

УДК 553.048(47-12)

## Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Астраханского газоконденсатного месторождения

Е.Е. Поляков<sup>1</sup>, Е.А. Фёдорова<sup>1</sup>, В.В. Стрекозин<sup>1</sup>, Н.А. Никульникова<sup>1</sup>, Е.А. Лукьянова<sup>1</sup>, К.М. Семёнова<sup>1\*</sup>, А.Ю. Комаров<sup>2</sup>, В.А. Захарчук<sup>2</sup>, О.В. Тинакин<sup>2</sup>, Л.В. Чашникова<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup> ООО «Газпром добыча Астрахань», Российская Федерация, 414000, г. Астрахань, ул. Ленина, д. 30

\* E-mail: K\_Semenova@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) является уникальным по многим показателям: величине запасов газа и некоторых его компонентов, геологическим условиям залегаания (аномально высокое пластовое давление, высокая пластовая температура, большая глубина, проявление солянокупольной тектоники, неоднородный и низкопроницаемый карбонатный коллектор), составу газа (содержание кислых компонентов  $\approx 40\%$ ), наличию природоохранных объектов на его территории.

Преыдушие подсчеты запасов углеводородов рассматриваемого месторождения-гиганта, не считая оперативных, проводились еще в советское время: последний подсчет выполнен в 1987 г. большим коллективом авторов, в том числе геологами Мингео СССР. С получением в последние десятилетия большого объема новой геолого-геофизической информации, позволившей существенно уточнить геологическое строение месторождения, авторы данной статьи непосредственно решали научные проблемы при выполнении генерального пересчета запасов левобережной части АГКМ, являющейся де-факто самостоятельным месторождением, и защищали подготовленные геологическую модель и результаты подсчета в ФБУ «ГКЗ» (2014 г.).

В результате проведенных исследований разработан и реализован в программном комплексе «Геопоиск» алгоритм определения удельного электрического сопротивления по всем пробуренным скважинам в зависимости от даты бурения, что обусловлено различием в технологии и скорости их бурения.

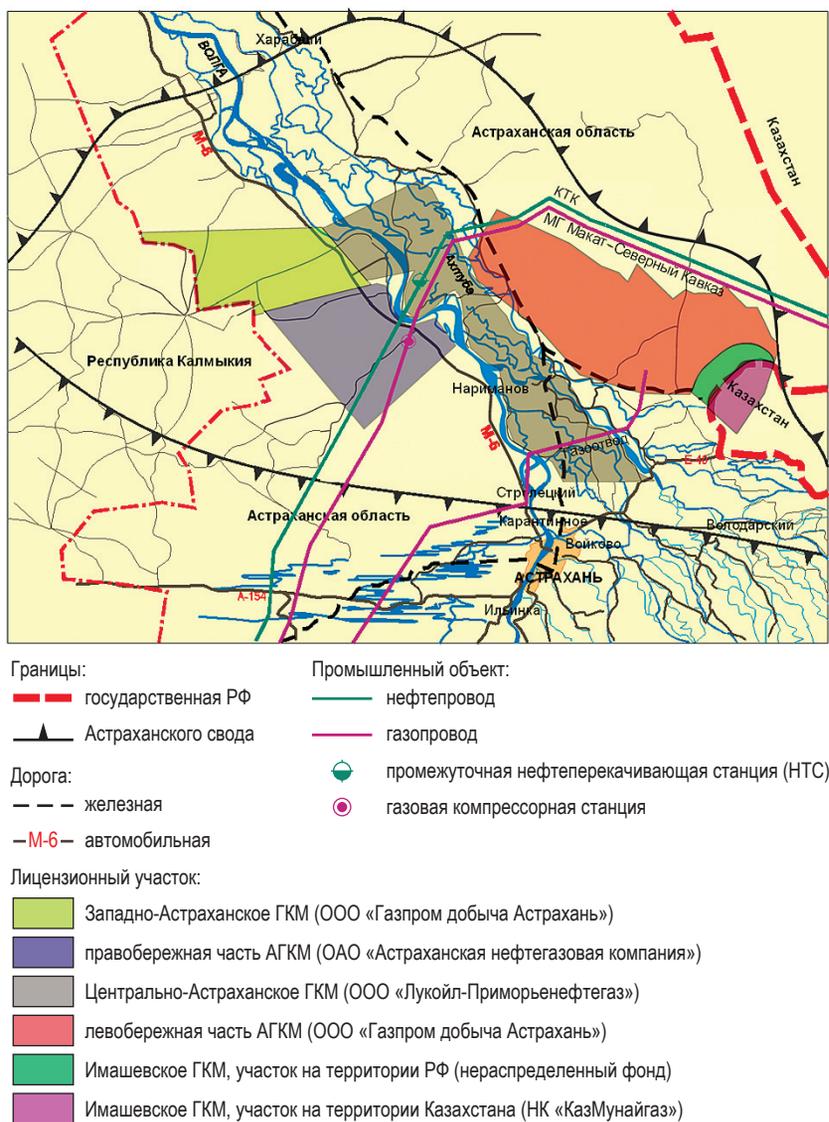
В ходе пересчета запасов 2012–2013 гг. данные интерпретации и переинтерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) в левобережной части АГКМ позволили уточнить сложную поверхность газоводяного контакта, а также по итогам анализа данных электрического каротажа («электрической модели») установить ее взаимосвязь по площади с «зеркалом воды». Также авторами сформулированы предположительные объяснения тенденции опускания центральной и юго-западной частей АГКМ при поднятии его северной и юго-восточной частей.

