

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ

Попков Василий Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Кубанский государственный университет, 350040, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149, e-mail: geoskubsu@mail.ru

Ларичев Виталий Владимирович, кандидат геолого-минералогических наук, докторант, Кубанский государственный университет, 350040, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149, e-mail: geoskubsu@mail.ru

Практика поисковых работ на нефть и газ и изучение гидрогеологических условий крупных артезианских (нефтегазоносных) бассейнов показывает, что гидрогеологический материал как по разрезу, так и по площади бассейнов накапливается крайне неравномерно. Данные, характеризующие пластовые воды, относятся главным образом к глубокопогруженным горизонтам нефтегазоносных площадей и структур, где изучаются лишь регионально нефтегазоносные комплексы. В то время как потенциально бесперспективные толщи и межструктурные зоны остаются практически не изученными. В результате составленные на первых этапах исследований нефтегазоносных бассейнов не региональные карты-схемы гидродинамической и гидрохимической зональности в дальнейшем неоднократно перестраиваются и дополняются на основании вновь поступивших данных. Нередко первые и последние схемы являются взаимоисключающими. Такие прецеденты имели место и на Южном Мангышлаке, и в Днепровско-Донецкой впадине, и в Волго-Уральской провинции. Прикаспийская впадина в этом ряду также не является исключением. Прикаспийский нефтегазоносный бассейн, как и большинство других, в гидрогеологическом отношении представляет собой гетерогенный водонапорный бассейн. В его пределах природные водонапорные системы различных генетических типов получили развитие. Наличие этих систем теснейшим образом связано с геологическим строением бассейнов, историей геологического развития, толщиной и возрастом осадочных пород, термобарическим режимом, характером обнаженности водоносных пород, климатическими условиями региона и т.д. В процессе исторического развития нефтегазоносных бассейнов водонапорные системы претерпевают эволюцию. В отдельные периоды активизации тектонических процессов глубокопогруженные водонапорные системы элизионного типа нередко трансформируются в фильтрационные, а при обширных трансгрессиях имеют место обратные процессы. В этой связи наблюдаемая в настоящее время стратиграфическая приуроченность водонапорных систем является следствием проявления последней (новейшей) фазы тектогенеза. Вследствие этого «вчерашние» элизионные системы, вышедшие из-под уровня моря, подвергаются активной «интервенции» инфильтрационных вод. Этот процесс на современном этапе охватывает первые от поверхности водоносные горизонты и комплексы, а также прибортовые, наиболее приподнятые части нефтегазоносных бассейнов. В результате для одного и того же водоносного комплекса в пределах нефтегазоносных бассейнов характерны черты как инфильтрационного, на участках раскрытого залегания водовмещающих пород, так и элизионного, в глубокопогруженных зонах, режимов.

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

FEATURES FLUID DYNAMIC OF DEEP OIL AND GAS COMPLEXES

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

Larichev Vitaliy V., C.Sc. in Geology and Mineralogy, Ph.D. candidate, Kuban State University, 149 Stavropolskaya st., Krasnodar, 350040, Russian Federation, e-mail: geoskubsu@mail.ru

Practice prospecting for oil and gas, and the study of hydro-geological conditions of the large artesian (oil and gas) basins shows that the hydrogeological material as the section, and in the basin areas, accumulates extremely evenly. Emerging data characterizing the reservoir waters, relate mainly to the oil and gas horizons deeply submerged areas and structures, which are studied only regional oil and gas complexes, while potentially unpromising sequence and multicultural zones remain virtually unexplored. As a result, created in the early stages of research of the oil and gas basins regional maps and diagrams of hydrodynamic hydrochemical zoning later repeatedly rebuilt and supplemented on the basis of the newly received data. Often, the first and last circuits are mutually exclusive. Such precedents have taken place in the South Mangyshlak, and in the Dnieper-Donets basin, and in the Volga-Ural province. Caspian basin in this series as well is no exception. Caspian oil and gas basin, like most others, hydrogeological relation represent a heterogeneous aquifer basin, within which were developed natural water-pressure systems of different genetic types. The availability of these systems is closely connected with the geological structure of the basins, the geological history of the development, thickness and age of sedimentary rocks, thermobaric regime, the character of nudity-bearing rocks, climatic conditions of the region, etc. In the process of historical development of oil and gas basins water-pressure systems are evolving. In some periods of activation of tectonic processes of deep water-pressure systems of elision type are often “transformed” in the filtration system, while extensive transgressions occur inverse processes. In this context, the presently observed stratigraphic confinement of water pumping systems is a consequence of manifestations of the last (latest) orogeny phase. As a result, “yesterday” elision systems, out-of-sea-level, are subject to active “intervention” of infiltration water. This process at the present stage covers the first surface of the aquifers and complexes, as well as pribortovyh most elevated part of the oil and gas basins. As a result, for the same aquifer system within the oil and gas basins as the characteristic features of infiltration, in the areas of occurrence of the disclosed water-bearing rocks, and elision in areas of deep, modes.

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

Фундаментальной основой современной нефтегазовой гидрогеологии являются представления об условиях формирования скоплений нефти и газа и глубокозалегающих отложений нефтегазоносных бассейнов (НГБ), выяснение взаимосвязи гидрогеохимических особенностей подземных вод и залежей углеводородов (УВ) [4, 5, 8, 13–16 и др.]. Многие исследователи, занимающиеся вопросами формирования месторождений УВ, считают, что полное представление об истории флюидной системы НГБ можно восстановить лишь при условии ее комплексного изучения, а 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 гидродинамическим особенностям подсолевых отложений Прикаспийского НГБ.

Прикаспийский НГБ, как и большинство других, в гидрогеологическом отношении представляют собой гетерогенный водонапорный бассейн, в пределах которого получили развитие природные водонапорные системы разных генетических типов: инфильтрационных, элизионных и геодинамических. Они обусловлены различными условиями и механизмами движения флюидов, смена которых с глубиной идет в определенной последовательности [9–12].

