

ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ

Ларичев Виталий Владимирович

кандидат геолого-минералогических наук, доцент

Кубанский государственный университет

350040, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149

E-mail: geoskubsu@mail.ru

Попков Василий Иванович

доктор геолого-минералогических наук, профессор

Кубанский государственный университет

350040, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149

E-mail: geoskubsu@mail.ru

Перспективы открытия новых скоплений углеводородов во многих нефтегазоносных регионах связаны с освоением глубокопогруженных комплексов пород, изученных к настоящему времени крайне недостаточно и не равномерно. В результате составленные региональные карты-схемы гидродинамической и гидрохимической зональности отличаются недостаточной точностью и в дальнейшем неоднократно перестраиваются и дополняются по мере поступления новых данных. Наглядным примером может служить Прикаспийская впадина. в ее пределах многими исследователями отмечается наличие инверсионной зональности – в разрезе комплекса – проявляющейся в снижении минерализации вод с глубиной. Приведенные в статье данные по гидрохимии пластовых вод позволяют говорить о том, что инверсионная гидрохимическая зональность Прикаспийской впадины является установленным фактом и характеризуется различной контрастностью ее частей. Наиболее представительный материал накоплен в детально изученных месторождениях, таких как Карачаганак, Астраханское, на которых опробованы десятки скважин. Это дает возможность построить площадные схемы гидрохимической зональности, дающие более четкие представления о механизме формирования гидрохимической зональности глубокопогруженных толщ. Проведенный анализ материалов по Карачаганакскому месторождению убеждает в том, что наблюдаемые различия в гидрохимических параметрах пластовых вод объясняются не стратиграфической приуроченностью интервалов опробования, а наличием площадной гидрохимической зональности в разрезе водоносного комплекса нижнего карбона и верхнего девона. В данной гидрохимической зональности обнаруживается плановое совпадение с гидродинамической зональностью. В центральной части месторождения наблюдается обширное поле гидродинамической аномалии, пространственно тождественное наиболее приподнятому своду рифового массива. С этим же полем связана зона максимального опреснения подошвенных вод. Установленная гидрохимическая зональность подсолевых отложений на месторождениях Прикаспийской впадины имеет инверсионный характер и площадную неоднородность. Она не вписывается в схему восходящего элизионного потока отжимающихся вод из глинистых толщ центральных частей впадины к ее периферии, что может быть обусловлено процессами вертикального массопереноса флюидов в разрезе нефтегазоносного бассейна.

Ключевые слова: глубокопогруженные комплексы, гидрохимическая зональность, минерализация, подземные воды

HYDROCHEMICAL CONDITIONS OF DEEP DIVES OIL AND GAS BEARING COMPLEXES

Larichev Vitaliy V.

Ph.D. in Geology and Mineralogy, Associate Professor
Kuban State University
149 Stavropolskaya st., Krasnodar, 350040, Russian Federation
E-mail: geoskubsu@mail.ru

Popkov Vasily I.

D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor
Kuban State University
149 Stavropolskaya st., Krasnodar, 350040, Russian Federation
E-mail: geoskubsu@mail.ru

Prospects for the discovery of new hydrocarbon accumulations in many oil and gas regions associated with the development of deep rock complexes studied to date are extremely scarce and not uniformly. As a result of a regional outline map of the hydrodynamic and hydrochemical zoning have low precision and subsequently rebuilt several times and supplemented as new data. A good example is the Caspian Basin, within which many researchers noted the presence of an inversion in the context of complex zoning, which is manifested in the reduction of salinity with depth. Data given in the article on hydrochemistry of formation waters suggest that inversion hydrochemical zoning within the Caspian Basin is a fact established and characterized by different contrast in different parts of it. The most representative material accumulated within the fields studied in detail, such as Karachaganak, Astrakhan, where dozens of wells tested. This makes it possible to construct a polygonal hydrochemical zoning scheme, giving a clearer picture of the mechanism of formation of hydrochemical zoning of deep strata. The analysis of materials on Karachaganak suggests that the observed differences in hydrochemistry of formation water is not necessary to explain the stratigraphic confinement assay intervals, and the presence in the field in the context of aquifer of the Lower Carboniferous and Upper Devonian marketplace hydrochemical zoning. Hydrochemical zoning aquifer system of the Lower Carboniferous and Upper Devonian shows scheduled match with its hydrodynamic zoning. In the central part of the field there is a vast field of hydrodynamic anomalies are spatially coincident with the most upbeat set of reef array. On the same field, and associated area of maximum bottom water desalination. Installed hydrochemical zoning subsalt deposits in the fields of the Caspian basin, which has inverted the nature and areal heterogeneity, does not fit into the scheme of the rising flow Elysion wring out water from clay strata of the central part of the basin to the periphery and may be due to the formation of vertical mass transport of fluids in the context of oil and gas basin.

