

2. Гаев А. Я. Гидрогеохимия Урала и вопросы охраны подземных вод / А. Я. Гаев. – Свердловск : Изд-во Уральского ун-та, 1989. – 368 с.
3. Деревягин А. С. Нижнепермская галогенная формация Северного Прикаспия / А. С. Деревягин, С. А. Свидзинский, В. И. Седлецкий [и др.]. – Ростов-на-Дону : Изд-во РГУ, 1981. – 397 с.
4. Попов В. Г. Гидрогеохимия и гидрогеодинамика Предуралья / В. Г. Попов. – Москва : Наука, 1985. 278 с.
5. Посохов Е. В. Химическая эволюция гидросферы / Е. В. Посохов. – Ленинград : Гидрометеиздат, 1981. – 286 с.

#### References

1. Afanasev T. P. *Podzemnye vody Srednego Povolzhya i Prikamya i ikh gidrokhimicheskaya zonalnost* [Underground water of the Middle Volga and the Kama region and their hydrochemical zonality]. Moscow: Publishing house of Academy of Sciences of the USSR, 1956, 263 p.
2. Gaev A. Ya. *Gidrogeokhimiya Urala i voprosy okhrany podzemnykh vod* [Hydrogeochemistry of the Urals and the issues of the protection of groundwater]. Sverdlovsk : Publishing house of the Ural University, 1989, 368 p.
3. Derevyagin A. S., Svidzinskiy S. A., Sedletskiy V. I. [et al] *Nizhnepermская galogennaya formatsiya Severnogo Prikaspiya* [Halogen Permian formation of the North Caspian]. Rostov on Don: Publishing house of the Rostov State University, 1981, 397 p.
4. Popov V. G. *Gidrogeokhimiya i gidrogeodinamika Preduralya* [Hydrogeochemistry and hidrogeodynamics]. Moskva: Nauka, 1985, 278 p.
5. Posokhov Ye. V. *Khimicheskaya evolyutsiya gidrosfery* [Chemical evolution of the hydrosphere]. Leningrad: Federal publishing house of hydrometeorological scientific and technical and production literature, 1981, 286 p.

### УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ОПТИМИЗАЦИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ВОЛГО-АХТУБИНСКОМ МЕЖДУРЕЧЬЕ

**Алмамедов Ялчин Лачин оглы**, аспирант

Астраханский государственный университет  
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1  
E-mail: geologi2007@yandex.ru

**Серебряков Олег Иванович**, доктор геолого-минералогических наук,  
профессор

Астраханский государственный университет  
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1  
E-mail: geologi2007@yandex.ru

**Титов Дмитрий Константинович**, студент

Астраханский государственный университет  
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1  
E-mail: Geologi2007@yandex.ru

Каждая надсолевая мульда характеризуется своими собственными горно-геологическими условиями. Одновозрастные отложения в разных мульдах имеют одинаковую толщину, одни и те же коллекторские свойства, но пластовые воды имеют различную минерализацию и различные градиенты пластового давления (в основном для юры и мела). Наиболее тяжелые осложнения возникают в процессе бурения май-

копских отложений (определить пространственное расположение майкопских отложений).

**Ключевые слова:** нефть, газ, строение, междуречье, фундамент, структура.

## **SPECIFICATION OF GEOLOGICAL MODEL AND OPTIMIZATION OF PROSPECTING WORKS IN VOLGA-AKHTUBINSK ENTRE RIOS**

*Almamedov Yalchin L.O.*, Post-graduate student

Astrakhan State University  
1 Shaumyan sq., Astrakhan, Russian Federation, 414000  
E-mail: geologi2007@yandex.ru

*Serebryakov Oleg I.*, D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor

Astrakhan State University  
1 Shaumyan sq., Astrakhan, Russian Federation, 414000  
E-mail: geologi2007@yandex.ru

*Titov Dmitriy K.*, student

Astrakhan State University  
1 Shaumyan sq., Astrakhan, Russian Federation, 414000  
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Each post-salt basin is characterized by its own geological conditions. Coeval deposits in different troughs have the same thickness, the same reservoir properties, but have different formation water salinity and different formation pressure gradient (mainly for the Jurassic and Cretaceous). The most serious complications arise during drilling Maikop (determine the spatial arrangement of Maikop). Some researchers believe that an independent TSAGKM mine, not part AGKM as it is imagined by geologists VolgogradNIPImorneft and VNIIGAZ. They explain this different (oblique) GVK, large deviations from the mean values in the acid gas and condensate in the content. Some researchers believe the Astrakhan Arch positive structures established konsidermentatsionnyh conditions. Others consider the Astrakhan Arch is a positive structure postsedimentary origin (the sediments and their subsequent erosion). Selected on the border verhnearinskoy tires and nizhnebashkirskogo productive reservoir conglomerate is evidence of the existence at the periphery of the Astrakhan Arch large stratigraphic trap screening (FEL). Thus, the search of large gas fields on the periphery of the Astrakhan Deposit can be considered a new and promising area of exploration. This trend could create a new powerful fuel and energy complex in the south of Russia.

