

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

УДК 622.276

И.И. Твердохлебов, к. г.-м. н., Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Кубанский государственный университет» (Краснодар, РФ), ivivtv@mail.ru

А.З. Саушин, д. т. н., проф., Институт нефти и газа, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Астраханский государственный технический университет» (Астрахань, РФ)

Статья посвящена способам разработки углеводородных месторождений-гигантов Прикаспийской впадины. Обводнение таких месторождений, подстилаемых подошвенными водами, в результате хорошей проводимости трещинных зон карбонатного коллектора и быстрой миграции воды в продуктивную залежь способно привести к заземлению целиков газа, объемы которых сопоставимы с начальными запасами среднего газового месторождения, а также к необходимости строительства полигона по захоронению токсичных подошвенных вод. Авторы исследуют месторождения-гиганты Прикаспийской впадины, основываясь на опыте освоения таких крупных месторождений, как Астраханское газоконденсатное, Оренбургское нефтегазоконденсатное и другие. Целью анализа является выбор рационального способа разработки нефтегазовых месторождений-гигантов. Область применения способа – освоение месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам, и охрана окружающей среды в процессе их освоения. На основании проведенных исследований авторы статьи утверждают, что консервация обводняющихся скважин как основных каналов поступления подошвенных вод в продуктивную толщу позволит избежать необходимости строительства полигона захоронения токсичных попутных вод, интенсивной дегазации насыщенных подошвенных вод с выделением H_2S , загрязнения окружающей среды, а также предотвратить заземление целиков газа.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МЕСТОРОЖДЕНИЯ-ГИГАНТЫ, КАРБОНАТНЫЙ КОЛЛЕКТОР, ПОДОШВЕННЫЕ ВОДЫ, МИГРАЦИЯ ВОДЫ, ПРОБЛЕМА ОБВОДНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, СПОСОБ РАЗРАБОТКИ, КОНСЕРВАЦИЯ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ СКВАЖИН.

Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) уникально в своем роде. В его недрах находится более 3 трлн m^3 газа [1] с объемным содержанием метана около 50 % и кислых компонентов – более 40 %. Пластовая смесь представляет собой недонасыщенную газоконденсатную систему. Давление начала конденсации – 38–40 МПа, пластовая температура – 110 °С. Залежь водоплавающая, минерализация подошвенных вод составляет 61–110 г/дм³. За контуром залежи минерализация воды повышается и достигает 147 г/дм³ [2].

Плохие коллекторские свойства и снижение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) к газовой фазе (ГВФ), а также отсутствие гидродинамической связи между

водоносной и продуктивной частями залежи способствовали формированию мнения о безводной эксплуатации месторождения на режиме истощения. Однако спустя семь лет в продукции ряда эксплуатационных скважин появились подошвенные воды (рис. 1) и началось обводнение залежи [3].

Основная причина обводнения связана с карбонатным коллектором. Как известно, трещиноватая зона карбонатных пород является хорошим каналом для быстрой миграции подошвенных вод в продуктивную часть к забоям работающих эксплуатационных скважин. Поступая в зоны депрессий, подошвенная вода заполняет все трещиноватости, избирательно продвигаясь в направлении пониженных давлений.

По результатам гидрохимического и гидродинамического контроля установлено, что обводняющиеся скважины расположены по площади месторождения бессистемно и способствовали формированию каналов, через которые в продуктивную часть поступают подошвенные воды (рис. 2). Дальнейшая миграция подошвенных вод вызвала их распространение по напластованию в соседние скважины, что привело к вовлечению новых скважин в категорию обводняющихся и расширению обводнившихся зон.

Геофизическими наблюдениями, как и в предыдущие годы, подтверждено отсутствие перемещения ГВФ, а режим залежи остается газонапорным [4]. Однако нарастающие объемы подо-

Tverdokhlebov I.I., Candidate of Sciences (Geology and Mineralogy), Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education “Kuban State University” (Krasnodar, Russian Federation), ivivtv@mail.ru

Saushin A.Z., Doctor of Sciences (Engineering), Professor, Oil and Gas Institute, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education “Astrakhan State Technical University” (Astrakhan, Russian Federation)

Peculiarities of the development of hydrocarbon fields of the Peri-Caspian depression

The article is dedicated to the development methods of hydrocarbon gigantic fields of the Peri-Caspian Depression. The flooding of the fields underlain by bottom waters can lead to the occluding of bypassed gas layers because of good permeability of the fissure zones of the carbonate reservoir and fast water migration into the productive stratum. The volumes of these gas layers are compatible with the initial reserves of the middle gas field. The flooding can also lead to the necessity of constructing the toxic bottom water disposal polygon. The authors study the gigantic fields of the Peri-Caspian depression basing on the experience of development of such large fields as the Astrakhanskoe gas condensate field and also the Orenburgskoe gas condensate and other fields.

