

АНАЛИЗ ОБВОДНЕНИЯ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН НА АСТРАХАНСКОМ ГКМ

Волкова Кристина Валерьевна, аспирант, Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, 119991, Российская Федерация, г. Москва, Ленинский пр-т, 65 / 1, e-mail: kristina_crystal@mail.ru

Астраханское газоконденсатное месторождение разрабатывается с 1987 г. и находится на поздней стадии разработки месторождения и эксплуатации скважин. Это связано с тем, что происходит падение пластовых давлений, начинается интенсивное поступление подошвенной воды с оттеснением углеводородного флюида от забоя и падение дебита нефти или газа. Часты случаи прорыва вод из нагнетательных скважин по проницаемым дренированным участкам продуктивного пласта. В ряде случаев содержание воды в добываемой нефти достигает 90 % и более, а в газовых скважинах возможно прекращение поступления газа в скважину за счет забойных пачек пластовой воды. Наличие в добываемом газе попутной воды и ее постоянный рост в ходе эксплуатации скважин являются одной из серьезных проблем разработки Астраханского газоконденсатного месторождения. Таким образом, работы по ограничению поступления воды в скважину практически приходится проводить на всех месторождениях, а используемые методы разнообразны и зависят от геолого-физических условий месторождения. С целью анализа степени обводнения продукции эксплуатационных скважин, а также прослеживания динамики обводнения были построены зависимости величин водогазового фактора попутной воды от текущего пластового давления по всем действующим скважинам Астраханского газоконденсатного месторождения. В результате анализа приведен вывод об активности водоносного бассейна, проанализировано распределение локальных зон обводнения скважинной продукции и установлено, что пластовая вода внедряется избирательно по локальным зонам повышенной проводимости. На основании выводов даны рекомендации по дальнейшей эксплуатации Астраханского газоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: Астраханское газоконденсатное месторождение, обводнение, водоизоляция, водогазовый фактор, интенсификация, эксплуатационные скважины, пластовая вода, локальные зоны, депрессия

ANALYSIS OF WATER CUT WELLS AT ASTRAKHAN GAS-CONDENSATE FIELD

Volkova Kristina V., post-graduate student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 65 / 1 Leninskiy ave., Moscow, 119991, Russian Federation, e-mail: kristina_crystal@mail.ru

Astrakhan gas-condensate field is being developed since 1987 and is at a late stage of the development and operation of wells. This is due to the fact that there is a falling reservoir pressures, begins an intense flow of bottom water with the ousting of the hydrocarbon fluid from the bottom and fall of oil production and gas. There are frequent cases of breakthrough water injection wells drained areas of permeable reservoir. In some cases, the water content in produced oil reaches 90 % or more and in gas wells may stop the flow of gas into the well due to downhole reservoir water packs. The presence in the produced gas produced water and its steady growth during well operation is one of the major problems of Astrakhan gas-condensate field's development. Thus, work to limit

water flow into the well, in practice, have to spend on all the fields, and the methods used are varied and depend on the geological and physical conditions of the deposit. In order to analyze the degree of flooding production wells, as well as tracking the dynamics of flooding were built according to the quantities of water and gas factor associated water from this reservoir pressure for all active wells of the Astrakhan gas-condensate field. The analysis shows the output of the activity of the aquifer basin, analyzed the distribution of local zones of well watering products, it found that the formation water is introduced selectively on local zones of increased conductivity. Based on the findings recommendations for further exploitation of Astrakhan gas-condensate field.