Для учета по площади месторождения изменений потенциального содержания конденсата составлена карта, на основе которой левобережную часть АГКМ авторами предложено условно разделить на зоны, соответствующие повышенным и пониженным концентрациям конденсата. Зональное распределение потенциального содержания конденсата с некоторыми уточнениями, согласно промышленным исследованиям, рекомендовано использовать для пересчета запасов стабильного конденсата.

Авторами предложен ряд новаторских решений для обоснования подсчетных параметров и впервые построена трехмерная цифровая геологическая модель объединенной левобережной части АГКМ с учетом новых данных. На основе названной модели 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.

Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) расположено в 60 км к северу от Астрахани, на территории Наримановского, Красноярского, Харабалинского и Енотаевского районов области. В тектоническом отношении АГКМ находится на территории юго-западной прибортовой зоны Прикаспийской впадины и приурочено к субширотно ориентированному Аксарайскому валу в центральной части Астраханского свода (рис. 1). В нефтегазоносном отношении месторождение расположено в пределах юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции и относится к подсолевому мегакомплексу. Будучи открытым в 1976 г., АГКМ введено в опытно-промышленную эксплуатацию в 1986 г. и с 1994 г. находится

**Ключевые слова:** подсчет запасов, газ, конденсат, Астраханское месторождение, научные проблемы, геологическая модель.



**Рис. 1. Обзорная схема района Астраханского свода:**  
ГМК – газоконденсатное месторождение; КТК – АО «Каспийский трубопроводный консорциум»; МГ – магистральный газопровод

в промышленной эксплуатации. Промышленно продуктивны карбонатные отложения башкирского яруса среднего карбона.

Природный газ АГМК является базовым сырьевым источником для Астраханского газохимического комплекса, одного из крупнейших в России, при производстве товарного и сжиженного газа, стабильного конденсата, бензина, серы, двуокси углерода, дизельного топлива, широкой фракции легких углеводородов 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 углеводородов.

Месторождение уникально по многим показателям: величине запасов газа и некоторых

его компонентов, геологическим условиям залегания (аномально высокое пластовое давление, высокая пластовая температура, большая глубина, проявление солянокупольной тектоники, 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 АГМК следует выделить неоднозначность распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по площади и разрезу, фаціальную 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, закономерности образования и сохранения пустотного пространства палеозойских карбонатных коллекторов Астраханского свода в целом и АГКМ, расположенного в его сводовой части, остаются мало изученными.

Предыдущие подсчеты запасов углеводородов рассматриваемого месторождения-гиганта, не считая оперативных, проводились еще в советское время. Последний подсчет выполнен в 1987 г. большим коллективом авторов в составе геологов-практиков (Г.Н. Иванова, Г.М. Магомедова, Р.Ш. Алиева и др.) и ученых системы Мингео СССР (Г.А. Габриэлянца, Я.Н. Басина, В.И. Петерсилье, Г.Х. Шермана, В.И. Пороскуна, Е.Е. Полякова и др.). В 1988 г. результаты подсчета запасов были представлены в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете министров СССР (ныне – ФБУ «ГКЗ») геологическим объединением «Нижневолокскгеология».

В последние десятилетия на территории лицензионного участка ПАО «Газпром» и в пределах центральной и левобережной частей Астраханского свода выполнен дополнительный объем геолого-геофизических работ: проведены 2D и 3D сейсморазведочные работы (1993–2009 гг.) и пробурены новые поисково-разведочные (20 шт.) и эксплуатационные (187 шт.) скважины. В ходе работ получена новая геолого-геофизическая и промысловая информация о строении и газоносности левобережной части АГКМ, 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 АГКМ, являющейся де-факто самостоятельным месторождением, и защищали подготовленные геологическую модель и результаты подсчета в ФБУ «ГКЗ» (2014 г.).

Как известно, для количественной и качественной оценки газоносности основными являются данные электрического каротажа. Комплекс методов, позволяющий принципиально решить задачу оценки удельного электрического сопротивления (УЭС) продуктивных пластов, включает боковое электрическое 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 двух-трех метров, то 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 методом, практически пригодным для решения указанной задачи, является боковой каротаж в модификациях БК-3 и БКС-2 или более новых модификациях БК-7, БК-9.

В ходе предыдущего подсчета запасов использовалась методика определения УЭС пластов в скважинах с проведенными замерами БКС-2. Ее основной недостаток заключается в достаточно большой условности ввода поправок в показания БК-3 (когда данные БКС-2 отсутствуют) за время, прошедшее между каротажем и вскрытием пласта бурения, которое существенно изменяет УЭС, фактически без наличия информации о реальной скорости формирования зоны проникновения.

