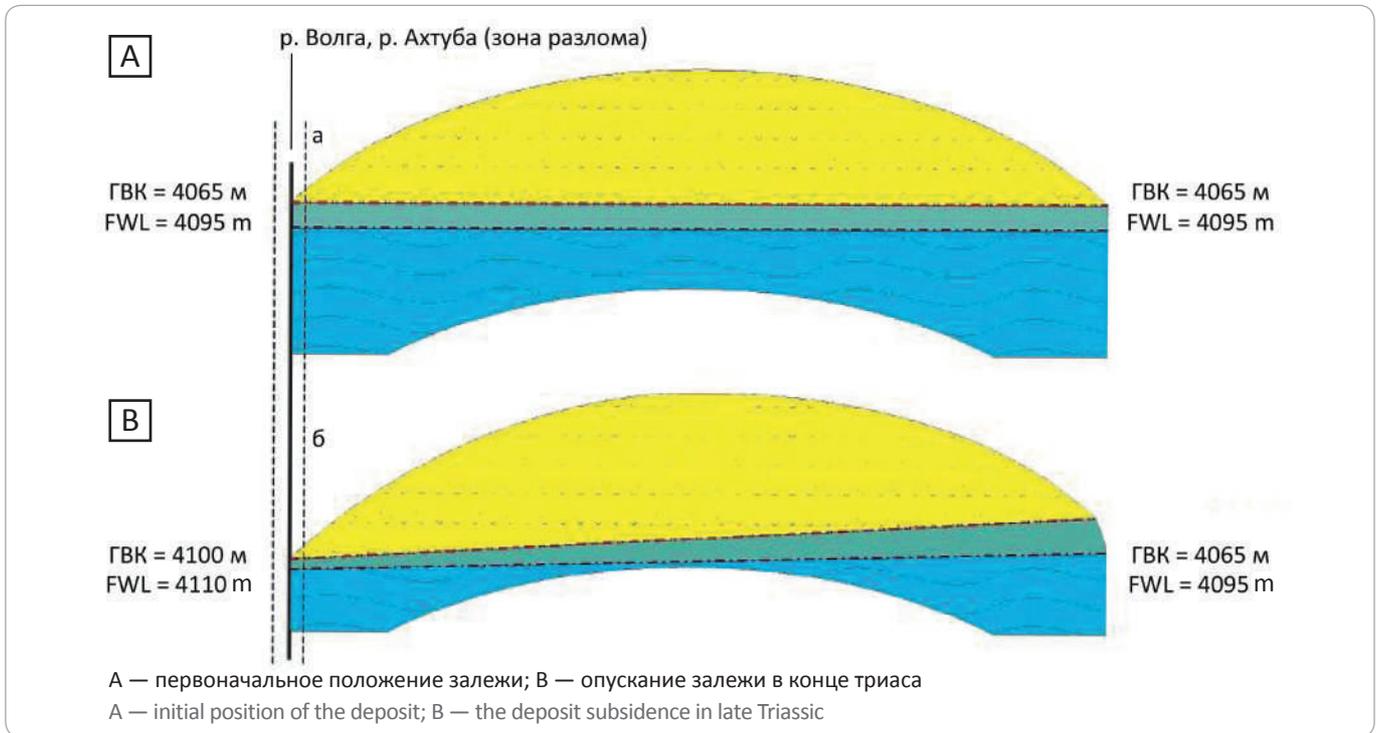
Несмотря на то, что авторы предыдущих подсчетов запасов приняли в качестве основы наклонный ГВК, следует признать, что объяснение процесса образования наклона ГВК недостаточно обосновано. Так, авторы исходили из своих оценок разницы значений пластовых давлений по двум скважинам (скважины 72-А и 16-А) и приведенных к плоскости -4100 м (методика Силина-Бекчурина), а также величины гидравлического наклона (через оценку интенсивности потока по методике А.Б. Гуревича). В то же время рассчитанная скорость подземных элизионных вод башкирско-серпуховского водоносного комплекса по их данным составила менее 0,001 м/год, ее можно считать ничтожной, а саму систему — равновесной. Поэтому наклон ГВК и FWL не может быть объяснен перепадом энергии водоносного комплекса, тем более что система башкирского резервуара изолированная (необходимое условие сохранения АВПД, коэффициент аномальности на Астраханском газоконденсатном месторождении превышает 1,5).

Авторами статьи были сделаны следующие предположения.