Keywords: Astrakhan gas-condensate field, watering, waterproofing, water and gas factor, intensification, production wells, formation water, local area, depression

Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) разрабатывается с 1987 г. [7]. На данный момент оно находится на стадии истощения и обводнения скважинной продукции. Наличие попутной воды в добываемом газе и ее постоянный рост в ходе эксплуатации являются серьезной проблемой при разработке АГКМ. В начале разработки месторождения влагосодержание газа было принято $5,5 \text{ см}^3 / \text{м}^3$ газа сепарации, но из-за высокого содержания кислых компонентов в пластовом газе влагосодержание газа оказалось в реальности в два раза выше – $11,2 \text{ см}^3 / \text{м}^3$. Прогнозы добычи пластовой воды также оказались неоправданными, и в результате объем добычи пластовой воды больше на 30 % от прогнозного [7, 11]. В связи с этим возникла проблема утилизации воды, так как имеющегося количества нагнетательных скважин оказалось недостаточно. Решение возникшей проблемы заключается либо в расширении мощностей по утилизации пластовой воды, либо в остановке части добывающих скважин с высокими значениями водогазового фактора (ВГФ). Последний вариант является наиболее легким. Однако в этом случае существует риск обводнения соседних скважин, располагающихся рядом с обводненными и которые до остановки обводненных скважин работают без пластовой воды. Таким образом, при сложившихся обстоятельствах наиболее приемлемым решением является расширение мощностей по утилизации пластовой воды. Для того чтобы ограничить приток воды в скважины, проводятся работы по водоизоляции и интенсификации с блокировкой. В результате интенсификации с блокировкой снизили приток воды в среднем на 19 %. Анализ динамики и степени обводнения продукции эксплуатационных скважин был проведен по результатам исследований скважин на продуктивность через контрольный сепаратор, по состоянию на 01.01.15. С этой целью была построена карта водогазового фактора по состоянию на 01.01.15 (рис. 1) [3, 7].

За время эксплуатации АГКМ из эксплуатационного фонда было выведено 34 добывающих скважин. Из них 16 скважин работали с пластовой водой, ВГФ составил $23\text{--}1590 \text{ см}^3 / \text{м}^3$ и 6 скважин работали предположительно с пластовой водой, ВГФ составил $14,9\text{--}20 \text{ см}^3 / \text{м}^3$ [1, 6]. Анализируя данные ВГФ, можно сделать следующие выводы. Так как дифференциация продукции отдельных скважин по содержанию выносимой воды выражена еще в большей степени, чем по конденсатосодержанию, объем попутно добываемой воды и средневзвешенное по добыче значение ВГФ определяются величиной ВГФ по каждой работающей скважине и ее вкладом в общую добычу. Показатель ВГФ, средневзвешенный по добыче, является отражением процесса изменения содержания воды в добываемой продукции как по причине изменения ВГФ по каждой отдельно взятой скважине, так и по причине пере-

распределения отборов между скважинами. Для исключения второй причины при анализе состояния обводнения продукции эксплуатационных скважин был выполнен расчет среднеарифметического значения ВГФ по скважинам в отдельности и по группам. Среднеарифметическое значение ВГФ по всему фонду действующих скважин снизилось по сравнению с 2013 г. на 57,9 %. Такое снижение произошло в связи с тем, что по причине снижения отборов скважин 27 были выведены из разработки. Большинство из этих скважин имели высокие ВГФ.