Поэтому для определения УЭС предложено использовать методику, хорошо апробированную на месторождениях Западной Сибири и основанную на получении корреляционных связей УЭС по БКЗ и условного сопротивления по ИК. В качестве БКЗ использовалось УЭС пластов, определенное по данным двухзондовых приборов БКС-2 (скважины, пробуренные до 2000 г.) и БК7, БК9 (скважины, пробуренные после 2000 г.). Эти значения сопоставлялись с условным сопротивлением, определенным по данным однозондового бокового каротажа (БК), проведенного в тех же скважинах параллельно двухзондовому. Из-за изменения технологии и скорости бурения эксплуатационных скважин после 2000 г. (колонну стали спускать только на кровлю башкирских отложений), а также состава буровых растворов размеры зон проникновения уменьшились. Поэтому проведена градуация зависимостей УЭС, определенного по данным двухзондового бокового каротажа БКС-2 (в скважинах до 2000 г.) и БК7, БК9 (в скважинах после 2000 г.), от условного сопротивления ( $R_{\text{усл}}$ ), определенного по данным однозондового БК (прибор БК-3). Получен

алгоритм определения УЭС по всем пробуренным скважинам в зависимости от даты бурения (до или после 2000 г.), реализованный позднее в программном комплексе «Геопоиск» (рис. 2). Согласно расчетам по предложенному алгоритму, влияние зоны проникновения в скважинах, пробуренных после 2000 г., оказалось значительно меньшим, что вполне закономерно и подтверждает достоверность полученных уравнений.

Характерной особенностью структурного положения резервуара основной залежи левобережной части АГКМ является резкое и неравномерное колебание положения поверхности газовойды контакта (ГВК), которая в соответствии с критериями ГКЗ условно отбивается на отметках, ниже которых газонасыщенность оценивается значением  $< 50\%$ .

Известно, что уровень раздела двух фаз, и в частности газа и воды, определяемый геологами как условный контакт, обосновывается по прямым и косвенным признакам, получаемым в результате проведения ГИС, газодинамических исследований (ГДИ) и испытаний скважин. Этот подход хорошо работает

в интервалах предельного насыщения коллекторов, особенно тех из них, 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, выделен класс плохих коллекторов с пористостью от 3 до 6 % и проницаемостью до 0,05 мкм<sup>2</sup>, отбракованных ГКЗ для подсчета запасов, но с учетом их трещиноватости и роли в дренировании жидкости в процессе разработки залежи важных 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 с образованием так называемой переходной зоны. Значение газо/нефтенасыщенности в ней определяется равновесным состоянием капиллярных и гравитационных сил для контактируемых фаз над уровнем «свободной воды». При этом чем точка в такой зоне выше уровня «свободной воды», тем насыщеннее коллектор более легким фазовым компонентом и тем ниже в нем содержание воды. В таких случаях определение положения «свободной воды» превращается в одну из первоочередных задач, которые необходимо решать перед обоснованием контактов, в том числе и ГВК.

В ходе выполнения последних исследований результаты интерпретации и переинтерпретации материалов ГИС в левобережной части АГКМ позволили уточнить сложную поверхность ГВК (рис. 3), а также установить по итогам анализа данных электрического каротажа («электрической модели») ее взаимосвязь по площади с «зеркалом воды» (рис. 4).

При этом отрицательное влияние глубокого проникновения фильтрата бурового раствора в скважинах АГКМ на данные БК усугублялось различиями в характере этого проникновения. Поскольку минерализация раствора при разбуривании продуктивного интервала существенно зависит от толщины пересеченных скважиной солевых отложений, УЭС фильтрата меняется в широких пределах 0,075–0,02 Ом·м при минерализации пластовых вод до 130 г/л. По этой причине в приконтактной зоне возможно проникновение

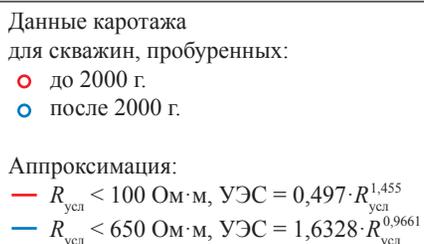
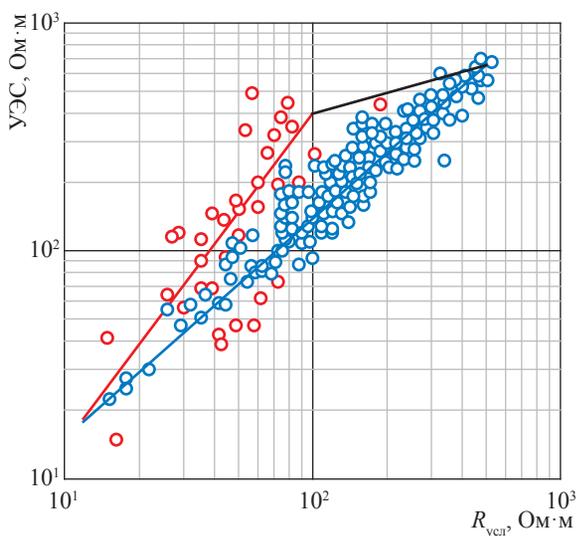