Keywords: complexes of deep, hydrochemical zoning, salinity, groundwater

Фундаментальной основой современной нефтегазовой гидрогеологии являются представления об условиях формирования скоплений нефти и газа и о глубокозалегающих отложениях нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Важнейшая задача – выяснить взаимосвязи гидрогеохимических особенностей подземных вод и залежей углеводородов (УВ) [4, 5, 8, 13–15 и др.]. Ведущим процессом литогенеза является дифференциация твердой и жидкой (вода, нефть, газ) фаз, в ходе которой происходят их изменения. Они протекают в соответствии с определенной стадийностью, с присущими каждой стадии количественными и качественными показателями. происходят постоянное взаимодействие и обменные

реакции как между жидкой и твердой фазами подземной гидросферы, так и внутри самой флюидной системы. Многие исследователи, занимающиеся вопросами формирования месторождений углеводородов, считают, что полное представление о геолого-гидрогеохимической истории флюидной системы НГБ можно восстановить лишь при условии ее комплексного изучения. При этом нефтегазонакопление, представляющее собой цепь последовательных процессов образования, миграции и аккумуляции, нефтяных УВ, не следует рассматривать вне поля гидрогеологических особенностей нефтегазоносных бассейнов. В этой связи заслуживают пристального внимания материалы по гидрохимическим особенностям подсолевых отложений Прикаспийского НГБ.

Прикаспийский НГБ, как и большинство других бассейнов, в гидрогеологическом отношении представляет собой гетерогенный водонапорный бассейн. В его пределах получили развитие природные водонапорные системы различных генетических типов: инфильтрационных, элизионных и геодинамических. Они, в свою очередь, обусловлены различными условиями и механизмами движения флюидов, смена которых идет в определенной последовательности [9–12].

Отличительной особенностью Прикаспия является большая мощность осадочного чехла, которая по разным оценкам составляет от 18 до 22 км. Однако глубоким бурением он изучен лишь на периферийных участках, где выявлены крупные и уникальные нефтяные (Тенгиз, Кашаган) и газоконденсатные (Астраханское, Карачаганакское) месторождения.

Подземная гидросфера Прикаспийской впадины характеризуется двучленным строением, что обусловлено наличием в ее разрезе мощной флюидоупорной толщи. Толща представлена соленосными, сульфатно-карбонатными и галогенно-терригенными отложениями кунгурского, уфимского и казанского ярусов. Она разделяет надсолевой и подсолевой комплексы, сопоставляемые с верхним и нижним гидрогеологическими этажами.

Пластовые воды подсолевых водоносных горизонтов и комплексов наиболее полно изучены на Карачаганаке и Астраханском своде. Здесь они вскрыты не одним десятком скважин. Поэтому при оценке общих гидрогеологических условий уместно говорить не только о тех или иных тенденциях, отмеченных на этих месторождениях, но и делать выводы о площадных закономерностях.

На небольших месторождениях таких данных гораздо меньше (как правило, 1–3 скважины, и в лучшем случае 2–3 опробования). В этих условиях вести речь о каких-то площадных зональностях довольно сложно. В то же время использование единичных данных помогает судить об общих гидрогеологических условиях в пределах впадины в целом.

При рассмотрении гидрохимических особенностей пластовых вод подсолевого комплекса Прикаспия многие исследователи отмечают наличие в разрезе комплекса инверсионной зональности [2, 4, 6, 7 и др.]. Наиболее минерализованные воды (с минерализацией свыше 300 г/л) выявлены в кунгурских отложениях. Они были вскрыты и опробованы единичными скважинами, поскольку залегают в виде отдельных линз и не формируют единого водоносного горизонта. Притоки воды получены из невыдержанных по простиранию и в разрезе гипсоангидритовых и карбонатных пропластков, встречающихся на глубинах до 4500 м, а также из самой верхней части разреза над сводами соляных куполов из отложений кепрока. Они могут быть отнесены как к подошве надсолевых отложений, так и к кровле подсолевого комплекса.