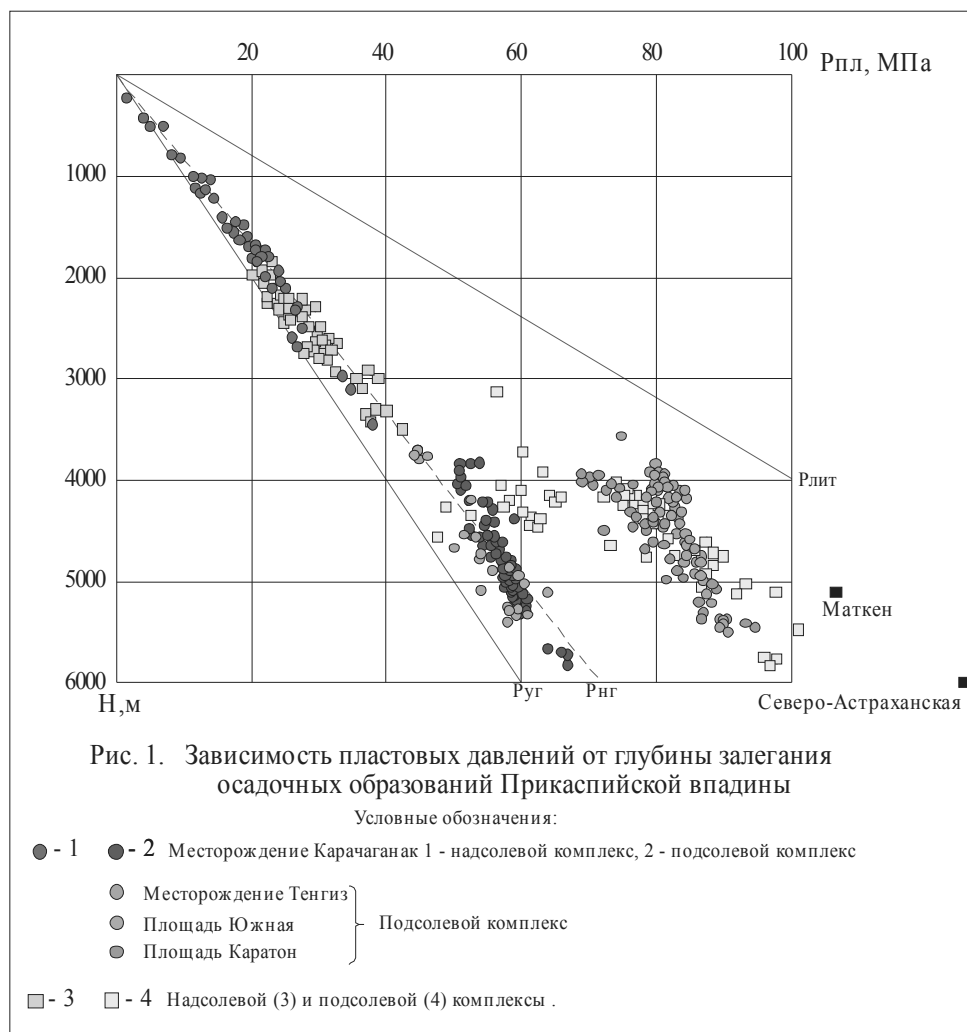
Отличительной особенностью Прикаспийской впадины является большая мощность осадочного чехла, которая по разным оценкам составляет от 18 до 22 км. При этом она изучена глубоким бурением лишь на периферийных участках, где выявлены крупные и уникальные нефтяные (Тенгиз, Кашаган) и газоконденсатные (Астраханское, Карачаганакское) месторождения, в северной прибортовой зоне, на юго-востоке, юго-западе и в восточной части.

Подземная гидросфера Прикаспийской впадины характеризуется двучленным строением, обусловленным наличием в ее разрезе мощной флюидоупорной толщи. Эта 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, соответственно, гидрогеологическими этажами.

Пластовые воды подсолевых водоносных горизонтов и комплексов вскрыты, как отмечалось выше по периферии Прикаспийской впадины, на технически доступных глубинах, где в зонах распространения основных карбонатных платформ палеозоя Прикаспия открыты нефтяные и газоконденсатные месторождения. Гидрогеологические условия этих месторождений наиболее полно изучены на Карачаганаке и Астраханском своде, где пластовые воды вскрыты не одним десятком скважин. В результате после выборки некондиционных проб и данных по замерам пластовых давлений мы имеем ряд данных. Эти данные позволяют при оценке общих гидрогеологических условий 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, поэтому вести речь о каких-то площадных зональностях довольно сложно. В то же время использование единичных данных позволяет судить об общих гидрогеологических условиях в пределах впадины в целом.

Гидродинамические условия подсолевого комплекса Прикаспия, характеризующиеся «точечной», по отношению к размерам впадины, изученностью, во многом отличаются от таковых в надсолевом комплексе. В надсолевом комплексе начавшиеся в верхнепермское время активные процессы галогенеза привели к нарушению сплошности в распространении флюидосодержащих толщ, оказавшихся прорванными многочисленными соляными диапирами. В результате в пределах впадины возникло огромное множество различных по своим размерам суббассейнов, развитых в межкупольных мульдах и надежно изолированных друг от друга. Нарушенная сплошность водоносных горизонтов и комплексов и отсутствие регионально выдержанных водупоров привели к формированию близкой к равновесной гидродинамической обстановки (рис. 1) [2]. На рисунке 1 видно, что фактические пластовые давления в надсолевом комплексе довольно близки к нормальным гидростатическим. Поскольку они располагаются левее линии, соответствующей градиенту давления 0,010 МПа/м, и в соответствии с фактической плотностью пластовых вод, изменяющейся в пределах от 1,01–1,02 г/см³ на глубинах до 600–800 м, до 1,1–1,17 г/см³ на глубинах 3500–4000 м [5].