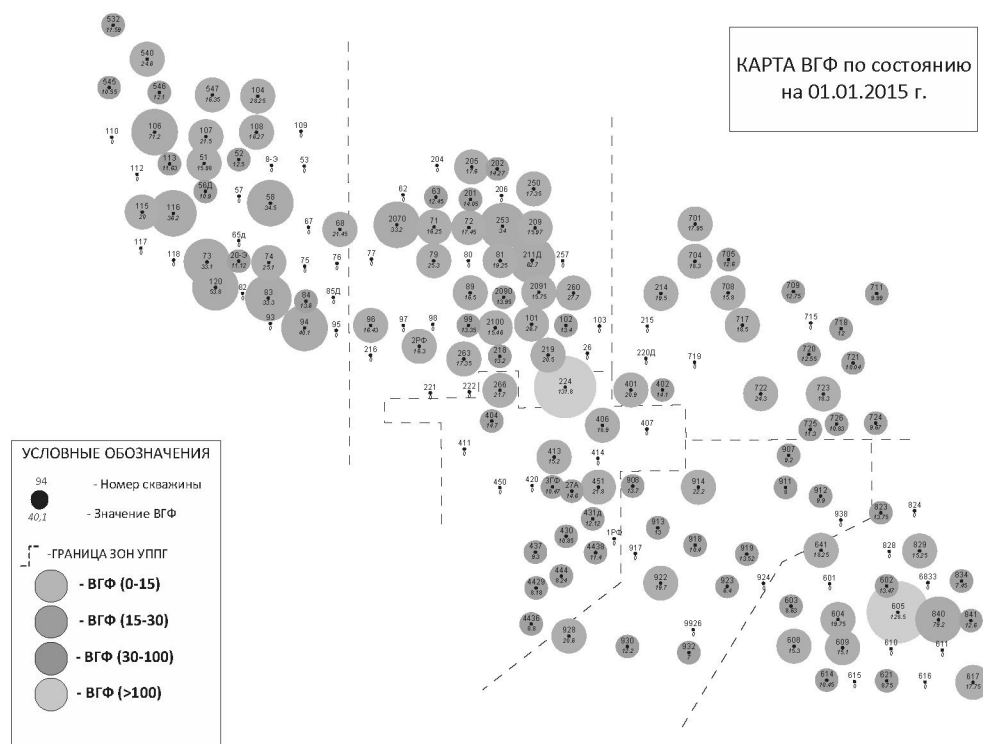


Рис. 1. Карта ВГФ по состоянию на 1.01.15 г.

Анализируя по годам появление пластовой воды [2, 9] в продукции скважин, можно сделать вывод о том, что более поздний ввод скважин в работу на каждые 4 года приводил к сокращению периода безводной эксплуатации этих скважин на 3,3 года. Имеются несколько скважин, введенных еще позднее, в продукции которых пластовая вода появилась почти с первых дней их эксплуатации. Можно предположить, что в разрабатываемой зоне имеет место внедрение подошвенной воды в газовую часть залежи и на тех участках, где нет работающих скважин, т.е. при снижении там пластового давления. Если бы обводнение скважин происходило из линз воды, находящихся внутри газовой залежи, такого эффекта не было бы. Так как вода из линз сместилась бы к работающим скважинам. По крайней мере, такой тип обводнения не типичен для условий АГКМ. Если вышесказанное имеет место, то, видимо, надо принципиально изменить подход к проблеме обводнения скважин на АГКМ, в частности, в отношении водоизоляционных работ. Данный вид работ может оказаться не только бесполезным, но и вредным. Предположе-

ние о характере распределения ВГФ по площади, по линиям, ориентированным с северо-запада на юго-восток, подтверждается. Таким образом, можно сказать, что наибольшее обводнение скважин происходит по замкнутым контурам блоков, что связано с разломами.

Рассмотрена зависимость продолжительности периода безводной эксплуатации скважин от положения их забоев и от положения нижней границы интервала перфорации (НГИП) относительно глубины газоводяного контакта (ГВК). Указанные зависимости представлены на рисунках 2 и 3 [4, 6].