На Карачаганакском месторождении водоносность кепрока установлена в скважинах 2-рк и 9-ртек, пробуренных для технологических нужд под строительство подземных хранилищ нефтепродуктов в толще каменной соли. В скважине 2-рк из интервала 321–325 м получен приток крепких рассолов с минерализацией 308 г/л, хлоркальциевого (ХК) типа, плотностью 1,198 г/см³. В скважине 9-ртек с глубины 953,5 м получен переливающий приток дебитом 144 м³/сутки при минерализации 344,6 г/л. Плотность рассола составила 1,244 г/см³, а избыточное давление превысило 5,0 МПа.

Аналогичные водопрооявления на значительных глубинах отмечены также в скважинах 447, 702, а 47, 41 и 37. В последней скважине из интервала 4711–4721 м получен переливающий приток насыщенного рассола с минерализацией 342 г/л интенсивностью 250 м³/сутки, а в скважинах 447 и 702 минерализация пластовых вод составила 272 и 337,6 г/л. В водах отмечены высокие концентрации калия 6,2–23,1 г/л и брома – 1129,2–3457,2 мг/л.

По данным Л.Н. Капченко, на западе, в пределах внешней Бортовой ступени впадины, на площадях Александровская и Новоникольская, установлены рассолы с минерализацией 347 и 313 г/л на глубинах 4393 и 4597 м соответственно [8].

Ниже по разрезу, в сакмарско-артинских отложениях нижней перми, минерализация вод заметно уменьшается. В северной прибортовой зоне (Аксайская мульда) в интервале 4807–4828 м (2-П Аксай) она не превышает 214–246 г/л, а далее на восток (Северный Киндысай) снижение минерализации еще выше: на глубине 4408–4774 м она составляет 77–82 г/л.

На западе и на юге впадины снижение минерализации не столь значительно. На южной Эмбе (Каратон) она уменьшается до 238 г/л (глубина 4070–4132 м), а в западной части – до 280 и 255 г/л (Новоникольская и Демидовская площади, глубина 4670 и 4530 м соответственно).

Аналогичная картина сохраняется и для вод каменноугольных отложений. На севере впадины (2-П Аксай) минерализация составляет 232 г/л, на Карачаганаке 167,8–133,7 г/л, а на западе – 196 г/л [6].

В восточной прибортовой зоне, снижение минерализации достигает 177 г/л (Кенкияк) и 85,9 г/л (Алибекмола). Наиболее изученным здесь является серпуховско-визейского карбонатный комплекс, опробованный на структурах Аккудук, Бактыгарын, Алибекмола [1].

В скважине Аккудук-1 из интервала 4910–4942 м получен приток пластовой воды дебитом 64 м³/сутки с минерализацией 92,6 г/л ХК типа с повышенным содержанием микроэлементов (мг/г): аммония – 136, брома – 313, бора – 50,4, йода – 27, при натрий-хлорном коэффициенте 0,92. На структуре Бактыгарын в скважине 3 проведены исследования двух объектов. В первом – интервал 4821–4840 м. В течение шести месяцев наблюдался перелив пластовой воды с дебитом 1,5 м³/сутки, а из интервала 4737–4756 м. дебит перелива составил 3,4 м³/сутки. Минерализация воды опробованных интервалов характеризуется близкими значениями (100,7 и 99,7 г/л) и невысокой степенью метаморфизации: отношение г Na/г Cl 0,91 и 0,93 соответственно [7]. Скважина Алибекмола-4 на глубине 2178–2172 м вскрыла более минерализованные (140 г/л) пластовые воды (ХК типа при отношении г Na/г Cl 0,85). Среди микроэлементов отмечено высокое содержание аммония – 196 мг/л, брома – 184 мг/л, бора – 48,5 мг/л, йода – 54,9 мг/л. В составе водорастворенного газа содержание метана составляет 63,9–80,9 %, азота 14,3–28,0 %, двуокиси углерода 0,1–3,9 %, гелия 0,9–0,15 %. Сумма тяжелых УВ изменяется от 1,6 до 9,3 %. Газо-

содержание вод, приведенное к нормальным термобарическим условиям, составило 1910–2993 см³/л, а коэффициент газонасыщенности – 0,44–0,74.

В отложениях верхнего девона пластовые воды вскрыты и опробованы на Карачаганакском месторождении. Их минерализация изменяется от 114 до 186 г/л.