Отклонения от данной зависимости имеют место в водонасыщенных интервалах, приуроченных к линзовидным прослоям межсолевых карбонатов в соленосной толще кунгурского яруса, в которых пластовые давления резко возрастают. В скважине 37 (Карачаганак), при проходке интервала 4711–4721 м, было зафиксировано устьевое давление 25,0 МПа, при плотности бурового раствора 1,4 г/см³, что в пересчете на пластовое давление составляет свыше 90 МПа. Коэффициент аномальности (K_a), представляющий собой отношение пластового давления ($P_{пл}$) к условному гидростатическому ($P_{уг}$), превысил 1,9, а коэффициент негидростатичности ($P_{пл}/P_{нг}$, где $P_{нг}$ – нормальное гидростатическое давление) – 1,6. Здесь же на северном борту на Тепловской площади коэффициент негидростатичности еще выше и составляет 1,64 [2]. Фактический материал по водам межсолевой толщи весьма ограничен, поэтому довольно сложно делать какие-либо выводы.

В подсолевом комплексе, с глубины 3500–4000 м и глубже, гидродинамическое состояние пластовой системы заметно отличается от надсолевого. Пластовые давления во вскрытом интервале подсолевых отложений заметно отличаются от нормальных гидростатических давлений, в то время как на других такие отклонения незначительные.

В частности, на Карачаганакском месторождении, на площади Южная и некоторых других структурах, пластовые давления выше нормальных гидростатических (Рнг) и в большинстве случаев превышают их на 20–30, а иногда и на 40–60 МПа (Мактен, Северо-Астраханская). Значения коэффициентов аномальности достигают 1,9–2. Все это позволяет говорить о наличии в подсолевом комплексе сверхгидростатических и аномально-высоких пластовых давлений (СГПД и АВПД).

Важная особенность, коэффициенты аномальности давления не зависят от литологического состава коллектора и характера его насыщения. Так, в северной прибортовой зоне (Карачаганак, Тепловско-Токаревская группа месторождений), на юго-востоке (Тенгиз, Каратон) и на юго-западе (Астраханский свод) АВПД установлены в карбонатных пластах-коллекторах, а на восточном борту (Кенкияк, Каратюбе, Киндысай) – в терригенных. Если говорить о характере насыщения, то аномальные давления установлены и на газоносных (газоконденсатных) структурах (Астраханский свод, Карачаганак), и на нефтеносных (Тенгиз, Кенкияк) и в водонасыщенных пластах (Каратон, Биикжал).

Статистическая же обработка результатов замеров пластовых давлений в коллекторах с различной флюидонасыщенностью свидетельствует о том, что Ка в газоносных структурах заметно выше, чем в нефте-и водонасыщенных, а в нефтенасыщенных – выше, чем в водонасыщенных.

В качестве примера обратимся к данным о пластовых давлениях на площадях юго-восточной части Прикаспийской впадины (Южная Эмба). Здесь, на нефтяном месторождении Тенгиз величина Ка выше, чем на расположенной в непосредственной близости структуре Каратон, с водонасыщенным характером насыщения коллекторов. Наличие залежей свободного газа способствует еще большему повышению Ка. На структуре Маткен в скважине Г–16 из интервала 5207–5214 м получен приток нефти и свободного газа, а пластовое давление, замеренное на глубине 5100 м, составило 107,5 МПа. Это соответствует Ка 2,15, в то время как на Тенгизе его значения не выше 2,09–2,11.

Таким образом, гидродинамическая изученность подсолевого комплекса Прикаспийской впадины достаточно корректно и полно характеризует ту или иную ее часть, а если точнее, ту или иную структуру, поскольку законтурная область и структур с одиночными скважинами и детально разбуренных месторождений остается практически не изученной. В результате большинство заключений о гидродинамической обстановке подсолевого комплекса Прикаспия опирается не столько на фактические и при этом разрозненные данные по замерам пластовых давлений в той или иной зоне, сколько на общегеологические материалы геолого-структурного строения впадины и прилегающих территорий, а также типовых схем зональности флюидных систем НГБ.

Многие исследователи в осадочном чехле НГБ выделяют три основных типа флюидных систем, обусловленных различными условиями и механизмами движения флюидов: инфильтрационный, элизионный и геодинамический. С глубиной смена этих типов идет в отмеченной выше последовательности [3].

Традиционно водоносные комплексы верхнего этажа относят к инфильтрационным системам, а к элизионным и геодинамическим – верхний и нижний ярусы нижнего этажа. Поскольку подсолевой комплекс Прикаспия относится к нижнему этажу, схемы гидродинамической зональности представляются с точки зрения существования в недрах бассейна элизионного, а более глубоких его частях геодинамического режима, формирующегося за счет вы-

свобождения захороненных седиментогенных вод в результате уплотнения глинистых толщ в центральной части впадины и их оттока к бортам впадины. Такие схемы на первых этапах изучения Карачаганакского месторождения имели место в северной прибортовой зоне (В.М. Кирьяшкин, 1988), в юго-восточной части (Южно-Эмбинская зона) впадины [15], по районам юго-запада (Ю.Г. Гирич, 1998) и восточного борта [1]. В частности, в работе [15] указывается, что динамика пластовых вод юго-восточной части Прикаспийской впадины формируется *«под влиянием двух противоположно направленных потоков с северо-запада и юго-востока. Элизионные воды, отжимаемые из внутренних районов Прикаспийской впадины, движутся в направлении зоны сочленения юго-восточной части Русской плиты с Туранской. Непосредственно в зоне сочленения седиментационные воды, отжимающиеся со стороны Туранской плиты, перемещаются во встречном направлении»*. В то же время объективных данных, кроме общегеологических, позволяющих выделить центральную часть впадины в качестве пьезомаксимума, при отсутствии фактических данных опробованных скважин, нет. Нет таких данных и по палеозойским водоносным комплексам северо-запада Туранской плиты. Более того, как свидетельствуют результаты региональных исследований во внутренних прибортовых частях впадины, подсолевые карбонатные отложения замещаются глинисто-карбонатными и кремнистыми и, следовательно, не приходится ожидать активную латеральную миграцию флюидов из наиболее погруженной центральной части впадины к периферии [7].

На примере Карачаганакского месторождения все вышесказанное отражается наиболее рельефно. Поскольку первые схемы гидродинамической зональности были составлены на выше упомянутых постулатах, которые с накоплением дополнительного фактического материала претерпели довольно значительные изменения. Если вертикальная зональность месторождения, как правило, не пересматривалась, то изменения в площадной зональности оказались весьма внушительными.