**Key words:** oil, gas, building, rivers, foundation, structure.

На первом этапе построения геологической модели месторождения были систематизированы в цифровом виде и загружены в реляционную базу данных WellBase (GeoGraphix) следующие результаты обработки:

1. Структурные поверхности по основным отражающим горизонтам, уточненным по данным 2D верхней части месторождения;
2. Гриды по результатам сеймики 3D;
3. Координаты ранее пробуренных скважин;
4. Результаты обработки данных ГИС;
5. Данные о ГВК. Карта расположения наклонного газоводяного контакта.

В итоге были построены структурные карты по нижнебашкирскому, кунгурскому, сакмаро-артинскому горизонтам, выполнена детальная корреляция продуктивных отложений, составлен геологический профиль, охватывающий месторождения: Правобережное, Центрально-Астраханское газоконденсатное, Астраханское, серогазоконденсатное, а также построен геологический профиль по кровле башкирской толщи.

Уточнение места расположения поисковой скважины Астраханской было проведено по материалам сейсморазведки 3D. По результатам бурения скважины 1 Приморской ОАО «Приморьнефтегаз» было намечено бурение еще двух разведочных скважин с проектной глубиной 4150,0 м с целью уточнения подсчетных параметров и перевода части запасов категории  $C_2$  в категорию  $C_1$ .

По данным электрических методов ГИС и ИМР, проведенных в скважинах соседних площадей, подтверждается отметка ГВК снижением сопротивления, начиная с отметки -4105,0 м. Для решения поисково-разведочных задач и уточнения строения Волго-Ахтубинского региона, а также снижения затрат на поисковое бурение было предложено подготовить единую площадку для бурения наклонно-направленных разведочных скважин.

Заложение устья скважины на единой площадке не противоречит требованиям п. 4.1.3. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», устанавливающим размер санитарно-защитной зоны не менее 5000 м. Результаты промыслово-геофизических исследований легли в основу обоснования подсчетных параметров Волго-Ахтубинского междуречья. Глубины залегания отложений башкирского яруса составляют 4010–4190 м.

Подсчет запасов газа, конденсата и компонентов газа проводится объемным методом, универсальным на любой стадии изученности, согласно инструкциям и принятым методикам. Природные запасы свободного газа ( $Q_{\text{газа}}$ ) составляют:

$$Q_{\text{газа}} = F * N * K_n * K_r * K_p * K_t$$

$$K_p * K_t = [(p_0 * a_0 - P_{\text{ост}} * a_{\text{ост}}) / P_{\text{ст}}] * [(T_0 + t_{\text{ст}}) / (T_0 + t_{\text{пл}})]$$

где  $F$  – площадь залежи, тыс.м<sup>2</sup>;

$N$  – средняя эффективная газонасыщенная толщина залежи, м;

$K_n$  – среднее значение коэффициента открытой пористости, доли ед;

$K_r$  – среднее значение коэффициента газонасыщенности, доли ед;

$K_p$  – барический коэффициент;

$K_t$  – термический коэффициент;

$P_0$  – среднее начальное пластовое давление в залежи, принятое по аналогии с Астраханским месторождением, 60,64 МПа;

$a_0$  – поправка обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов  $Z_0$  при давлении  $P_0$ ,  $a_0 = 1/Z_0 = 0,814$ ;

$Z_0 = 1,228$ , принято по аналогии с Астраханским месторождением;

$P_{\text{ост}}$  – среднее остаточное давление, устанавливающееся в залежи, когда давление на устье добывающей скважины будет равно стандартному,  $P_{\text{ост}} = 0,16$  МПа, принято по аналогии с Астраханским месторождением;

$a_{\text{ост}}$  – соответствующая  $P_{\text{ост}}$  поправка на сжимаемость реальных газов равная  $1/Z_{\text{ост}}$ ;

$a_{\text{ост}} = 0,8016$ , по аналогии с Астраханским месторождением;

$P_{\text{ст}}$  – давление при стандартных условиях, равное 0,1 МПа;

$T_0 = 273$  К,  $t_{\text{ст}} = 20$  °С;  $t_{\text{пл}}$  – средняя температура в залежи в пластовых условиях, принятая равной 109 °С.