Как следует из приведенных выше данных по гидрохимии пластовых вод, инверсионная гидрохимическая зональность в Прикаспийской впадине является установленным фактом и характеризуется различной "контрастностью" ее частей. Однако ее "точечная" (по отношению к размерам впадины) изученность не позволяет выполнять региональные построения схем гидрохимической зональности разных водоносных комплексов ввиду ограниченности фактических данных. В большинстве случаев авторы приводят схемы гидрохимической зональности отдельных районов впадины [3], используя для районов площадью до нескольких тысяч десятков километров результаты по 5–6 скважинам. В детально изученных месторождениях (Карачаганак, Астраханское), где опробован не один десяток скважин, площадные схемы гидрохимической зональности дают более четкие представления о механизме ее формирования.

Это подтверждается опытом изучения гидрогеологических условий Карачаганакского месторождения. При первом подсчете запасов (В.М. Кирьяшкин, 1987) гидрогеологические условия продуктивного комплекса рассмотрены на ограниченном гидрохимическом материале. Однако было отмечено, что пластовые воды нижнего карбона и верхнего девона имеют целый ряд существенных различий. В частности, воды нижнего карбона в большинстве случаев имеют минерализацию 146,4–167,8 г/л, а верхнедевонские – только 108,1–126,5 г/л. При этом пластовые воды верхнедевонских отложений характеризовались повышенными значениями коэффициента сульфатности (до 1,45), натрий-хлорного коэффициента (0,88 и выше) и высокими (до 49 мг/л) концентрациями йода. При этом какие либо упоминания о гидрохимической инверсии не прозвучали.

В.И. Резуненко сопоставляет стратиграфическую границу отмеченных выше различий в подземных водах нижнего карбона и верхнего девона с кровлей турнейского яруса. Он рассматривает их в водах серпуховско-визейского и девонско-турнейского комплексов пород, отмечая "резкое различие по хлор-бромному отношению" и степени минерализации. В доказательство приведены значения минерализации в серпуховско-визейском комплексе 158 г/л, а в девонско-турнейском – 129 г/л. Сделан вывод о том, *"что пласты-коллекторы, насыщенные этими водами, не имеют гидродинамической связи, а пакки не-коллекторов являются экранами между пакками коллекторов"* [16].

Границы *"девонско-турнейского комплекса пород"* рассматривались в узких стратиграфических границах, "верхнедевонско-турнейских", поскольку в среднем девоне (скв. Д-1 инт. 5766–5792 м; Д-4, инт. 564–5665 м) минерализация пластовых вод значительно выше и достигает 155–174 г/л [7]. В данном случае вертикальная гидрохимическая зональность месторождения видится намного сложнее.

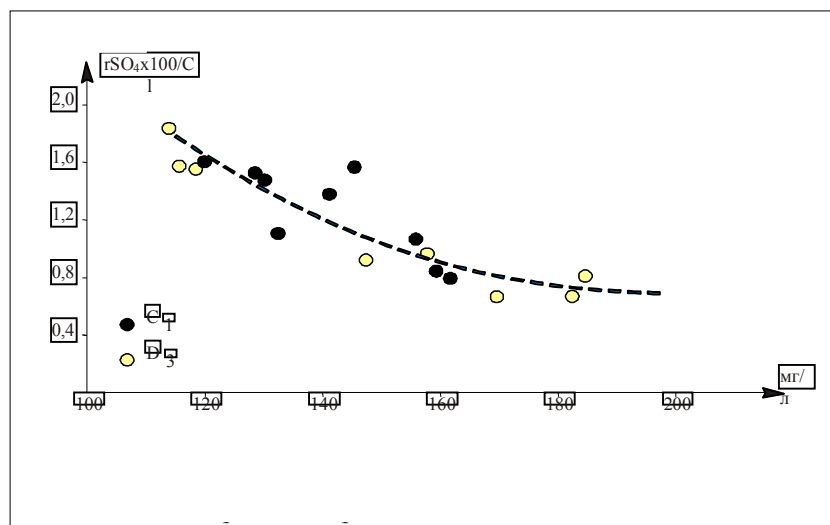


Рис. 1. График зависимости коэффициента сульфатности от минерализации пластовых вод водоносного комплекса нижнего карбона – верхнего девона