The analysis is targeted to selection of a rational method for the development of gigantic oil and gas fields. The area of its application is the development of fields confined to carbonate reservoirs and the environment protection during development of these fields. Based on the performed study, the authors state that the conservation of watering-out wells as the main channels for bottom waters penetration in the productive stratum will avoid the necessity of construction of the toxic bottom water disposal polygon and to prevent the occluding of bypassed gas layers, and also the intensive degasification of saturated bottom waters with the H₂S emission and the environment contamination.

KEYWORDS: GIGANTIC FIELDS, CARBONATE RESERVOIR, BOTTOM WATERS, WATER MIGRATION, FIELD FLOODING PROBLEM, DEVELOPMENT METHOD, WATERING-OUT WELL CONSERVATION.

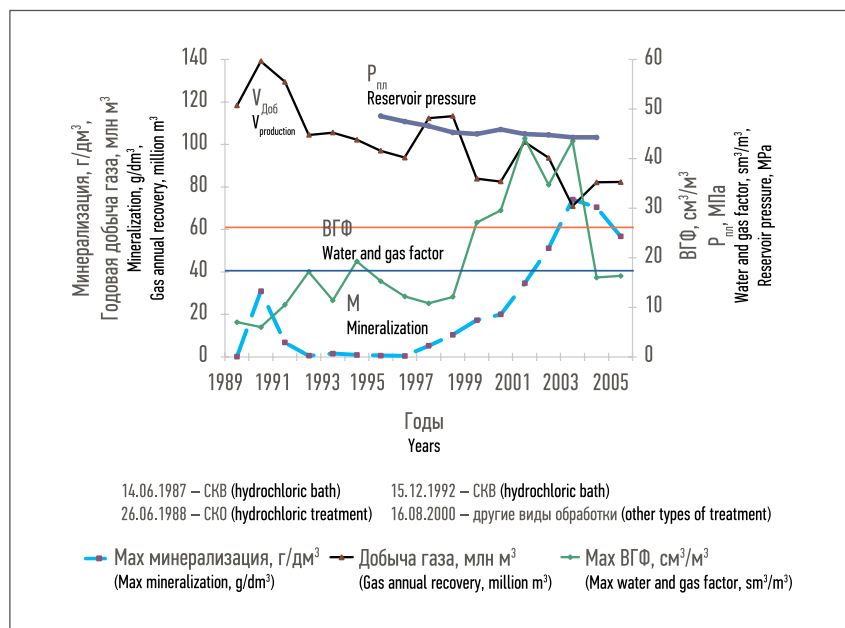


Рис. 1. График максимальных значений показателей по скв. 8-Э (ввод в эксплуатацию 26.06.1987 г.):

СКВ – соляно-кислотная ванна; СКО – соляно-кислотная обработка; М – минерализация; ВГФ – водогазовый фактор

Fig. 1. Diagram of the maximum indicator values for well 8-E (commissioned on June 26, 1987)

швенных вод и число обводняющихся скважин свидетельствуют о продолжающемся поступлении пластовых вод в коллектор и обводнении залежи.

Анализ материалов по разработке аналогичного Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) с запасами газа 1,9 трлн м³ [1] показал, что

эксплуатация залежи способом, предусматривающим отбор продукции совместно с подошвенной водой [5], привела к тому, что вся продуктивная толща обводняющихся скважин была пропитана подошвенной водой, которая блокировала газ в матрице. В результате при геофизических исследованиях таких скважин создавался эффект высокой водонасыщенности порового коллектора, а при малых перепадах давления защемленный газ вообще оставался неподвижным [6].

Обводнение АГКМ развивается приблизительно по тому же сценарию, что и Оренбургского НГКМ. Продолжение разработки с участием обводняющихся скважин ведет к увеличению фонда скважин, работающих с подошвенной водой, «натаскиванию» агрессивных подошвенных вод в тело залежи и защемлению части запасов газа. В связи с этим могут возникнуть следующие проблемы.