Рис. 2. Зависимость УЭС от условного сопротивления

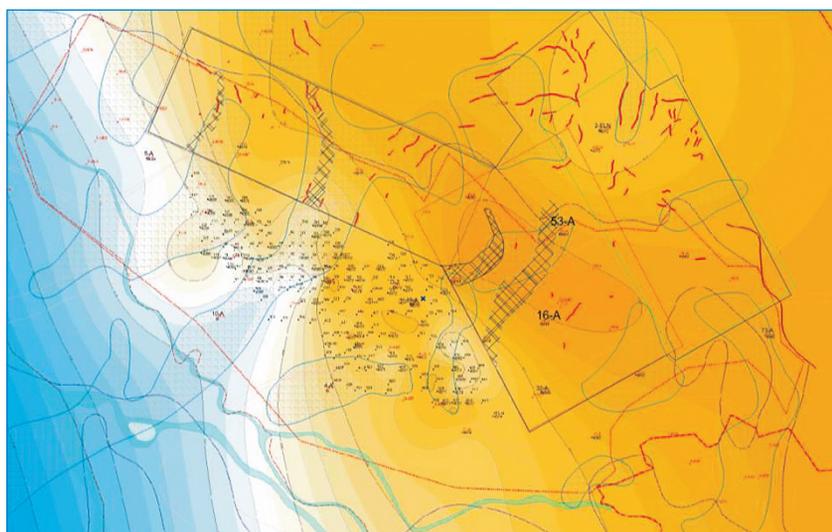
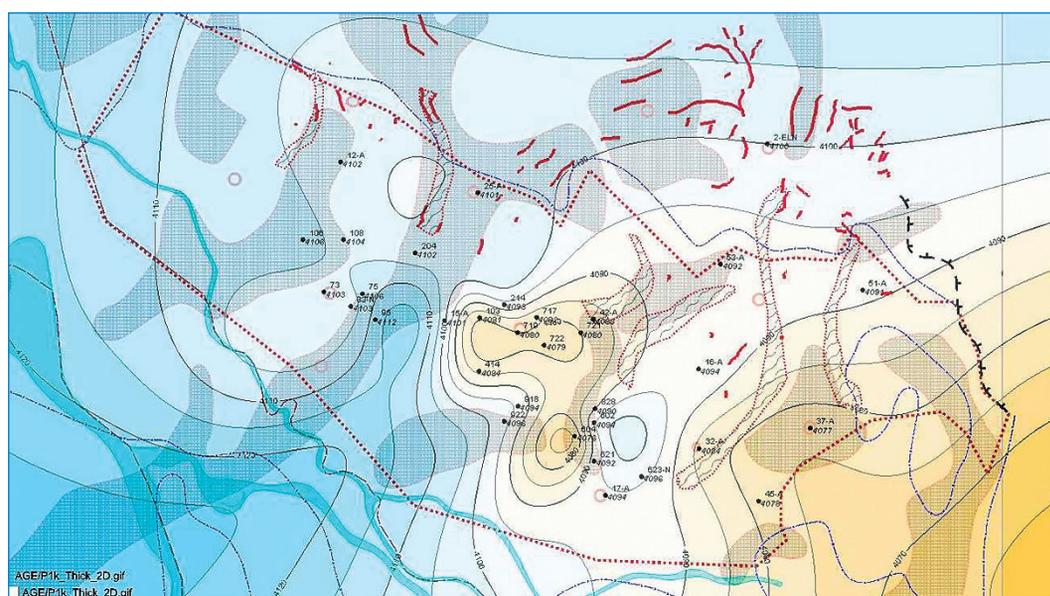


Рис. 3. Карта поверхности ГВК АГКМ, построенная по геолого-геофизическим данным



-  соляная гряда толщиной 1000 м (данные Астраханской геофизической экспедиции)
- Нарушения (интерпретация данных 3D сейсморазведки):
-  Астраханская геофизическая экспедиция
-  ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Рис. 4. Карта поверхности зеркала «свободной воды» (англ. free water level, FWL), построенная по геолого-геофизическим данным

как понижающее, в том числе в водоносную часть разреза, так и повышающее в переходной зоне под ГВК и в водоносную часть разреза, из-за чего при наличии глубокой зоны проникновения интерпретация «электрической модели», построенной по данным БК и акустического каротажа, в зоне ГВК становится затруднительной. В этих условиях одним

из основных критериев для установления положения ГВК служила оценка степени изменения коэффициента газонасыщенности с глубиной, выполненная по данным восстановленного УЭС в однородных пластах толщиной не менее 2 м, пористостью более 6 % и газонасыщенностью в районе ГВК в диапазоне  $50 \pm 3 \%$  (критическое значение

коэффициента увеличения сопротивления – параметра насыщения – равно  $2,7 \pm 0,2$ ). 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 противоречащим данным 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 значений отметок значений.

Несмотря на то что авторы предыдущих подсчетов запасов приняли в качестве основы наклонный ГВК, следует признать, что предложенное ими объяснение процесса образования наклона ГВК [2] недостаточно обосновано. Так, разработчики исходили из своих оценок разницы пластовых давлений по двум скважинам (скв. 72-А и 16-А), приведенных к плоскости минус 4100 м (методика Силина – Бекчурина), а также величины гидравлического наклона (через оценку интенсивности потока по методике А.Б. Гуревича). В то же время расчетная скорость подземных эпизонных вод башкирско-серпуховского водоносного комплекса составила, по их же данным, менее 0,001 м/год, что практически можно считать ничтожным, а саму систему – равновесной. Поэтому объяснить наклон ГВК и FWL энергией водоносного комплекса не представляется возможным, тем более что система башкирско-го резервуара является изолированной (необходимое условие сохранения аномально высокого пластового давления, коэффициент аномальности на АГКМ превышает 1,5).