Что касается *"резких различий в хлорбромном коэффициенте"* в водах серпуховско-визейского и верхнедевонско-турнейского комплекса на Карачаганакском месторождении, нами таких различий не обнаружено [7]. Хлорбромный коэффициент довольно стабилен и изменяется в пределах 140–182 в серпуховско-визейском комплексе и 118–220 в верхнедевонско-турнейском. Весьма показательны в этом плане результаты испытаний скважины 801 (инт. 5147–5222 м серпуховской ярус), проведенных в октябре 1998 г. Скважина работала нефтью и водой, поскольку нижние дыры перфорации оказались ниже ВНК. В течение суток было отобрано 6 проб. Во всех пробах установлены стабильные концентрации калия, йода, брома, бора, повышенные коэффициенты г Na/г Cl (0,9) и $\text{г SO}_4 \times 100 / \text{Cl}$ (1,4) при минерализации 133,7 г/л, которая по всем параметрам близка к водам верхнего девона. На рисунке 1 видно, что воды ниже-каменноугольных и верхнедевонских отложений имеют близкую минерализацию. То есть воды с повышенной сульфатностью и отношением г Na/г Cl получены как из отложений визейского (скв. 801) и турнейского (скв. 6) ярусов, так фаменского (скв. 21, 28 и др.). Это не позволяет согласиться с наличием гидродинамически изолированных зон, контролирующих распространение вод различной минерализации.

Попытка использовать гидрохимические данные по пластовым водам, вероятно, была предпринята с целью разделить объекты разработки на "чисто" газоконденсатные (I и II) и нефтяные (III). Как известно, наличие надежного раздела в кровле нефтяной "подушки" дает заметное преимущество при выборе технологии разработки месторождения (по сравнению с гидродинамически связанными объектами). Поэтому авторами [16], представлявшими в то время компанию Газпром, и была предпринята попытка "разглядеть" в кровле III^{го} объекта надежный флюидоупор, что позволило бы начать разработку месторождения с I^{го} и II^{го} объектов на "строгой научной основе".

Однако история разработки месторождения свидетельствует о том, что верхнедевонско-нижнепермская рифовая постройка представляет собой еди-

ный гидродинамический резервуар. По материалам данных ГИС установлено, что в 33 скважинах отсутствует флюидопор между II и III объектами разработки. В 13 скважинах его толщина не превышает 1,0 м, что составляет свыше трети фонда скважин, вскрывших нефтяную "подушку" (рис. 2).



Рис. 2. Зоны отсутствия разделяющего флюидопора между II и III объектами разработки

В результате анализа гидрохимических материалов по Карачаганаскому месторождению выясняется, что отмечаемые большинством авторов различия в гидрохимических параметрах пластовых вод следует объяснять не стратиграфической приуроченностью интервалов опробования, а наличием в разрезе водоносного комплекса нижнего карбона и верхнего девона площадной гидрохимической зональности, что иллюстрируется на рисунке 3. Для построения представленной схемы использованы данные по 15 из 19 опробованных скважин, поскольку во многих пробах присутствуют продукты солянокислотных обработок и техногенных примесей.

Гидрохимическая зональность водоносного комплекса нижнего карбона и верхнего девона обнаруживает плановое совпадение с его гидродинамической зональностью [6]. В центральной части месторождения сформировалось обширное поле гидродинамической аномалии, пространственно тождественное наиболее приподнятому своду рифового массива. С этим же полем связана зона максимального опреснения подошвенных вод, минерализация которых не превышает 136,5 г/л. Воды характеризуются хлоридно-щелочным составом с невысокими концентрациями кальция и магния. Коэффициент сульфатности составляет 1,1–1,5, г Na/г Cl – 0,85–0,95. К периферии в водах резко увеличивается содержание хлоридов щелочей (г Na/г Cl 0,77–0,72) и уменьшается концентрация йода. Группировка значений по другим микрокомпонентам указывает на отсутствие каких-либо коррелятивов. Концентрация брома и в зоне максимального опреснения и на периферии колеблется в пределах 255–618 и 223–599 мг/л соответственно; лития – 28–30 и 24–35 мг/л; рубидия – 0,5–0,6 и 0,6–0,8 мг/л и т.д.