К концу триаса (210 млн лет) произошло опускание центральной и юго-западной частей левобережной части башкирских отложений Астраханского свода и месторождения, в котором изначально уровни ГВК и FWL были субгоризонтальны. Максимальное прогибание отложений (и опускание залежи) могло произойти по региональному разлому, картируемому по рекам Волга и Ахтуба. В результате вместе с наклоном залежи произошел и наклон ГВК и FWL. Схема формирования наклона приведена на рис. 9. Новейшие активные тектонические движения на стыке крупных и разнородных тектонических блоков земной коры — древней Восточно-Европейской платформы и эпипалеозойской Скифской плиты — являются косвенным подтверждением таких подвижек (в рассматриваемом районе это Астраханский свод и кряж Карпинского соответственно). Указанные тектонические движения подтвержда-

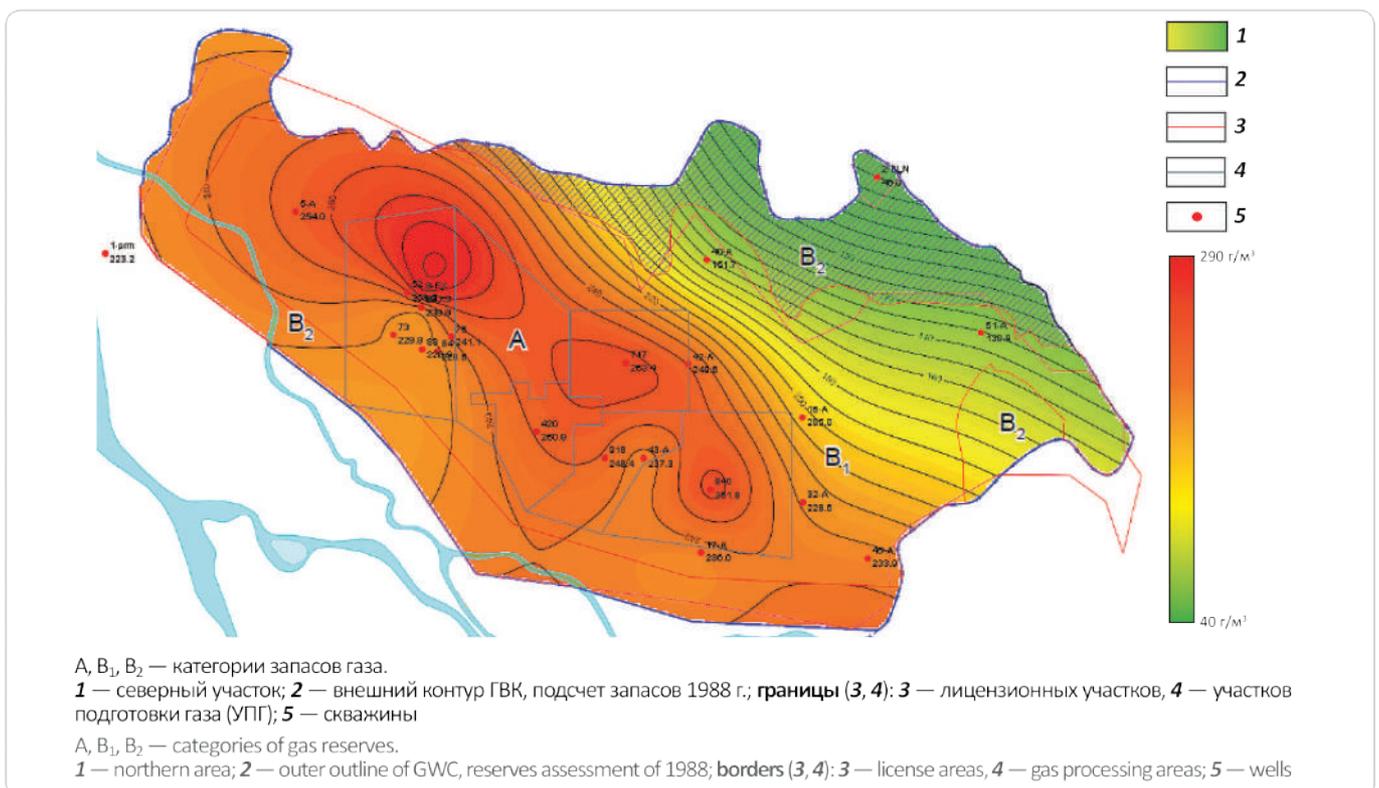
**Рис. 9.** Схема прогибания юго-западной левобережной части Астраханского ГКМ по древнему разлому (реки Волга, Ахтуба) и формирования наклонного ГВК и FWL в послешашкирское время (конец триаса)