Принято, что коллекторы башкирского резервуара образуют единую гидродинамическую систему и содержат массивную газоконденсатную залежь с наклонным контактом (от отметки -4080,0 м на востоке, до -4140,0 м на западе) (ВНИИГАЗ, 2009). Подсчет запасов проведен на лицензионном участке газоносности. Площадь газоносности башкирской залежи определялась по структурной карте, построенной по кровле продуктивного пласта по данным бурения и сейсморазведки. Общая площадь базового месторождения 687230 тыс. м<sup>2</sup>, из них 63290 тыс. м<sup>2</sup> составляет площадь запасов категории С<sub>1</sub>.

Выделение эффективных газонасыщенных толщин в разрезе скважин проводилось по комплексу геолого-геофизических признаков с учетом принятого для коллекторов Астраханского месторождения граничного значения коэффициента пористости 0,06 д.ед. Эффективная средневзвешенная газонасыщенная толщина равна 43,9 м для запасов категории С<sub>1</sub> и 50,5 м для запасов категории С<sub>2</sub>. По картам эффективных газонасыщенных толщин проведен расчет эффективных объемов и средневзвешенных по площади значений эффективных толщин согласно цифровому геологическому моделированию. Газонасыщенный объем базовой залежи равен 35343834 тыс. м<sup>3</sup>. Среднее значение эффективной газонасыщенной толщины 51,4 м.

Геологический разрез Волго-Ахтубинского междуречья характеризуется низкими коллекторскими свойствами. Поэтому процессы перераспределения пластовой энергии протекают в течение длительного времени. По аналогии с Астраханским месторождением в большинстве случаев длительная (более 120 часов и даже до 458 часов) остановка скважин недостаточна для полного восстановления давления, поэтому для подсчета запасов было принято пластовое давление, равное среднему начальному пластовому давлению, рассчитанному для всей залежи Астраханского месторождения – 60,64 МПа (по данным ВНИИГаза).

Предложения по внедрению мероприятий, направленных на оптимизацию изменения ситуации и на предотвращения инцидентов, заключается в следующем:

1. Изучать надсолевой разрез, его геологическое строение, пластовые флюиды и покрышки.
2. Изучать поверхность соли, межсолевые мульды, соленосную толщу и верхнеартинскую покрышку.
3. Строительство скважин под все обсадные колонны в надсолевых отложениях начинать с бурения пилотного ствола малого диаметра на пресном буровом растворе, в нем обеспечивается высокое качество ГИС и ГДИ. Это необходимо делать в каждой обособленной надсолевой мульде. В скважине малого диаметра проще и быстрее можно будет управлять параметрами бурового раствора. Полученные данные необходимо использовать для корректировки технологии бурения основного ствола (путем расширения диаметра). В процессе бурения скважины 2 Центрально-Астраханской были прихваты бурильного инструмента из-за прилипания труб к стенкам скважины. Это связано с отсутствием данных о пластовых давлениях в пластах-коллекторах надсолевого разреза.
4. Испытывать водоносный объект с целью обеспечения замера наиболее достоверного пластового давления и получения характеристики подошвенных пластовых вод, их активности и возможности эффективного поддержания пластового давления, снижения объемов поступления сероводорода в залежь из пластовых вод и повышение конденсатоотдачи за счет предотвра-

шения выпадения его в пласте в процессе последующей разработки месторождения.

5. Использовать криптон, введенный в пласт, что покажет активность подошвенных вод и направление движения пластовых флюидов по всей залежи.

6. Не однократно принимались участия в научно технических совещаниях: по поводу исключения из проектов на строительство скважины 2 Центрально-Астраханская работ по спуску 7 хвостовика, предназначенного для изоляции водо-и нефте-газопроявлений из филипповского горизонта.

7. Отбор керн в артинской кремнисто-глинистой толще и в конгломератах на границе P1a<sub>г</sub> и C2b. Доказано, что в филипповских отложениях нет рапы и нет сероводорода. Обоснованы поиски крупных ЛСЭ (ловушек стратиграфического экранирования) в верхнекаменноугольных отложениях по периферии Астраханского свода.

8. Участие в совещании по вопросу необходимости сделать второй отвод на восточную сторону для сжигания смеси технологических растворов с пластовыми флюидами и остатками выпавшей твердой фазы из промывочной жидкости.