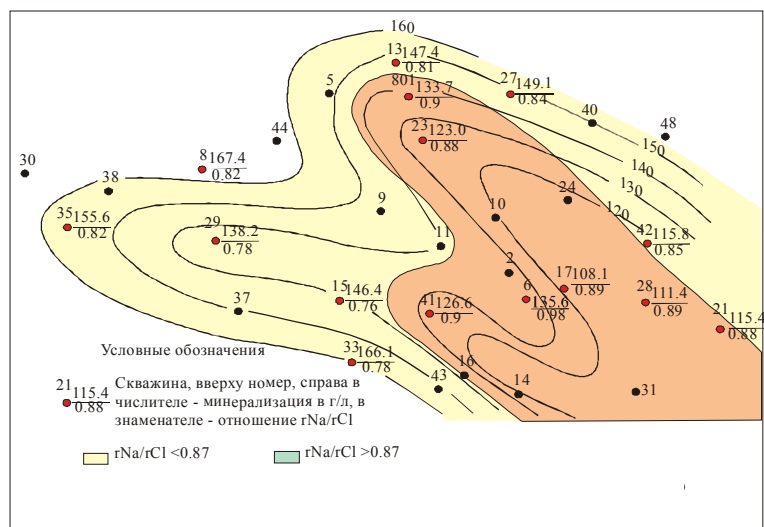


Рис. 3. Схема гидрохимической зональности водоносного комплекса нижнего карбона – верхнего девона

В водорастворенных газах наблюдается высокая концентрация кислых компонентов (более 60 %). Зона распространения таких вод пространственно совпадает с центральной частью структуры. А ближе к периферии в составе газа начинают преобладать углеводороды, при этом содержание метана варьирует в пределах 33–67 %, а его гомологов от 1,8 до 10,8 %.

Приведенные данные еще раз свидетельствуют о наличии в разрезе водоносного комплекса плановой зональности. В периферийных скважинах содержание углеводородных компонентов преобладает над кислыми газами в 1,4 раза. В зоне минимальных значений минерализации вод эта зависимость имеет обратный характер, и отношение суммы углеводородных газов к сумме кислых компонентов не превышает 0,7–1,1.

Важной особенностью пластовых вод Карачаганакского месторождения является их высокое газосодержание, которое изменяется от 5717 до 7340 нсм³/л. На долю сероводорода приходится 1500–2000 см³; двуокиси углерода – 1300–1720 см³; сумму углеводородов – 2300–3500 см³. Какой-либо закономерности в распределении газосодержания по площади месторождения не отмечается, в то же время повышенная газонасыщенность вод характерна для западной части массива. Здесь в скважинах 8 и 29 газонасыщенность пластовых вод (отношение $P_g/P_{пл}$) составляет 1,05–1,1. А предельное насыщение газом отмечено даже на значительном удалении от ВНК (до 70–100 м). Это отношение уменьшается к востоку, и в районах скважин 6, 21, и 28 давление насыщения меньше пластовых. Причиной тому может быть высокая концентрация кислых компонентов (H_2S , CO_2) в составе водорастворенного газа, поскольку их доля в увеличении парциальных давлений невелика.

Вниз по разрезу давления параметры насыщения изменяются неравномерно: от 2 мПа при увеличении глубины опробования на 70 м в западной части месторождения до 7,0–14,6 мПа на 110–130 м в центральной части и на юго-востоке. В восточной части месторождения массообмен между залежью УВ и подошвенными водами происходит на меньшую глубину, нежели на западе. Здесь имеет место устоявшаяся гидродинамическая связь залежи УВ с пластовыми водами.

Таким образом, гидрохимическая зональность подсолевого комплекса Карачаганакского месторождения, имеющая инверсионный характер и площадную зональность, не вписывается в схему восходящего потока отжимающихся вод глинистых толщ из центральных частей впадины к ее периферии. Вывод подтверждается также материалами анализа гидродинамических условий.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (грант 11-05-00857-а); ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы», проекты 2012-1.2.1-12-000-1007-015 (соглашение № 14.B37.21.1258), 2012-1.1-12-000-1006-006 (соглашение № 14.B37.21.0582).

(This work was supported by RFBR (grant 11-05-00857-a), Federal Program "Research and scientific-pedagogical personnel of innovative Russia" for 2009-2013 "projects 2012-1.2.1-12-000-1007-015 (agreement № 14.B37.21.1258), 2012-1.1-12-000-1006-006 (agreement № 14.B37.21.0582)).