**Fig. 9.** Scheme of south-western left-bank part of the Astrakhansky gas condensate field downwarping along the ancient fault (Volga, Akhtuba rivers) and formation of the slanted GWC and FWL in the post-Bashkirian time (late Triassic)



**Рис. 10.** Распределение потенциального содержания C5+в в пластовом газе по площади левобережной части Астраханского ГКМ (по результатам исследований поисково-разведочных и эксплуатационных скважин)

**Fig. 10.** Distribution of potential C5+ content in formation gas over the area of the left-bank part of the Astrakhansky gas condensate field (on the data from exploratory and development wells)



ются радарными космическими исследованиями вертикальных колебаний поверхности Земли, которые указывают на наличие современного опускания центральной и юго-западной частей Астраханского газоконденсатного месторождения, в то время как северная и юго-восточная части приподнимаются (см. рис. 7).

Причиной не восстановления горизонтального положения уровней ГВК и FWL является совокупность следующих факторов:

- низкие значения ФЕС коллекторов башкирского резервуара, тем более ниже залегающих карбонатных отложений;

- влияние сил Жамена на восстановление уровней ГВК и FWL;

- скорости современных нисходящих тектонических движений в зоне поймы рек Волга и Ахтуба значительные и, согласно исследованиям В.И. Дюнина, могут превышать скорости релаксации пластовых давлений и, как следствие, замедлять скорость выравнивания поверхности ГВК и «зеркала воды».

Как было отмечено, пластовый флюид башкирской залежи левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения находится в однофазном (газообразном) состоянии и характеризуется весьма сложным составом. Однако установлена значительная изменчивость компонентного состава пластовой смеси по площади месторождения, что затрудняет определение величины среднего состава пластовой смеси, необходимой для подсчета запасов объемным методом и проектирования разработки. Наблюдается закономерное его изменение от центральной части месторождения к северо-северо-восточной периферии<sup>1</sup>. Что значительная изменчивость начального состава пластовой газоконденсатной (нефтегазоконденсатной) смеси по площади и разрезу характерна для всех крупных подсоловых месторождений Прикаспийской впадины<sup>1</sup>.

Достоверность определения состава пластовой смеси, особенно **потенциального содержания конденсата** ( $C_{5+в.}$ ), в значительной степени зависит от корректности исследования ее фазового состояния. Основными задачами таких исследований являются определение конденсатогазового фактора, составов и свойств газовой и жидкой фаз, расчет по этим данным состава пластового газа.

За 1987–1998 гг., в соответствии с действующими инструкциями, различными организациями было проведено более 200 определений по пробам газа сепарации и нестабильного конденсата, состава пластового газа, потенциального содержания тяжелых углеводородов, доли газа дегазации и сухого газа в пластовом газе, плотности дегазированного конденсата.

Анализ результатов этих исследований показал, что среднее текущее значение потенциального содержания  $C_{5+в.}$  за весь период разработки Астраханского газоконденсатного месторождения и за последние 12 лет практически не меняется, что может свидетельствовать о близости текущего значения содержания конденсата начальному значению.

Однако на данный момент расположение скважин таково, что наиболее интенсивно дренируются зоны (центральная разбуренная часть) с повышенным содержанием  $C_{5+в.}$ , исходя из чего можно считать возможным увеличение потенциального содержания  $C_{5+в.}$  в газе (вплоть до 232 г/м<sup>3</sup>) для запасов высших промышленных категорий. Со временем, при вовлечении в разработку окраинных частей залежи с меньшим содержанием  $C_{5+в.}$  в пластовом газе (ниже 200, до 130 г/м<sup>3</sup>), содержание  $C_{5+в.}$  может уменьшиться.

Для учета таких изменений по площади в соответствии с картой распределения потенциального содержания  $C_{5+в.}$  на пластовый газ (рис. 10) левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения авторами было предложено условно разделить на четыре зоны: 1 — центральную разбуренную зону в пределах категорий запасов газа  $A + B_1$ ; 2 — периферийную юго-юго-западную и западную зоны категории запасов  $B_2$ ; 3 — северо-северо-восточную периферийную зону уменьшения значений потенциального содержания  $C_{5+в.}$  (категория запасов  $B_2$ ); 4 — зону низких значений (Еленовская площадь) (категория запасов  $B_2$ ).