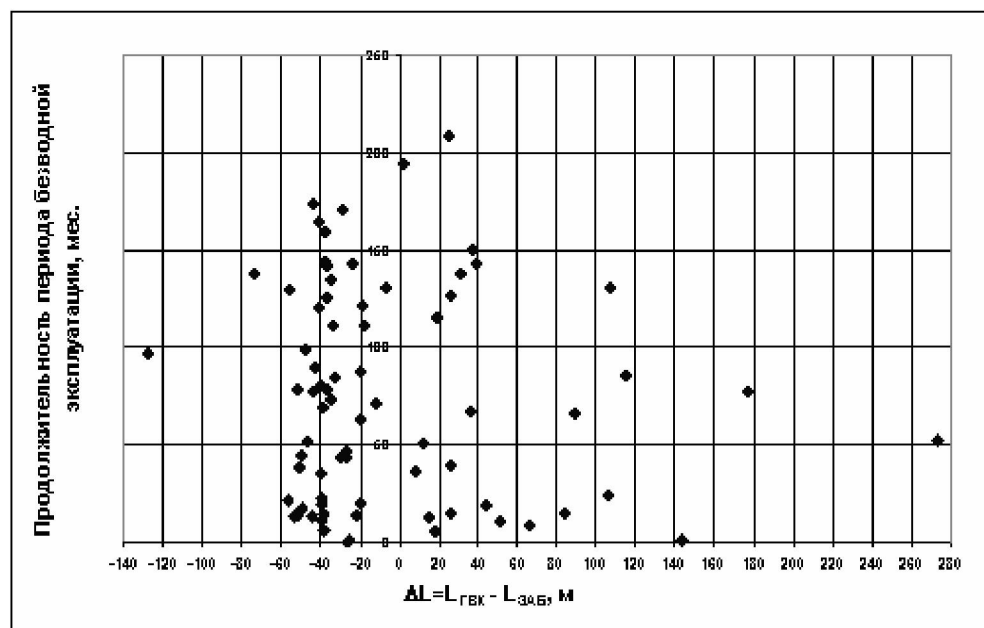


Рис. 2. Зависимость продолжительности периода безводной эксплуатации скважин от положения пробуренного забоя относительно положения ГВК

Как видно из рисунка 2, продолжительность периода безводной эксплуатации скважин не зависит от положения их забоев относительно положения ГВК. Из 124 рассмотренных скважин по 90 скважинам или 72,6 % от их общего числа пробуренные забои находятся ниже границы ГВК. Из них 38 скважин или 42,2 % работают без пластовой воды, и в 52 скважинах или 57,8 % в добываемой продукции присутствует пластовая вода. Забои выше границы ГВК имеют 34 скважины или 27,4 %. Из них 10 скважин (29,4 %) работают без пластовой воды и в 24 скважинах (70,6 %) в продукции присутствует пластовая вода, что даже больше (в процентном отношении), чем по первой группе скважин. То же самое показано на рисунке 3.

По всей видимости, доминирующими факторами обводнения скважин являются не положение их забоев или интервалов перфорации, а характеристика коллекторов в приконтактной части газонасыщенного пласта, которая зависит как от природных факторов, так и от факторов связанных с кольматацией призабойной зоны буровым раствором и др.

Одной из серьезных проблем разработки АГКМ является наличие в добываемом газе попутной воды и ее постоянный рост в ходе эксплуатации скважин [5, 8].