Список литературы

1. Дальян И. В. Подземные воды подсолевых нефтегазоносных комплексов восточной окраины Прикаспийской впадины / И. В. Дальян // Советская геология. – 1987. – № 8. – С. 109–113.
2. Зингер А. С. Генезис опресненных глубинных вод и кислых компонентов газов юго-востока Русской платформы / А. С. Зингер, Г. Е. Долгова, Д. А. Федоров. – Москва : Недра, 1980. – 42 с.
3. Ильченко В. П. Газогидрохимические поля в подсолевых отложениях юго-западной части Прикаспийской впадины / В. П. Ильченко, Е. В. Стадник // Геология нефти и газа. – 1987. – № 2. – С. 27–30.
4. Капченко Л. Н. Гидрогеологические основы теории нефтегазоаккумуляции / Л. Н. Капченко. – Ленинград : Недра, 1983. – 263 с.
5. Карцев А. А. Нефтегазовая гидрогеология / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. П. Шугрин. – Москва : Недра, 1992. – 208 с.
6. Ларичев В. В. Геологическое строение надпродуктивных отложений и условия формирования техногенных газовых залежей месторождения Карачаганак / В. В. Ларичев, В. И. Попков // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – № 3 (16). – С. 90–104.
7. Ларичев В. В. Геофлюидодинамические особенности залежей углеводородов Карачаганакского месторождения / В. В. Ларичев // Геология нефти и газа. – 2000. – № 6. – С. 23–28.
8. Ларичев В. В. Геоэкологические и техногенные проблемы освоения нефтяных и газоконденсатных месторождений Прикаспийской впадины / В. В. Ларичев, В. И. Попков. – Краснодар : Кубанский государственный университет, 2009. – 315 с.
9. Ларичев В. В. Геоэкологические проблемы освоения нефтяных и газоконденсатных месторождений Прикаспийской впадины / В. В. Ларичев, В. И. Попков // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2005. – № 3 (12). – С. 228–236.
10. Ларичев В. В. Гидрогеологические особенности формирования залежей Карачаганакского НКМ / В. В. Ларичев // Сборник научных трудов Северо-Кавказского государственного технического университета. Серия "Тектоника и геодинамика". – 2002. – Вып. 1. – С. 144–150.
11. Ларичев В. В. Гидрогеология доюрских отложений Южного Мангышлака / В. В. Ларичев, В. И. Попков. – Ставрополь : Северо-Кавказский государственный технический университет, 2003. – 144 с.
12. Ларичев В. В. Межколонные давления на Карачаганакском нефтегазоконденсатном месторождении / В. В. Ларичев, В. И. Попков // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – № 2 (15). – С. 92–98.
13. Медведев С. А. Генезис вод глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов молодой платформы юга СССР / С. А. Медведев, В. И. Попков // Советская геология. – 1986. – № 6. – С. 118–125.
14. Попков В. И. Эволюция тектонической проницаемости земной коры Мангышлака и Восточного Предкавказья / В. И. Попков, С. А. Медведев // Доклады Академии наук СССР. – 1986. – Т. 290, № 3. – С. 690–693.

15. Рабинович А. А. Гидрогеологические особенности доюрского разреза Южного Мангышлака / А. А. Рабинович, В. И. Попков, В. П. Паламарь, Н. И. Михайленко // Советская геология. – 1985. – № 11. – С. 103–112.

16. Резуненко В. И. Выделение объектов разработки Карачаганакского НГКМ / В. И. Резуненко, Ю. С. Старостин, И. М. Фык // Газовая промышленность. – 1993. – № 12. – С. 24–25.

References

1. Dalyan I. V. Podzemnye vody podsolevykh neftegazonosnykh kompleksov vostochnoy okrainy Prikaspiyskoy vpadiny [Underground waters of subsalt oil and gas bearing complexes of eastern edge of Caspian basin]. *Sovetskaya geologiya* [Soviet Geology], 1987, no. 8, pp. 109–113.

2. Zinger A. S., Dolgova G. Ye., Fedorov D. A. *Genesis opresnennykh glubinnykh vod i kislykh komponentov gazov yugo-vostoka Russkoy platformy* [Genesis of desalinated deep waters and acid components of gas of south-east of the Russian Platform], Moscow, Nedra Publ., 1980. 42 p.

3. Ilchenko V. P., Stadnik Ye. V. Gazogidrokhimicheskie polya v podsolevykh otlozheniyakh yugo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny [Gas and hydrochemical fields in the subsalt deposits of the south-western part of the Caspian depression]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology], 1987, no. 2, pp. 27–30.

4. Kapchenko L. N. *Gidrogeologicheskie osnovy teorii neftegazonakopleniya* [Hydrogeological framework of the theory of oil and gas accumulation], Leningrad, Nedra Publ., 1983. 263 p.