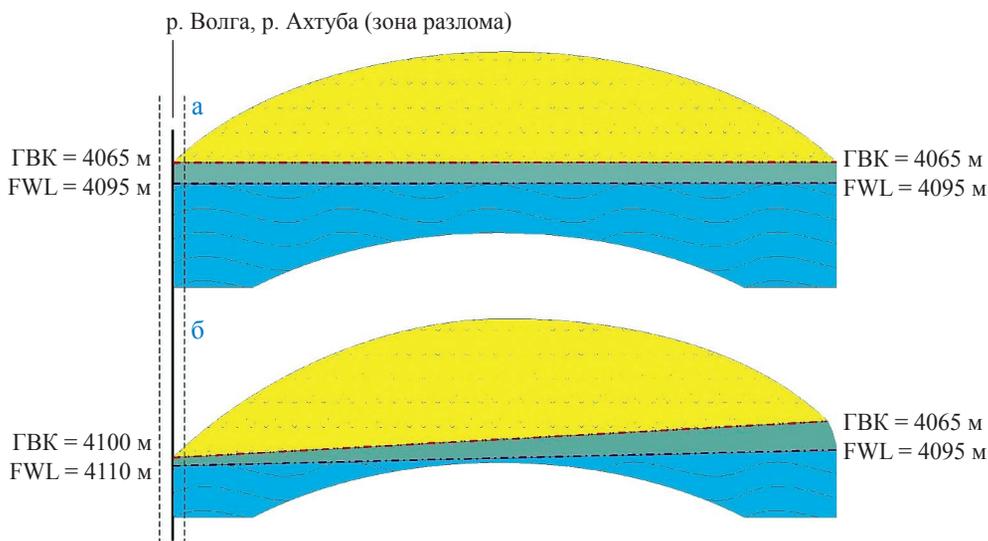
Авторами настоящей работы были выдвинуты следующие предположения. К концу триаса (210 млн лет) произошло опускание центральной и юго-западной частей левобережной части башкирских отложений Астраханского свода и АГКМ, в котором изначально уровни ГВК и FWL были субгоризонтальны. Максимальное прогибание (опускание) залежи произошло по региональному разлому, сегодня картируемому по рекам Волга и Ахтуба. В результате вместе с наклоном залежи произошел наклон ГВК и FWL (рис. 5). Новейшие активные тектонические движения на стыке крупных и разнородных тектонических блоков земной коры – древней Восточно-

Европейской платформы и эпипалеозойской Скифской плиты – являются косвенным свидетельством таких подвижек (в рассматриваемом районе это соответственно Астраханский свод и кряж Карпинского). Указанные тектонические движения подтверждаются радарными космическими исследованиями подвижек поверхности Земли, которые показывают современную тенденцию опускания центральной и юго-западной частей АГКМ, в то время как его северная и юго-восточная части приподнимаются (рис. 6).

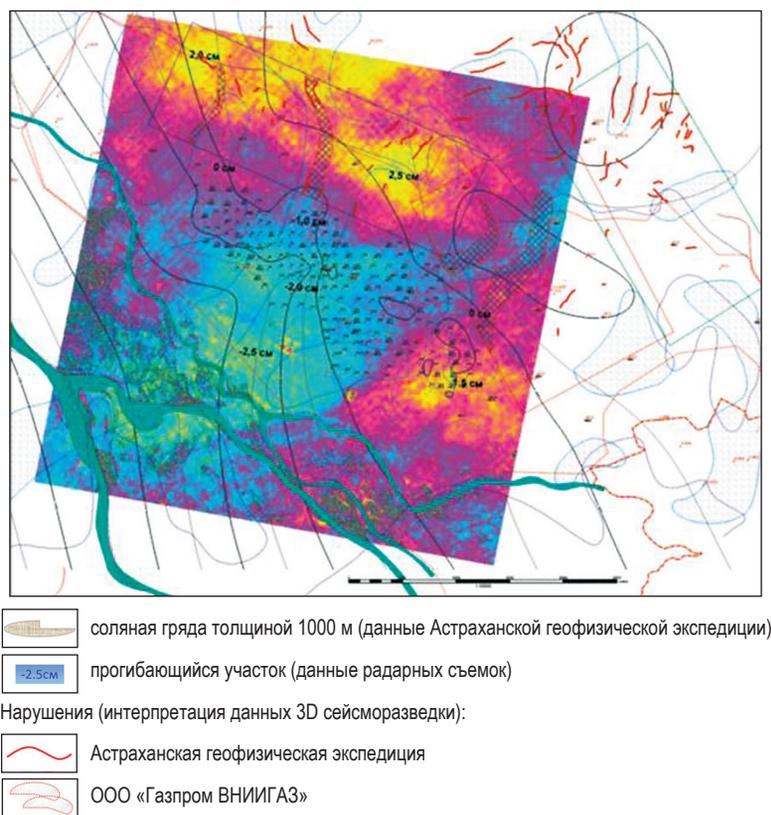
Причиной невосстановления горизонтальных положений уровней ГВК и FWL является совокупность следующих факторов:

- низких значений ФЕС коллекторов башкирского резервуара и тем более ниже залегающих карбонатных отложений;
- влияния сил Жамена на восстановление уровней ГВК и FWL, тем более что в пластовых условиях газовая смесь приближается по свойствам к жидкому состоянию при пластовом давлении 61,06 МПа и температуре 385,5 К (косвенным свидетельством этого является отсутствие эффектов на повторных замерах нейтронного каротажа в наблюдательной скважине на границе ГВК);
- значительных скоростей современных нисходящих тектонических движений в зоне поймы рек Волги и Ахтубы, которые, согласно исследованиям В.И. Дюнина, могут превышать скорости релаксации пластовых давлений и, как следствие, скорость выравнивания поверхности ГВК и «зеркала воды».