Во-первых, существующий полигон захоронения промышленных стоков не рассчитан на дополнительные объемы попутных вод. Необходимо создавать новый

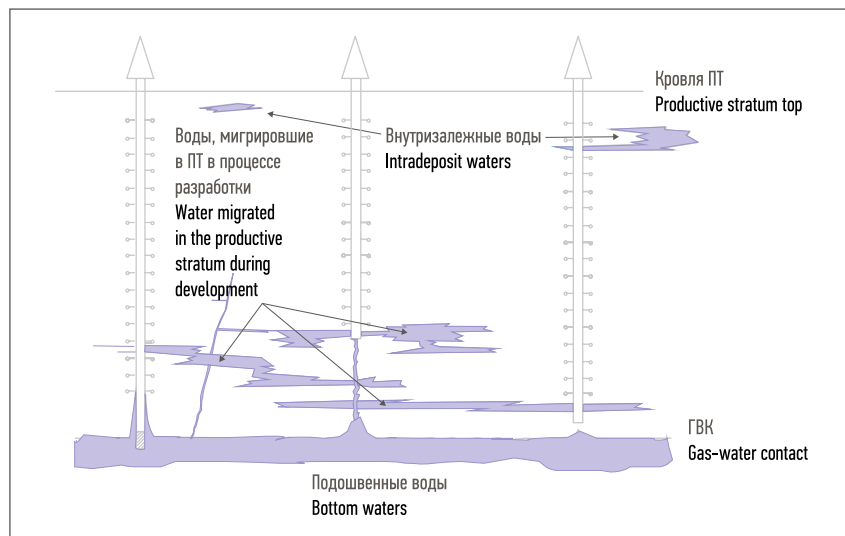


Рис. 2. Схема поступления пластовых вод АГКМ в продуктивную толщу (ПТ)
Fig. 2. Diagram of the flow of reservoir waters into the productive stratum at the Astrakhan gas condensate field

полигон с расположением в более глубоких горизонтах, находящихся под продуктивной залежью.

Во-вторых, объемы защемленного газа могут составлять от 3–5 до 50–60 % первоначального газонасыщенного пространства. Эта проблема особенно актуальна для крупных и гигантских месторождений, в которых объем остаточного газа сопоставим с начальными запасами среднего газового месторождения. По оценке ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к концу разработки только трех крупных месторождений – Медвежьего, Уренгойского (сеноман) и Ямбургского – остаточные запасы составят около 1 трлн м³, из которых до 50 % будет представлять защемленный газ в обводнившихся зонах пласта. В случае газоконденсатных месторождений вместе с газом теряется конденсат и, соответственно, уменьшается коэффициент конденсатоотдачи [7].

В-третьих, в подошвенных водах, подстилающих продуктивную толщу, при термобарических условиях, существующих в пластовых системах АГКМ, в 1 м³ воды растворено до 18 м³ H₂S, тогда как в 1 м³ пластового газа залежи содержится 0,2 м³ H₂S [8]. Массы подошвенных вод с высоким газо-

носным и энергетическим потенциалом, продвигаясь из критической гидродинамической области в призабойные зоны эксплуатационных скважин, находящиеся в более мягких термобарических условиях, определяют кроме нарастающего обводнения интенсивную дегазацию вторгшихся предельно насыщенных подошвенных вод. Это вызывает опережающее выделение из подошвенной воды в залежь кислых компонентов, и прежде всего H₂S. Загрязнение продуктивной толщи подошвенными водами с повышенной концентрацией H₂S приведет к повышению токсичных и агрессивных свойств извлекаемого флюида [3, 9] и отразится не только на технологическом оборудовании, но и на экологическом состоянии окружающей среды региона [10].

Практика разработки газовых и газоконденсатных месторождений показывает, что уменьшить поступление воды можно:

- изоляцией каналов миграции подошвенной воды в скважины;
- путем регулирования потоков в пласте, ограничивая отбор газа до минимального поступления воды из пласта;
- остановкой обводнившихся скважин и их консервацией.

Работы по изоляции пласта на АГКМ положительных результатов не дали. Регулирование потоков в пласте также несостоятельны, так как объемы выносимой попутной воды зависят от скорости движения газа по стволу скважины, а при снижении последней вода будет оставаться в скважине, накапливаясь на забое. Поэтому было рекомендовано рассмотреть вариант остановки обводнившихся скважин с компенсацией отбора сырья по «сухим» скважинам и строительством новых в необводнившихся участках [3]. Это позволит:

- предотвратить «натаскивание» подошвенных вод;
- устранить необходимость в наличии оборудования дополнительного полигона захоронения токсичных подошвенных вод;
- снизить вероятность защемления газа в тупиковых зонах и формирование трудноизвлекаемых целиков сырья;
- избежать риска экологического загрязнения.