Наличие вертикальной зональности в недрах месторождения находит свое подтверждение по данным замеров пластовых давлений. В подсолевых отложениях, в отличие от надсолевого комплекса, отмечается весьма заметное снижение темпа нарастания пластовых давлений. В интервале 3800–4950 м, с которым связана газоконденсатная залежь месторождения, геобарический градиент уменьшается до 0,68 мПа/100 м, против 1,12 мПа/100 м в надсолевом комплексе. В то же время пластовые давления здесь значительно выше условных гидростатических, а коэффициент аномальности повышается до 1,34. В интервале нефтеводонасыщенной части разреза (4950–5300 м) геобарический градиент вновь возрастает и достигает 1,01 мПа/100 м [5].

Что касается плановой зональности, то впервые подобная схема была апробирована при первом подсчете запасов УВ в 1987 г. (В.М. Кирьяшкин, 1987), в котором *«динамика подземных вод подсолевого комплекса определяется элизионным режимом и водообмен обусловлен продолжающимися в настоящее время процессами миграции вод из центральной части Прикаспийской впадины к бортовой зоне»*. В подтверждение данного тезиса авторы подсчета запасов приводят схему изменения приведенных пластовых давлений, на которой последние плавно уменьшаются с юга на север с 59,82 до 59,53 МПа. В качестве плоскости сравнения была выбрана отметка –5200 м, а выполненные построения базировались на данных 6 разведочных скважин.

Появление новых данных внесло довольно значительные изменения в характер распределения пластовых давлений нижнекарбон-верхнедевонского водоносного комплекса. Предложенная схема гидродинамической зональности, составленная Р.Г. Семашевым (ВНИИГАЗ) в 1992 г., не подтвердила предыдущие выводы о направленном восходящем потоке элизонных вод из центральной части впадины к бортовой зоне. В построениях Р.Г. Семашева использовались данные по пластовым давлениям, замеренным в 28 скважинах, а за плоскость сравнения принят водонефтяной контакт (ВНК) на отметке –5150 м (Р.Г. Семашев, 1992).

На схеме Р.Г. Семашева, в отличие от представлений В.М. Кирьяшкина, гидродинамическое поле в пределах месторождения имеет более дифференцированную структуру, на котором выделена довольно контрастная гидродинамическая аномалия в районе скважин 23–9–7. К данной аномалии с юго-запада примыкает небольшая аномалия, вытянутая в этом же направлении по линии скважин 37–432. Выделен также ряд небольших аномалий с максимумами в районе скважин 41,6–17,21. Данные аномалии могут свидетельствовать о довольно интенсивном перераспределении пластовых давлений на современном тектоническом этапе.

При сопоставлении этих двух схем видно, что приведенные давления в одних и тех же скважинах, по данным одних и тех же замеров, несмотря на подъем плоскости сравнения с –5200 м на –5150 м, даже увеличились: в скважине 6 до 60,43 МПа, а в скважине 27 – до 60,22 МПа. При этом и в том и другом случаях авторы пользовались одной методикой приведения пластовых давлений, основанной на применении формулы А.И. Силина-Бекчурина, выведенной из уравнения Д. Бернулли и базирующейся на допущении, что плотность пластовых вод в разрезе земной коры меняется некими горизонтальными слоями по линейной зависимости, возрастая с глубиной. Однако, как видно из материалов более поздних исследований на Карачаганакском месторождении, плотность пластовых вод с глубиной порой уменьшаться. Примером может служить скважина 21, в которой плотность пластовых вод в интервалах 5260–5266 м и 5310–5322 м составила 1,081 и 1,057 г/см³ соответственно. В этих условиях погрешности в расчетах неизбежны. Так, в той же скважине 21 у одних авторов пластовое давление, приведенное к отметке –5140 м, составляет 60,07 МПа (В.М. Кирьяшкин, 1987), у других на отметке –5112 м – 60,48 МПа (Р.Г. Семашев, 1992). В результате, как показала практика гидрогеологических исследований в нефтегазоносных районах, карты приведенных пластовых давлений (напоров) порой имеют значительные расхождения, а направления потоков подземных вод – взаимоисключающие.

К новому пересчету запасов УВ Карачаганакского месторождения в 1999–2000 гг. новых данных бурения и исследований не добавилось. Нами были использованы фондовые материалы результатов замеров пластовых давлений, выполненных в период 1979–1989 гг. Большинство из них принимало участие во всех предыдущих построениях. Как свидетельствуют статистические данные, глубинными исследованиями было охвачено более 40 разведочных и эксплуатационных скважин, в которых выполнено около сотни замеров пластовых давлений в разрезе продуктивной толщи, в интервале глубин 3750–5340 м.

Большинство выполненных замеров относится к газонасыщенной части разреза, интервалы испытаний которых находились на «высоте» от 200 до 1400 м над плоскостью сравнения. Во избежание грубых ошибок в приведении давле-

ний, эти замеры из дальнейших построений нами были исключены и в расчет вошли только результаты по 43 замерам, выполненным в водонефтяной части разреза месторождения (рис. 2).

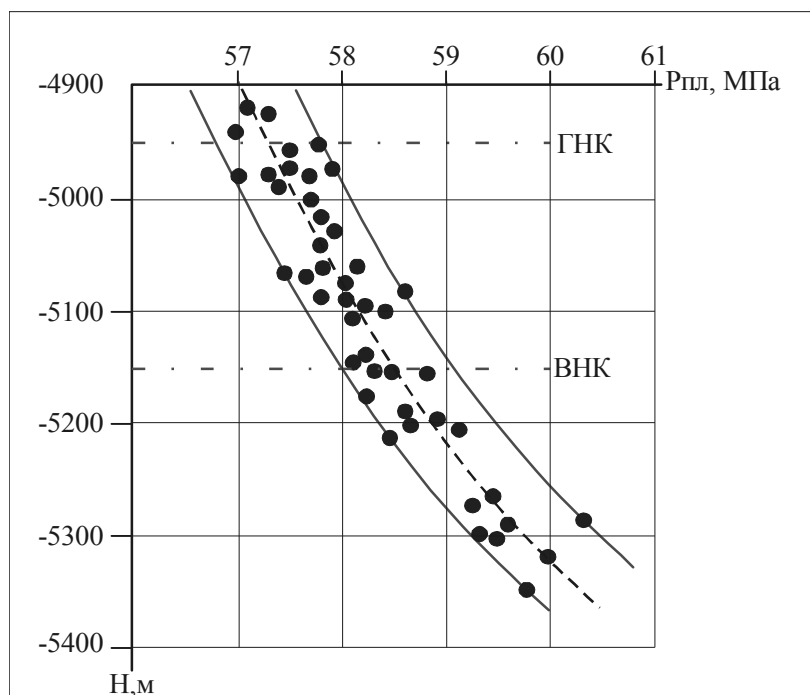


Рис. 2. Месторождение Карачаганак. Зависимость пластового давления от глубины опробования в водонефтяной зоне