Как отмечалось ранее, пластовый флюид башкирской залежи левобережной части АГКМ находится в однофазном (газообразном) состоянии и характеризуется весьма сложным составом. Кроме того, имеет место значительная изменчивость компонентного состава пластовой смеси по площади месторождения, что затрудняет определение величины среднего состава пластовой смеси, используемой для подсчета запасов объемным методом, а также проектирование разработки. Наблюдается закономерное его изменение от центральной части месторождения к северо-северо-восточной периферии [1]. Следует отметить, что значительная изменчивость начального состава пластовой газоконденсатной (нефтегазоконденсатной) смеси по площади и разрезу характерна для всех крупных подсольевых месторождений Прикаспийской впадины [1].



**Рис. 5. Схема прогибания юго-западной левобережной части АГКМ по древнему разлому (р. Волга, р. Ахтуба) в послепашкирское время (конец триаса): а – первоначальное положение залежи; б – опускание залежи в конце триаса**



**Рис. 6. Карта ГБК, по данным ГИС, тектонические нарушения и результаты интерпретации радарных съемок 2003–2008 гг.**

Достоверность *определения* состава пластовой смеси, особенно *потенциального содержания конденсата* ( $C_{5+в}$ ), в значительной степени зависит от корректности исследования ее фазового состояния. Основная задача таких исследований – определение конденсатогазового

фактора, составов и свойств газовой и жидкой фаз, расчет по этим данным состава пластового газа.

За период 1987–1998 гг. в соответствии с действующими инструкциями различными организациями проведено более

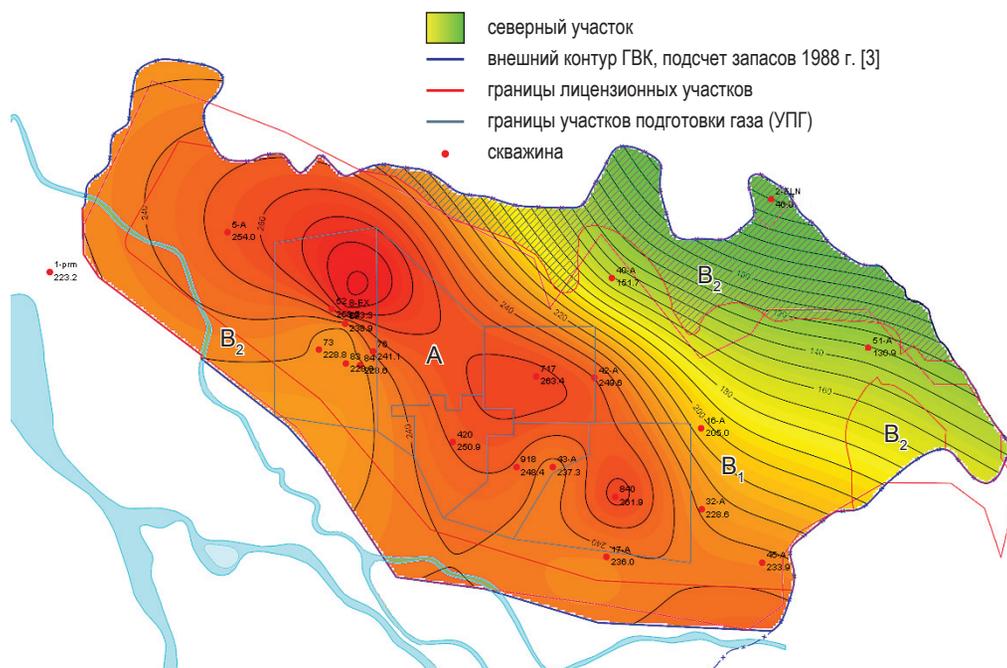


Рис. 7. Распределение потенциального содержания  $C_{5+B}$  в пластовом газе по площади левобережной части АГКМ (по результатам исследований поисково-разведочных и эксплуатационных скважин). Цветовой градиент показывает содержание  $C_{5+B}$ , г/м<sup>3</sup>: от 290 (красный) до 40 (зеленый). А, В<sub>1</sub>, В<sub>2</sub> – категории запасов

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 исследований показал, что среднее текущее значение потенциального содержания  $C_{5+B}$  за весь период разработки АГКМ и за предпоследние 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  $C_{5+B}$ , исходя из чего можно считать возможным увеличение потенциального содержания  $C_{5+B}$  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  $C_{5+B}$  в пластовом газе (от 130 до 200 г/м<sup>3</sup>) содержание  $C_{5+B}$  может уменьшиться.

Для учета по площади таких изменений в соответствии с картой распределения потенциального содержания  $C_{5+B}$  на пластовый газ

(рис. 7) авторами предложено условно разделить левобережную часть АГКМ на четыре зоны: 1) центральную, разбуренную в пределах категорий А + В<sub>1</sub>; 2) периферийную юго-юго-западную и западную категории В<sub>2</sub>; 3) северо-северо-восточную периферийную уменьшения значений потенциального содержания  $C_{5+B}$ ; 4) низких значений (Еленовская площадь).