Среднее по площади залежи значение  $C_{5+в.}$  (228 г/м<sup>3</sup>), полученное на основе карты (см. рис. 10), немного ниже среднего значения (232 г/м<sup>3</sup>), установленного по промысловым исследованиям. С этим также согласуется и усредненное значение потенциального содержания  $C_{5+в.}$ , полученное по результатам исследований газа разведочных скважин восточной половины Астраханского газоконденсатного месторождения, примыкающей к разбуриваемому участку.

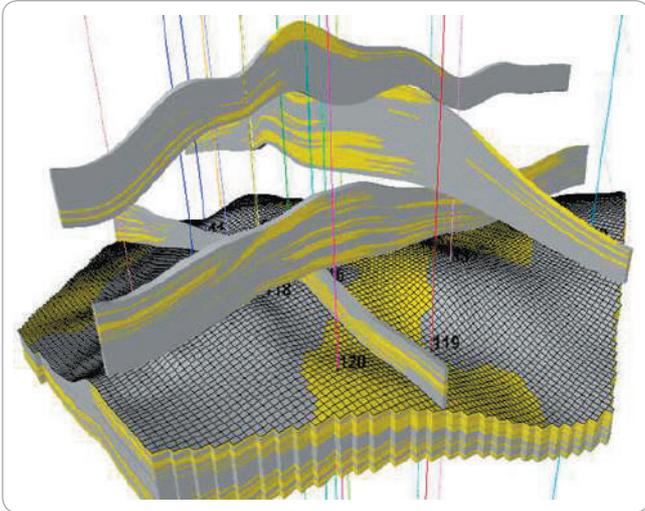
Для зоны северной периферии месторождения среднее значение потенциального содержания конденсата самое низкое и, согласно карте, составляет 116 г/м<sup>3</sup>, что соответствует общему тренду уменьшения значений от центральных областей Астраханского газоконденсатного месторождения к северо-востоку и подтверждается фактическими определениями потенциального содержания  $C_{5+в.}$  в газе краевых скважин Еленовской площади.

Данное зональное распределение потенциального содержания конденсата с некоторыми уточнениями по промысловым исследованиям было рекомендовано использовать для пересчета запасов стабильного конденсата по площади лицензионных участков левобережной части месторождения.

<sup>1</sup>Перепеличенко В.Ф. Компонентоотдача нефтегазоконденсатных залежей. – М. : Недра, 1990. – 272 с.



**Рис. 11.** Геологическая модель месторождения левобережной части Астраханского ГКМ (фрагмент куба литологии)  
**Fig. 11.** Geological model of the field in the left-bank part of the Astrakhansky gas condensate field (fragment of lithology cube)



Таким образом, авторами данной статьи предложен ряд новаторских решений для обоснования подсчетных параметров и впервые построена *трехмерная цифровая геологическая модель* объединенной левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения с учетом новых данных (рис. 11). Выполненный на ее основе пересчет и значимый прирост запасов свободного газа, конденсата, серы и сопутствующих компонентов, не-

сомненно, актуальны для обеспечения развития минерально-сырьевой базы этого месторождения на юге России. Прирост промышленных запасов свободного газа продуктивного пласта  $S_{2b}$  левобережной части месторождения, превысивший на 20 % числящиеся запасы в Государственном балансе РФ, обусловлен уточнением тектонического строения и структурного плана в результате проведения 3D сейсморазведочных работ и бурения новых скважин, уточнением поверхности ГВК, а также увеличением средних значений газонасыщенности (за счет применения разработанной методики достоверного определения УЭС).

С учетом полученного прироста запасов сотрудниками ООО «Газпром ВНИИГАЗ» было выполнено проектирование разработки Астраханского газоконденсатного месторождения на беспрецедентно длительный период. Обоснована реальность длительного рентабельного периода разработки месторождения — более чем 200 лет, что обеспечит не менее продолжительную и стабильную работу Астраханского газоконденсатного месторождения.

Таким образом, за последние годы сотрудниками Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были предложены научные подходы для решения абсолютно разноплановых задач в рамках работ по подсчету запасов УВ уникальных месторождений, расположенных в различных регионах России.