На рисунке 2 видно, что пластовые давления на рассматриваемых глубинах изменяются не по линейной зависимости, а описываются уравнением вида $ax^2 - bx + c$. Коэффициент корреляции при этом составил 0,903, а разброс значений пластовых давлений на одной глубине $\pm 0,5$ МПа.

При этом во избежание грубых ошибок, связанных с приведением пластовых давлений при значительном разбросе данных по глубине опробования, были использованы результаты замеров. Замеры были выполнены в непосредственной близости от ВНК (не более 50–100 м). Это привело к потере части информации, использованной ранее (Р.Г. Семашев, 1992). В наших построениях были использованы данные только по 20 скважинам.

Используя данную зависимость, была построена новая схема распределения пластовых давлений месторождения Карачаганак на плоскости ВНК, на отметке –5150 м. Результаты выполненных построений свидетельствуют о том, что гидродинамическое поле месторождения является более дифференцированным и имеет довольно значительные отличия от ранее предлагаемых построений (рис. 3).

Как видно из рисунка 3, выделяемая на предшествующей схеме гидродинамическая аномалия в районе скважин 23–9–7 не отмечена. Более того, здесь значения начальных пластовых давлений по скважине 23 не приводятся, поскольку замеры пластового давления выполнены в газоконденсатной части залежи (интервал перфорации 4520–4630 м), т.е. более чем на 500 м

выше плоскости приведения. Полученные значения оказались завышенными, т.к. для продуктивной толщи месторождения установлено последовательное снижение коэффициента аномальности от кровли залежи к ее подошве. Примером этому могут служить данные опробования по скважине 6, в которой коэффициент аномальности с ростом глубины уменьшается по ряду: 1,32 (3850 м) – 1,28 (4070 м) – 1,24 (4420 м) – 1,16 (4900 м) – 1,15 (4980 м) – 1,15 (5048 м), стабилизируясь в нефтенасыщенной части залежи (рис. 4).

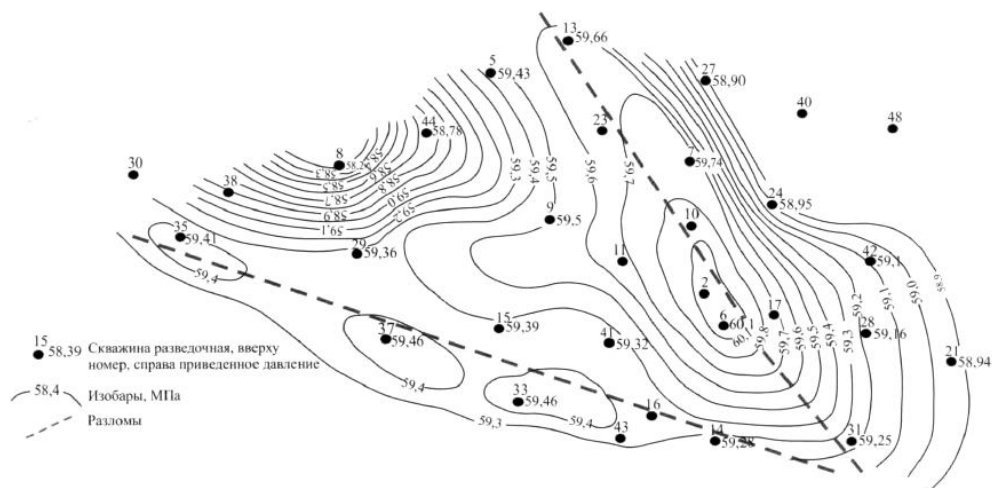


Рис. 3. Распределение приведенных пластовых давлений на отметке –5150 м

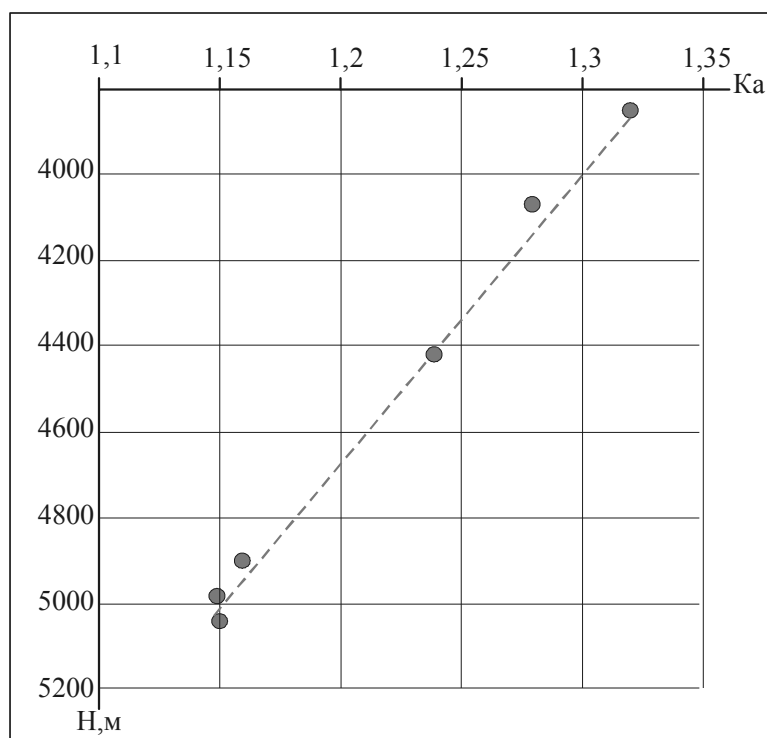


Рис. 4. Зависимость коэффициента аномальности от глубины опробования в скважине 6

В целом по месторождению отмечается аналогичная зависимость. В кровельной части подсолевого комплекса коэффициенты аномальности максимальные и достигают 1,34–1,32, а минимальные (1,11–1,12) зафиксированы в подошвенной части продуктивного комплекса. Градиент снижения величины K_a с глубиной составляет 0,14/1000 м и по большей степени отвечает газонасыщенному интервалу разреза. Поскольку в нефтеводонасыщенной зоне этот градиент несколько возрастает и достигает 0,2/1000 м.