Среднее по карте значение содержания  $C_{5+B}$  для всей площади месторождения (228 г/м<sup>3</sup>) чуть ниже аналогичного среднего значения (232 г/м<sup>3</sup>), установленного по промышленным исследованиям. С этими данными также согласуется и усредненное значение потенциального содержания  $C_{5+B}$ , полученное по результатам исследований газа разведочных скважин восточной половины АГКМ, примыкающей к разбуриваемому участку. Для зоны северной периферии месторождения среднее значение потенциального содержания конденсата по карте составляет 116 г/м<sup>3</sup>. Поле параметра здесь формируется общим трендом уменьшения значений от центральных областей АГКМ к северо-востоку и фиксируется значениями потенциального содержания  $C_{5+B}$  крайних скважин Еленовской площади. Данное зональное распространение потенциального содержания конденсата с некоторыми уточнениями

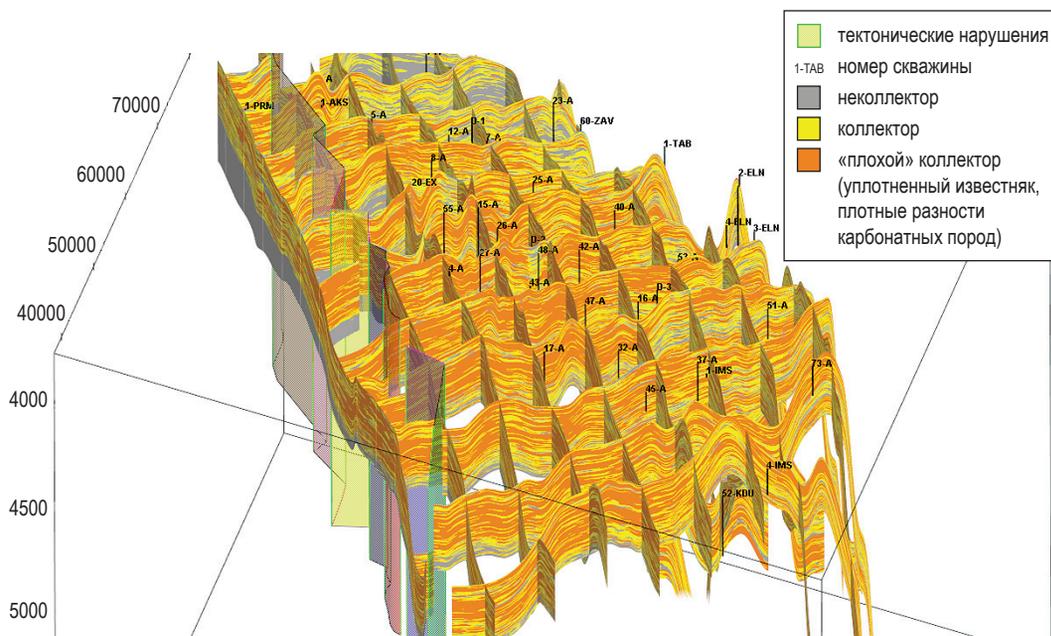


Рис. 8. Куб литологии в интервале глубин  $C_{2b}$ – $C_{1s}$  месторождения Левобережная часть АГКМ

по промысловым исследованиям рекомендовано использовать для пересчета запасов стабильного конденсата по площади лицензионного участка Левобережной части АГКМ.

Таким образом, авторами предложен ряд новаторских решений для обоснования подсчетных параметров. Также с учетом новых данных впервые построена трехмерная цифровая геологическая модель объединенной левобережной части АГКМ (рис. 8), на основе которой выполнен пересчет запасов свободного газа, конденсата, серы и сопутствующих компонентов, что, несомненно, актуально с точки зрения обеспечения развития минерально-сырьевой базы Астраханского газохимического комплекса на юге России. Прирост промышленных запасов свободного газа продуктивного пласта  $C_{2b}$  левобережной части АГКМ, полученный в результате пересчета, превысил 20 %. Это связано как с детализацией структурного плана по данным 3D сейсморазведки и бурения новых скважин, так и с уточнением геометрии поверхности ГВК, но основной фактор – увеличение средних эффективных значений пористости и газонасыщенности.

В последующем с учетом полученного прироста запасов сотрудниками ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выполнено проектирование разработки АГКМ на беспрецедентно длительный период, превышающий 500 лет. Обоснована

реальность длительного рентабельного периода разработки месторождения – более чем 200 лет, что обеспечит не менее продолжительную и стабильную работу АГКМ.

### Список литературы

1. Перепеличенко В.Ф. Компонентоотдача нефтегазоконденсатных залежей / В.Ф. Перепеличенко. – М.: Недра, 1990. – 272 с.
2. Подсчет запасов газа, серы и сопутствующих компонентов Астраханского серогазоконденсатного месторождения: отчет / Мингео СССР; Производственное геологическое объединение «Нижевожскгеология»; руководитель Г.А. Габриэлянц. – Саратов, 1987.
3. Пересчет запасов газа, конденсата, серы и сопутствующих компонентов левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ): отчет / ООО «Газпром ВНИИГАЗ»; руководитель Е.Е. Поляков. – М., 2013.
4. Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д и ГИС с целью построения цифровой трехмерной геологической модели каменноугольных и девонских отложений по левобережной части Астраханского свода в районе скважины 3-Девонская: отчет / Астраханская геофизическая экспедиция; руководитель А.В. Толчеев. – Астрахань, 2008.