Предложенные авторами рекомендации по дальнейшей разработке АГКМ без участия эксплуатационных скважин, выносящих подошвенные воды, были приняты.

Наличие подстилающих подошвенных вод практически на многих подсоловых месторождениях Прикаспийской впадины (Карачаганакское НГКМ, Астраханское ГКМ и другие месторождения) прогнозируется многими специалистами [3, 11–13], а процессы формирования кислых газов (H₂S + CO₂) в пластовых водах этих месторождений, связанных с карбонатными коллекторами, схожи с аналогичными процессами на АГКМ. Поэтому появления агрессивных H₂S-содержащих вод, вероятнее всего, следует ожидать и на других месторождениях региона. Отсутствие воды на месторождениях Тенгиз и Кашаган – вопрос времени.

Следует отметить, что на месторождении Тенгиз, приуроченном к карбонатной толще среднего

и нижнего карбона, между первым объектом, из которого уже извлечено более 64 млн т нефти по трещиноватой бортовой части Тенгизской залежи, из-за перепада давлений происходят перетоки нефти из низезалегающих второго и третьего объектов. Этаж нефтенасыщения залежи превышает 1600 м. И хотя водонефтяной контакт (ВНК) не вскрыт ни одной из скважин, пластовые воды здесь также имеются [3, 11, 12], и их появление повлечет за собой проблемы, аналогичные проблемам на АГКМ.

Таким образом, обводнение месторождений-гигантов Прикаспия, подстилаемых подошвенными водами, вызванное хорошей сообщаемостью трещинных зон карбонатного коллектора и быстрой миграцией подошвенных вод в продуктивную залежь, может привести к следующим осложнениям:

- обводнению залежи;
- необходимости строительства полигона захоронения токсичных попутных вод;
- заземлению целиков газа, объемы которых сопоставимы с

начальными запасами среднего газового месторождения;

- интенсивной дегазации насыщенных подошвенных вод с выделением H_2S ;
- загрязнению окружающей среды.

Для предупреждения негативных технологических и экологических последствий, а также рационального освоения месторождения необходимо обводняющиеся скважины выводить из эксплуатации как основные каналы поступления подошвенных вод в продуктивную толщу. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Скоробогатов В.А. Общее и особенное в формировании газовых и нефтяных месторождений-гигантов // Вести газовой науки. 2012. № 1 (9). С. 5–16.
2. Ильченко В.П., Акулинчев Б.П., Гирин Ю.Г. и др. Технология газопромысловых гидрогеологических исследований. М.: Недра, 1997. 300 с.
3. Твердохлебов И.И. Методологии гидрогеохимического контроля разработки и освоения месторождений углеводородного сырья со сложным составом. Астрахань: Изд-во АГТУ, 2012. 212 с.
4. Перепеличенко В.Ф., Биалов Ф.Р., Перепеличенко С.П. и др. Эффективность разработки Астраханского ГКМ // Газовая промышленность. 2002. № 3. С. 54–56.
5. Закиров С.Н., Коротаев Ю.П., Кондрат Р.М. и др. Теория водонапорного режима газовых месторождений. М.: Недра, 1976. 240 с.
6. Севастьянов О.М., Перепеличенко С.П., Вареничева Н.И. и др. Механизм обводнения газовых скважин в карбонатных коллекторах: Обз. инф. // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. 1986. Вып. 1. С. 49.
7. Мулюкин Н.Г. Повышение эффективности доизвлечения остаточных запасов газа в условиях обводняющегося пласта: дисс. ... канд. техн. наук. М.: НИИ природных газов и газовых технологий, 2002. 142 с.
8. Серебряков О.И. Режим разработки Астраханского ГКМ // Газовая промышленность. 1997. № 11. С. 30–31.
9. Твердохлебов И.И. Контроль техногенного состояния продуктивной толщи при разработке морских месторождений УВ // Газовая промышленность. 2017. № 2. С. 52–55.
10. Попков В.И., Ларичев В.В. Геоэкологические и техногенные проблемы освоения нефтяных и газоконденсатных месторождений Прикаспийской впадины. Краснодар: Кубанский гос. ун-т, 2009. 315 с.
11. Михайлов И.М. Строение нефтяной залежи месторождения Тенгиз по данным геофлюидодинамики // Геология нефти и газа. 1990. № 2 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://geolib.narod.ru/OilGasGeo/1990/02/Stat/stat02.html> (дата обращения: 20.11.2017).
12. Севастьянов О.М. Гидрогеологические условия надпродуктивных отложений Оренбургского, Карачаганакского и Астраханского месторождений // Гидрогеологические особенности газовых и газоконденсатных месторождений в связи с условиями их активного обводнения: Сб. науч. трудов М.: НПО «Союзгазтехнология», ВНИИГАЗ, 1989. С. 45–50.
13. Перепеличенко В.Ф., Ровенская А.С. Прогноз фазового состояния УВ на глубинах более 5000 м месторождения Тенгиз // Геология нефти и газа. 1991. № 5. С. 11–16.