По этим причинам использование таких параметров, как коэффициенты аномальности, при оценке гидродинамического состояния пластовой системы на региональном уровне необходимо учитывать привязку результатов опробования скважин на различных структурах в разрезе продуктивных толщ, чтобы исключить методические и технические ошибки в дальнейших построениях.

Отмеченные закономерности в распределении K_a по разрезу продуктивной толщи, характеризующейся большим этажом нефтегазоносности, имеют место и на других месторождениях (рис. 5). В отличие от Карачаганак на Тенгизе, градиент снижения величины K_a с глубиной составляет 0,28/1000 м, т.е. в два раза выше. Все это вполне объяснимо с точки зрения флюидонасыщения продуктивного разреза: газоконденсатная залежь с этажом газоносности 1400 м на Карачаганаке и нефтяная залежь на Тенгизе.

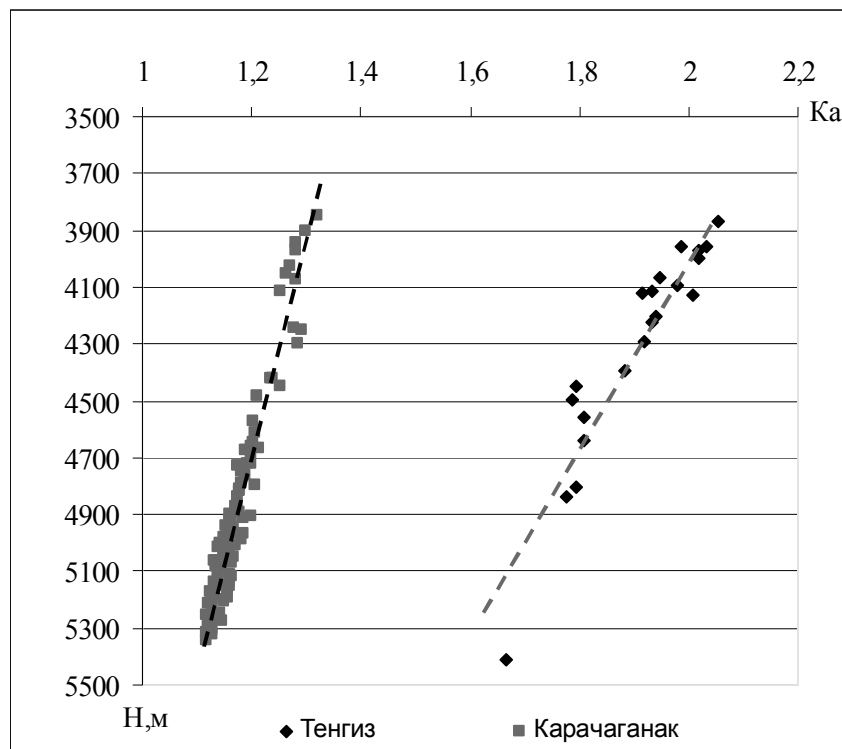


Рис. 5. Изменение K_a в зависимости от глубины опробования

Выполненные авторами расчеты и построения по уравнению $ax^2 - bx + c$, очевидно, также не лишены недостатков. Представляемая в работе схема гидродинамической зональности водоносного комплекса нижнего карбона и верхнего девона Карачаганакского месторождения характеризуется плановым совпадением с рассмотренной ранее в одной из наших публикаций гидрохимической зональностью [4].

В центральной части структуры сформировалось обширное поле гидродинамической аномалии. Оно пространственно совпадает с наиболее приподнятым сводом рифового массива, имеет северо-западную ориентировку и тяготеет к диагональной зоне мезотрещиноватости и максимальной вертикальной расчлененности рельефа. Расчлененность выделяется по данным дешифрирования аэрокосмоснимков (А.Н. Коваль, 1990) и сопряжена с разломами в фундаменте, картируемыми по данным сейсморазведки. Параллельно диагональному разлому, к северо-востоку и юго-западу от него дешифрируются чередующиеся зоны максимального вертикального и минимального и горизонтального сжатия рельефа, значительно уступающие упомянутой зоне мезотрещиноватости (А.Н. Коваль, 1990). Не исключено, что эти зоны были сформированы над серией малоамплитудных опережающих разломов, не выделяемых на сейсмических материалах и игравших не последнюю роль в формировании залежей УВ.

На юго-западном склоне, вдоль скважин 35–37–33, прослеживается цепочка локальных аномалий. Они также пространственно совпадают с разломом в фундаменте, фиксируемым сейсмическими исследованиями. В осадочном чехле эти разломы «затухают», поскольку по кровле верхнепермских и нижнекаменноугольных отложений они не прослеживаются, а картируются в виде зон мезотрещиноватости лишь дистанционными методами. Не исключено, что некоторые из этих разломов и надразломные зоны вертикальной проницаемости сыграли свою роль в качестве путей миграции углеводородов.

Как полагают многие исследователи, формирование залежи в карбонатных массивах Прикаспия происходило в несколько этапов [6]. Если каналы миграции УВ оставались прежними, необходимо предположить их многократное «оживление» и «залечивание». По одной из версий и результатам петрохимических исследований ядра, формирование современной газонефтяной залежи Карачаганак произошло в результате вытеснения «ранней» нефти более «поздним» газом. Распределение текущих значений газового фактора по площади и по разрезу месторождения в качестве основного канала поступления газа позволяет выделить северо-восточный склон рифового массива, где отмечается менее заметное увеличение плотности нефти и рост газового фактора с глубиной.