9. Совещание во ВНИИГазе. Рассмотрение геологической модели. Всего АГКМ и ЦАГКМ как его части. Использовано только 15 скважин МинГео СССР (О.Г. Бражников) и только одна эксплуатационная скважина 80 Астраханская. Данные по испытанию объектов взяты некорректно. Так, в скважине 32 Астраханской испытано 2 объекта (нижний в переходной зоне ГВК). Взяты фактические результаты испытания верхнего объекта и неправомерно отнесены на нижний объект. Нет объяснения наклонного ГВК при наличии АВПД. Нет доказательств влияния блокового строения ЦАГКМ на распределение пластовых флюидов.

10. Совещание во ВНИИГазе. Рассмотрение гидродинамической модели пласта. Основное замечание заключается в том, что не учтено положение кровли продуктивного пласта и высокий уровень ГВК по скважине 2 Центрально-Астраханской.

11. Совещание по вопросу выбора технологического оборудования при проведении соляно-кислотных ванн. Принято решение соляно-кислотные ванны проводить не на ПВО (противовыбросовое оборудование), а на НКТ (насосно-компрессорных трубах). Фактически: 1 – прокачали 0,5 м<sup>3</sup> HCl, постояли под ванной 30 мин; 2 – прокачали 0,5 м HCl, постояли 50 мин; 3 – прокачали 0,5 м HCl, закрыли затрубье и надавили на 300 атм. через 30 мин, давление упало до 50 атм. Скважина поглотила кислоту с приемистостью 40 м / час.

Некоторые исследователи считают, что ЦАГКМ является самостоятельным месторождением, а не частью АГКМ, как это представляют себе геологи ВолгоградНИПИморнефть и ВНИИГАЗ. Этим они объясняют различное (наклонное) ГВК, большие отклонения от средних значений в составе кислых газов и в содержании конденсата. Часть исследователей считают Астраханский свод положительной структурой, сформировавшийся в консидементационных условиях. Другие же считают, что Астраханский свод является положительной структурой постседиментационного происхождения (накопление осадков с последующим их размывом).

Отобранный на границе верхнеартинской покрывки и нижнебашкирского продуктивного коллектора конгломерат является свидетельством существования по периферии Астраханского свода крупных ловушек стратиграфического экранирования (ЛСЭ). Таким образом, поиски крупных месторождений газа по периферии Астраханского свода можно считать новым перспек-

тивным направлением ГРП. Это направление может обеспечить создание нового мощного топливно-энергетического комплекса на юге России.

*Работа выполнена в рамках ГК 14.В37.21.0586 ФЦП РФ.*

#### Список литературы

1. Серебряков О. И. Нефтегазоносность Волго-Ахтубинского междуречья / О. И. Серебряков [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 3. – С. 53–61.
2. Серебряков О. И. Гидрогеологические особенности девонских нефтегазовых отложений Северного каспия / О. И. Серебряков [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 2. – С. 55–81.
3. Серебряков О. И. Особенности нефтегазоносности Прикаспийской впадины / О. И. Серебряков [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 4. С. 168–175.

#### References

1. Serebryakov O. I. [et al] *Neftegazonosnost Volgo-Akhtubinskogo mezhdurechya* [Oil-and-gas content of Volga-Akhtubinsk of Entre Rios]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, geography and global energy], 2012, no.3, pp. 53–61.
2. Serebryakov O. I. [et al] *Gidrogeologicheskie osobennosti devonskikh neftegazonosnykh otlozheniy Severnogo kaspia* [Hydrogeological features of Devonian oil-and-gas deposits of the Northern Caspian Sea]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, geography and global energy], 2012, no. 2, pp. 55–81.
3. Serebryakov O. I. [et al] *Osobennosti neftegazonosnosti Prikaspiyskoy vpadiny* [Features of oil-and-gas content of Caspian Depression]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, geography and global energy], 2011, no. 4, pp. 168–175.

### СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ГИДРОХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПРЕДЕЛАХ КРУПНЫХ ГЕОСТРУКТУРНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

**Навроцкий Олег Константинович**, доктор геолого-минералогических наук

Федеральное Государственное унитарное предприятие Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики  
410012, Российская Федерация, г. Саратов, ул. Московская, 70  
E-mail: nitaran@mail.ru

**Доценко Антон Михайлович**, студент

Саратовский государственный университет им. Н.Г Чернышевского  
410012, Российская Федерация, г. Саратов, ул. Астраханская, 83  
E-mail: gidrogeologant@mail.ru

**Логинова Марина Павловна**, кандидат геолого-минералогических наук  
Саратовский государственный университет им. Н.Г Чернышевского  
410012, Российская Федерация, г. Саратов, ул. Астраханская, 83

**Бричиков Николай Георгиевич**, студент

Саратовский государственный университет им. Н.Г Чернышевского  
410012, Российская Федерация, г. Саратов, ул. Астраханская, 83  
E-mail: captain89@rambler.ru