REFERENCES

1. Skorobogatov V.A. General and Special Things of the Formation of Gigantic Gas and Oil Fields. Vesti Gazovoi Nauki = News of Gas Science, 2012, No. 1 (9), P. 5–16. (In Russian)
2. Il'chenko V.P., Akulinchev B.P., Girin Yu.G., et al. Technology of the Gas Field Hydrogeological Research. Moscow, Nedra, 1997, 300 p. (In Russian)
3. Tverdokhlebov I.I. Methodologies of Hydrogeochemical Control over the Development and Exploitation of Raw Hydrocarbon Fields with a Complex Composition. Astrakhan, Publishing House of Astrakhan State Technical University, 2012, 212 p. (In Russian)
4. Perepelichenko V.F., Bilalov F.R., Perepelichenko S.P., et al. Efficiency of the Development of the Astrakhanskoe Gas Condensate Field. Gazovaya Promyshlennost' = Gas Industry, 2002, No. 3, P. 54–56. (In Russian)
5. Zakirov S.N., Korotaev Yu.P., Kondrat R.M., et al. Theory of the Water Drive of the Gas Fields. Moscow, Nedra, 1976, 240 p. (In Russian)
6. Sevastyanov O.M., Perepelichenko S.P., Varenicheva N.I., et al. Flooding Mechanism of Gas Wells in Carbonate Reservoirs. Information Review. Razrabotka i Eksploatatsiya Gazovykh i Gazokondensatnykh Mestorozhdeniy = Development and Exploitation of Gas and Gas Condensate Fields, 1986, Issue 1, P. 49. (In Russian)
7. Mulyukin N.G. Increasing the Efficiency of the Reextraction of the Remaining Reserves of Gas in Conditions of the Watering-Out Stratum. Ph.D. Thesis in Engineering Sciences. Moscow, Scientific and Research Institute of Natural Gases and Gas Technologies, 2002, 142 p. (In Russian)
8. Serebryakov O.I. Development Regime of the Astrakhanskoe Gas Condensate Field. Gazovaya Promyshlennost' = Gas Industry, 1997, No. 11, P. 30–31. (In Russian)
9. Tverdokhlebov I.I. Control over the Technology-Related State of the Productive Stratum during the Development of Hydrocarbon Offshore Fields. Gazovaya Promyshlennost' = Gas Industry, 2017, No. 2, P. 52–55. (In Russian)
10. Popkov V.I., Larichev V.V. Geo-Ecologic and Technology-Related Problems of the Development of Oil and Gas Condensate Fields of the Peri-Caspian Depression. Krasnodar, Kuban State University, 2009, 315 p. (In Russian)
11. Mikhaylov I.M. Structure of the Oil Deposit of the Tengiz Field According to Geo-Fluid Dynamics Data. Geologiya Nefti i Gaza = Oil and Gas Geology, 1990, No. 2 [Electronic source]. Access mode: <http://geolib.narod.ru/OilGasGeo/1990/02/Stat/stat02.html> (Access date: November 20, 2017). (In Russian)
12. Sevastyanov O.M. Hydrogeological Conditions of the Over-Productive Deposits of the Orenburgskoe, Karachaganakskoe and Astrakhanskoe Fields. In Collection of Research Papers "Hydrogeological Peculiarities of Gas and Gas Condensate Fields in Connection with the Conditions of their Active Flooding". Moscow, Research and Production Association "Soyuzgaztekhнология", VNIIGAZ, 1989, P. 45–50. (In Russian)
13. Perepelichenko V.F., Rovenskaya A.S. Forecasting the Phase State of Hydrocarbons at Depths Exceeding 5,000 m of the Tengiz Field. Geologiya Nefti i Gaza = Oil and Gas Geology, 1991, No. 5, P. 11–16. (In Russian)