На юго-западе нефть находится в состоянии гравитационного равновесия с глубиной. Следовательно, можно предположить, что каналы поступления газа в ловушку во времени могли мигрировать с юго-запада к северо-востоку. Возможно, этими каналами и служила сеть разломов северо-западного простирания, которые в настоящее время, в силу течения активных физико-химических процессов, оказались залеченными.

Ближе к окраинам рифового массива значения приведенных пластовых давлений уменьшаются и приближаются к нормальным гидростатическим. Здесь нефтяная залежь имеет подошвенные воды. В части скважин отмечены переливающие притоки пластовых вод интенсивностью от 9,9 до 49 м³/сутки (скв. 21, 27, 35). Однако в большинстве случаев дебиты перелива составляют 0,1–1,0 м³/сутки или же еще ниже при среднединамических уровнях от 800 до 1250 м. В центральной части массива ниже ВНК притоки пластовых вод не получены, а при депрессиях до 20,0 МПа дебиты скважин не превысили 0,1 м³/сутки (скв. 6, 7, 23). Отмечается также устойчивая тенденция уменьшения дебитов свободного перелива при приближении к ВНК. Так, в скважине 8 из интервала 5307–5333 м получен приток пластовых вод дебитом 19,2 м³/сутки. Из интервала 5237–5244 м дебит воды

с нефтью составил $2,2 \text{ м}^3/\text{сутки}$. В скважине 21 из интервалов 5310–5322 м и 5260–5266 м интенсивность притока была $9,9$ и $2,0 \text{ м}^3/\text{сутки}$ соответственно. В скважине 35 в дебит воды составил $21,6 \text{ м}^3/\text{сутки}$ из интервала 5304–5313 м и $9,8 \text{ м}^3/\text{сутки}$ – из интервала 5283–5288 м. Это связано с тем, что в зоне ВНК происходит ухудшение емкостно-фильтрационных свойств пород коллекторов. Эффективная толщина коллектора в скважине 21 в интервале 5310–5322 м составляет $10,6$ м при пористости $8,8 \%$. В зоне ВНК (инт. 5260–5266 м) всего $0,6$ м, пористостью $7,2 \%$. В скважине 35 м в зоне ВНК коллектор по данным ГИС не выделен.

Таким образом, в гидродинамическом отношении залежь углеводородов в центральной части массива представляется изолированной в подошве зоной слабопроницаемых коллекторов. На периферии эта изоляция менее надежна, поскольку в ряде скважин получены притоки подошвенных вод. Однако она недостаточная, так как в приконтурных и законтурных скважинах эффективные толщины коллекторов либо резко сокращаются, либо отсутствуют. Поэтому гидродинамическую связь месторождения с законтурной зоной нельзя признать эффективной.

Законтурная область Карачаганакского месторождения в процессе разведки осталась не изученной. Здесь было пробурено всего три скважины, из которых одна остановлена забоем 576 м (скв. 36), а две другие (скв. 32 и 39) ликвидированы без опробования продуктивных отложений по причине отсутствия коллекторов.

Имеющиеся данные о подземных водах в отложениях нижней перми и карбона получены по скважине 2-П Аксайская, пробуренной в 6 км к северо-востоку от Карачаганакской структуры. Из нижнего карбона (инт. 4883–4900 м) получен приток пластовых вод плотностью $1,18 \text{ г/см}^3$ дебитом $3,72 \text{ м}^3/\text{сутки}$ при восстановлении уровня с 721 до 558 м.

Из артинско-ассельских отложений приток составил $5,5 \text{ м}^3/\text{сутки}$ из инт. 4807–4828 м; $4,5 \text{ м}^3/\text{сутки}$ из инт. 4749–4764 м; $2,0 \text{ м}^3/\text{сутки}$ из инт. 4708–4727 м, при восстановлении уровня соответственно с 932 до 652 м, 1012 – 802 м и 872 – 858 м. В этом же направлении, к северо-востоку, по данным ВНИИГАЗа (В.М. Кирьяшкин, 1987) происходит и падение приведенных напоров с $+867$ м (скв. 21, Карачаганак) до $+836$ м (скв. 2-П Аксайская). К западу от Карачаганака (скв. 11-П Дарьинская) абсолютная отметка приведенного напора снижается до $+735$ м. При этом гидравлический уклон к северо-востоку и к западу примерно одинаков и составляет $0,0012$ – $0,0009$.

Представленные выше данные свидетельствуют о том, что в пределах Карачаганакской структуры абсолютные отметки приведенного напора намного выше, чем в законтурной области, что характерно и для других районов Прикаспия как на юго-востоке, так и на юго-западе. В пределах нефтяных и газоконденсатных месторождений названных районов (Тенгиз, Елемес, Астраханское, Западно-и Центрально-Астраханское и др.) коэффициенты аномальности изменяются от $1,4$ – $1,6$ до $1,9$ – $2,1$. В то время как законтурная область характеризуется нормальными гидростатическими давлениями [15].

Выводы:

1. Подсолевой комплекс Прикаспийской впадины характеризуется широким распространением гидродинамических аномалий, контрастность которых в пределах той или иной зоны различная.

2. Законтурная область нефтяных и газоконденсатных месторождений, а также межструктурные зоны остаются практически не изученными. Поэто-

му при построении площадных схем гидрохимической или гидродинамической зональности авторы по большей части опираются на общегеологические, нежели на фактические данные.

3. Результаты региональных исследований свидетельствуют о том, что во внутренних прибортовых частях впадины подсолевые карбонатные отложения замещаются глинисто-карбонатными и кремнистыми и, следовательно, не приходится ожидать активную латеральную миграцию флюидов из наиболее погруженной центральной части впадины к периферии.

Работа выполнена при поддержке РФФИ и Администрации Краснодарского края, проект 16-45-230109 p_юг_a.