5. Kartsev A. A., Vagin S. B., Shugrin V. P. *Neftegazovaya gidrogeologiya* [Oil and gas hydrogeology], Moscow, Nedra Publ., 1992. 208 p.

6. Larichev V. V., Popkov V. I. Geologicheskoe stroenie nadproduktivnykh otlozheniy i usloviya formirovaniya tekhnogennykh gazovykh zalezhey mestorozhdeniya Karachaganak [Geological structure of deposits and conditions of formation of technogenic field Karachaganak gas deposits]. *Yuzhno-Rossiyskiy vestnik geologii, geografii i globalnoy energii* [South-Russian Bulletin of Geology, Geography and Global Energy], 2006, no. 3 (16), pp. 90–104.

7. Larichev V. V. Geofluidodinamicheskie osobennosti zalezhey uglevodorodov Karachaganakskogo mestorozhdeniya [Geofluid dynamic characteristics of hydrocarbons deposits of Karachaganak field]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology], 2000, no. 6, pp. 23–28.

8. Larichev V. V., Popkov V. I. *Geoekologicheskie i tekhnogennye problemy osvoeniya neftyanykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy Prikaspiyskoy vpadiny* [Geoecological and technogenic problems of the development of oil and gas condensate fields of Caspian basin], Krasnodar, Kuban State University Publ. House, 2009. 315 p.

9. Larichev V. V., Popkov V. I. Geoekologicheskie problemy osvoeniya neftyanykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy Prikaspiyskoy vpadiny [Geoecological problems of the development of oil and gas condensate fields of Caspian basin]. *Yuzhno-Rossiyskiy vestnik geologii, geografii i globalnoy energii* [South-Russian Bulletin of Geology, Geography and Global Energy], 2005, no. 3 (12), pp. 228–236.

10. Larichev V. V. Gidrogeologicheskie osobennosti formirovaniya zalezhey Karachaganakskogo NGKM [Hydrogeological features of the formation of deposits of the Karachaganak gas condensate field]. *Sbornik nauchnykh trudov Severo-Kavkazskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya "Tektonika i geodinamika"* [Collection of scientific works of North Caucasus State Technical University. Series "The tectonics and geodynamics"], 2002, no. 1, pp. 144–150.

11. Larichev V. V., Popkov V. I. *Gidrogeologiya doyrskikh otlozheniy Yuzhnogo Mangyshlaka* [Hydrogeology of pre-Jurassic sediments of South Mangyshlak], Stavropol, North Caucasus State Technical University Publ. House, 2003. 144 p.

12. Larichev V. V., Popkov V. I. Mezhtolonnye davleniya na Karachaganakskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii [Annular pressure at the Karachaganak oil and gas condensate field]. *Yuzhno-Rossiyskiy vestnik geologii, geografii i globalnoy energii* [South-Russian Bulletin of Geology, Geography and Global Energy], 2006, no. 2 (15), pp. 92–98.

13. Medvedev S. A., Popkov V. I. *Genesis vod glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseynov molodoy platformy yuga SSSR* [Genesis of the deep waters horizon of oil and gas bearing basins of young platform south of the USSR]. *Sovetskaya geologiya* [Soviet Geology], 1986, no. 6, pp. 118–125.

14. Popkov V. I., Medvedev S. A. *Evolutsiya tektonicheskoy pronitsaemosti zemnoy kory Mangyshlaka i Vostochnogo Predkavkaziya* [Tectonic evolution of the permeability of the crust Mangyshlak and Eastern Caucasus]. *Doklady Akademii nauk SSSR* [Proceedings of USSR Academy of Sciences], 1986, vol. 290, no. 3, pp. 690–693.

15. Rabinovich A. A., Popkov V. I., Palamar V. P., Mikhaylenko N. I. *Gidrogeologicheskie osobennosti doyurskogo razreza Yuzhnogo Mangyshlaka* [Hydrogeological features of the pre-Jurassic section of South Mangyshlak]. *Sovetskaya geologiya* [Soviet Geology], 1985, no. 11, pp. 103–112.

16. Rezunenko V. I., Starostin Yu. S., Fyk I. M. *Vydelenie obektov razrabotki Karachaganakskogo NGKM* [Select objects of the Karachaganak gas condensate field]. *Gazovaya promyshlennost* [Gas Industry], 1993, no. 12, pp. 24–25.