## Solving scientific tasks at calculation of hydrocarbon reserves in Astrakhan gas-condensate field

Ye.Ye. Polyakov<sup>1</sup>, Ye.A. Fedorova<sup>1</sup>, V.V. Strekozin<sup>1</sup>, N.A. Nikulnikova<sup>1</sup>, Ye.A. Lukyanova<sup>1</sup>, K.M. Semenova<sup>1\*</sup>, A.Yu. Komarov<sup>2</sup>, V.A. Zakharchuk<sup>2</sup>, O.V. Tinakin<sup>2</sup>, L.V. Chashnikova<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

<sup>2</sup> Gazprom Dobycha Astrakhan LLC, Bld. 30, Lenina street, Astrakhan, 414000, Russian Federation

\* E-mail: K\_Semenova@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Astrakhan gas-condensate field (AGCM) is unique in respect to gas composition (concentration of acid components  $\approx 40\%$ ), amount of gas reserves and reserves of several gas components, geological mode of occurrence (abnormally high reservoir pressure, high reservoir temperature, deep bottom, expression of salt-dome tectonics, heterogeneous and low-permeable carbonate reservoir), and presence of environmental facilities.

Previous calculations of hydrocarbon reserves at this gigantic field, but for day-to-day ones, have been carried out as far back as in the Soviet Union: last calculation was done in 1987 by a big group of authors including the specialists from the Ministry of geology. Last decades, having got large amount of new geological and geophysical information, which has afforded to specify geological structure of AGCM, the authors of this paper have directly solved scientific issues while performing general recalculation of reserves in the left part of AGCM, which de-facto could be called an independent field, and have defended a prepared geologic model and the results of calculations in the State Reserve Commission (2014). The named researches resulted in an algorithm for determination of specific electric resistance all around the drilled wells depending on a date of drilling (such dependence is explained by disparities in techniques and speeds of drilling). The algorithm is realized in "Geopoisk" program complex.

In course of named recalculation of reserves in 2012–2013, the data of interpretation and reinterpretation of well geophysical tests in the left-bank part of AGCM afforded to specify a complicated surface of a gas-water contact. Also using the resistivity logging measurements ("an electric model") its area-extent relations with a free water level was found out. Besides, the authors have hypothetically explained the known trend when the central and the south-western parts of AGCM were descending and its northern and south-eastern parts were lifting up.

To account changes of potential condensate content in area extent of the field, a map was designed. Basing on this map, the authors suggested symbolic zoning of the left-bank part of AGCM according to high and low concentrations of condensate. Such zonal distribution of potential condensate content with few precise definitions according to the field-research information was recommended for application in course of stable condensate reserves recalculation.

The authors suggested a number of pioneer solutions aimed at substantiation of calculation parameters and for the first time designed a 3D digital geological model of the united left-bank part of AGCM with consideration of new data. On the basis of the named model the reserves of free gas, condensate, sulfur and satellite components were recalculated. Certainly, it is rather topical in respect to provision of raw mineral base for the Astrakhan Gas-Chemical Complex at the south of Russia.

**Keywords:** calculation of reserves, gas, condensate, Astrakhan field, scientific tasks, geological model.

### References

1. PEREPELICHENKO, V.F. *Component recovery of oil-gas-condensate deposits* [Komponentootdacha neftegazokondensatnykh zalezhey]. Moscow: Nedra, 1990. (Russ.).
2. MINGEO SSSR, NIZHNEVOLZSKGEOLOGIYA PRODUCTION GEOLOGICAL ASSOCIATION. *Calculating reserves of gas, sulfur and associated components at Astrakhan sulfur-gas-condensate field* [Podschet zapasov gaza, sery i soputstvuyushchikh komponentov Astrakhanskogo serogazokondenstnogo mestorozhdeniya]: report, supervisor G.A. GABRIELYANTS. Saratov, 1987. (Russ.).
3. GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Recalculating reserves of gas, condensate sulfur and associated components at the left-bank part of Astrakhan gas-condensate field (AGKF)* [Pereschet zapasov gaza, kondensata, sery i soputstvuyushchikh komponentov levoberezhnoy chasti Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya (AGKM)]: report, supervisor Ye.Ye. POLYAKOV. Moscow, 2013. (Russ.).
4. ASTRAKHAN GEPHYSICAL EXPEDITION. *Processing and interpretation of 3D common-midpoint seismic data and well logs for 3D digital geologic simulation of Carboniferous and Devonian sediments along a left-bank part of Astrakhan Roof nearby 3-Devonskaya well* [Obrabotka i interpretatsiya dannykh seysmorazvedki MOGT-3D I GIS s tselyu postroyeniya tsifrovoy trekhmernoy geologicheskoy modeli kamennougolnykh I devonskikh otlozheniy po levoberezhnoy chasti Astrakhanskogo svoda v rayone skvazhiny 3-Devonskaya]: report, supervisor A.V. TOLCHEYEV. Astrakhan, 2008. (Russ.).