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. Кирюхин Л. Г. Условия формирования зон нефтегазоаккумуляции в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины / Л. Г. Кирюхин, В. В. Пайразян, А. А. Размышляев и другие // Геология нефти и газа. – 1982. – № 3. – С. 32–37.
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. Гидрогеология доюрских отложений Южного Мангышлака / В. В. Ларичев, В. И. Попков. – Ставрополь : Северо-Кавказский федеральный университет, 2003. – 144 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. 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.
11. 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.
12. 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.
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 АН СССР. – 1986. – Т. 290. – № 3. – С. 690–693.
15. Постнова Е. В. Гидродинамическая обстановка в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины / Е. В. Постнова, Н. П. Кириллова // Геология нефти и газа. – 1990. – № 11. – С. 23–27.
16. 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.

References

1. Dalyan I. V. Podzemnye vody podsolevykh neftegazonosnykh kompleksov vostochnoy okrainy Prikaspiyskoj vpadiny [Groundwater of subsalt oil and gas complexes of the Caspian Basin's eastern edge]. *Sovetskaya geologiya* [Soviet Geology], 1987, no. 8, pp. 109–113.
2. Singer A. S., Dolgov G. Ye., Fedorov D. A. *Genezis opresnennykh glubinnykh vod i kislykh komponentov gazov yugo-vostoka Russkoy platformy* [Genesis of desalinated deep water and acid gas components south-east of the Russian Platform], Moscow, Nedra Publ., 1980. 42 p.
3. Ilchenko V. P., Stadnik Ye. V. Gazogidrohimiicheskie polya v podsolevykh otlozheniyakh yugo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoj vpadiny [Gas and hydrochemical field in the pre-salt deposits of the south-western part of the Caspian basin]. *Geologiya nefii i gaza* [Geology of Oil and Gas], 1987, no. 2, pp. 27–30.
4. Kapchenko L. N. *Gidrogeologicheskie osnovy teorii neftegazonakopleniya* [Hydrogeologic framework of the theory of oil and gas], Leningrad, Nedra Publ., 1983. 263 p.
5. Kartsev A. A., Vagin S. B., Shugrina V. P. *Neftegazovaya gidrogeologiya* [Petroleum hydrogeology], Moscow, Nedra Publ., 1992. 208 p.
6. Kiryukhin L. G., Payrazyan V. V., Razmyshlyayev A. A., et al. Usloviya formirovaniya zon neftegazonakopleniya v podsolevykh otlozheniyakh Prikaspiyskoj vpadiny [Conditions of formation of oil and gas accumulation zones in subsalt deposits of the Caspian Basin]. *Geologiya nefii i gaza* [Geology of Oil and Gas], 1982, no. 3, pp. 32–37.
7. Larichev V. V. *Geofluidodinamicheskie osobennosti zalezhey uglevodorodov Karachaganakskogo mestorozhdeniya* [Fluid dynamic characteristics of hydrocarbons Karachaganak field]. *Geologiya nefii i gaza* [Geology of Oil and Gas], 2000, no. 6, pp. 23–28.
8. Larichev V. V., Popkov V. I. *Gidrogeologiya doyruskikh otlozheniy Yuzhnogo Mangyshlaka* [Hydrogeology of pre-Jurassic sediments South Mangyshlak], Stavropol, North-Caucasus Federal University Publ. House, 2003. 144 p.
9. Larichev V. V., Popkov V. I. Geoekologicheskie problemy osvoeniya neftyanykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy Prikaspiyskoj vpadiny [Geoenvironmental problems of development of oil and gas condensate fields Caspian Basin]. *Yuzhno-Rossiyskiy vestnik geologii, geografii i globalnoy energii* [South-Russian Journal of Geology, Geography and Global Energy], 2005, no. 3 (12), pp. 228–236.
10. Larichev V. V., Popkov V. I. Mezhtkolonnye davleniya na Karachaganakskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii [Annular pressure at the Karachaganak gas condensate field]. *Yuzhno-Rossiyskiy vestnik geologii, geografii i globalnoy energii* [South-Russian Journal of Geology, Geography and Global Energy], 2006, no. 2 (15), pp. 92–98.
11. Larichev V. V., Popkov V. I. Geologicheskoe stroenie nadproduktivnykh otlozheniy i usloviya formirovaniya tekhnogennykh gazovykh zalezhey mestorozhdeniya Karachaganak [Geological structure deposits and conditions of technological field Karachaganak gas deposits]. *Yuzhno-Rossiyskiy vestnik geologii, geografii i globalnoy energii* [South-Russian Journal of Geology, Geography and Global Energy], 2006, no. 3 (16), pp. 90–104.
12. Larichev V. V., Popkov V. I. *Geoekologicheskie i tekhnogennye problemy osvoeniya neftyanykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy Prikaspiyskoj vpadiny* [Geological and technological problems of the development of oil and gas condensate fields Caspian Basin], Krasnodar, Kuban State University Publ. House, 2009. 315 p.
13. Medvedev S. A., Popkov V. I. Genezis vod glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseynov molodoy platformy yuga SSSR [The genesis of the deep water horizon oil and gas basins young platform south of the USSR]. *Sovetskaya geologiya* [Soviet Geology], 1986, no. 6, pp. 118–125.
14. Popkov V. I., Medvedev S. A. Evolyutsiya tektonicheskoy pronitsaemosti zemnoy kory Mangyshlaka i Vostochnogo Predkavkazyia [Tectonic evolution of the permeability of the crust Mangyshlak and Eastern Caucasus]. *Doklady AN SSSR* [Proceedings of the USSR Academy of the Sciences], 1986, vol. 290, no. 3, pp. 690–693.
15. Postnova Ye. V., Kirillov N. P. Gidrodinamicheskaya obstanovka v podsolevykh otlozheniyakh Prikaspiyskoj vpadiny [The hydrodynamic conditions in the pre-salt deposits of the Caspian Basin]. *Geologiya nefii i gaza* [Geology of Oil and Gas], 1990, no. 11, pp. 23–27.
16. Rabinovich A. A., Popkov V. I., Palamar V. P., Mikhaylenko N. I. Gidrogeologicheskie osobennosti doyruskogo razreza Yuzhnogo Mangyshlaka [Hydrogeological features of the pre-Jurassic section of South Mangyshlak]. *Sovetskaya geologiya* [Soviet Geology], 1985, no. 11, pp. 103–112.