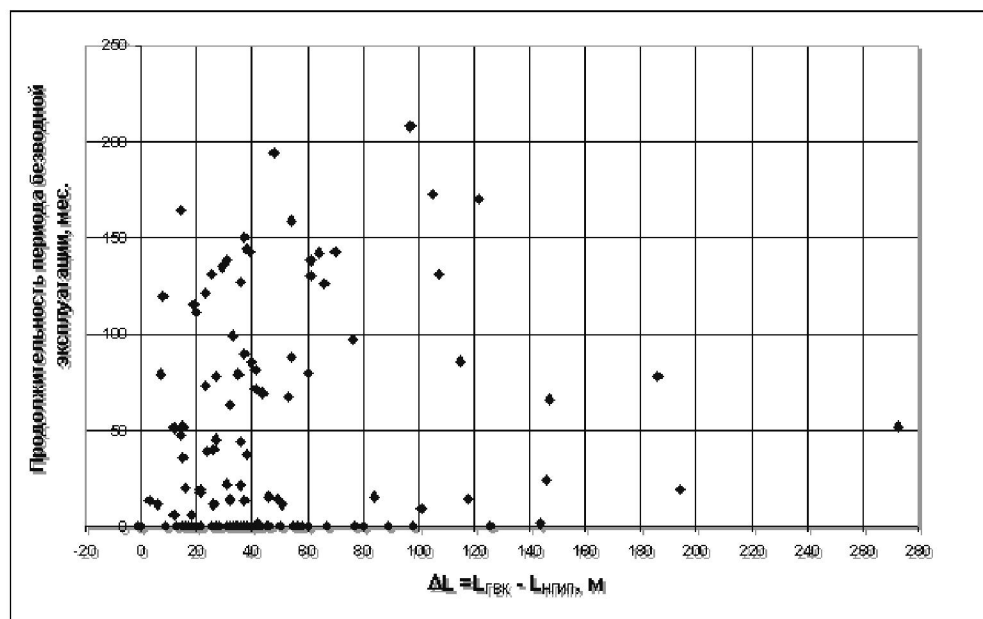


Рис. 3 Зависимость продолжительности периода безводной эксплуатации скважин от положения нижней границы интервала перфорации относительно положения ГВК

В результате проведенного анализа промысловых материалов по обводнению продукции добывающих скважин установлено:

- водоносный бассейн малоактивен, и нет угрозы обводнения газовой залежи и скважин;
- пластовая вода внедряется избирательно по локальным зонам повышенной проводимости. Различаются два типа таких зон: линейные узкие и локальные с выходом на ГВК;
- локальные зоны распределяются по всему объему блока хаотично. Их распределение прогнозированию не поддается.

На основании вышеперечисленных выводов рекомендуется:

- рассматривать остановку или ограничение производительности скважин с высокими ВГФ, как временную меру;
- при планировании водоизоляционных работ учитывать, что эти работы могут оказаться не только бесполезными, но и привести к более быстрому обводнению соседних скважин;
- рекомендуется бурение дополнительных нагнетательных скважин для закачки воды и эксплуатация обводненных скважин без ограничений.

В заключении следует отметить.

- Результаты анализа обводнения скважин АГКМ показали, что в разрабатываемой зоне имеет место внедрение подошвенной воды в газовую часть залежи, в том числе и на тех участках, где нет работающих скважин. Обводнение скважин за счет линз воды, находящихся внутри газовой залежи, не типично для условий АГКМ. При этом принципиально меняется подход к проблеме обводнения скважин, в частности, в отношении водоизоляционных работ, которые могут оказаться не только бесполезными, но и вредными. Выход из положения – эксплуатация обводненных скважин без ограничений с утилизацией части пластовой воды непосредственно на промысле.

- Внедрение воды в газовую залежь косвенно подтверждается тем, что для адаптации темпа снижения пластового давления за счет деформационных процессов (сокращение порового газонасыщенного объема залежи) адаптирующий коэффициент в расчетной формуле необходимо подставлять в два раза больше, чем реальный.
- Ограничение рабочих депрессий по «обводненным» скважинам не должно давать заметного эффекта, т.к. вода внедряется вследствие снижения пластового давления.
- Более поздний ввод скважин в работу в разрабатываемой зоне на каждые 4 года приводит к сокращению периода безводной эксплуатации этих скважин на 3,3 года.

Список литературы

1. Гриценко А. И. Руководство по исследованию скважин / А. И. Гриценко, З. С. Алиев, О. М. Ермилов, В. В. Ремизов, Г. А. Зотов. – Москва : Наука, 1995. – 523 с.
2. Закиров С. Н. Глубинное зондирование водоносного бассейна при разработке месторождений / С. Н. Закиров, А. Н. Тимашев, О. М. Севастьянов, В. И. Ахапкин // Газовая промышленность. – 1985. – № 2.
3. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С. Н. Закиров. – Москва : Струна, 1998. – 628 с.
4. Инструкция по исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Г.А. Зотова, З. С. Алиева. – Москва : Недра, 1980. – 301 с.
5. Исследование природных газоконденсатных систем : методическое руководство / Н. В. Долгушин, Ю. М. Корчагин, Д. З. Сагитова. – Москва : Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий, 1994. – 257 с.
6. Лапшин В. И. Закономерности распределения состава и конденсатоотдачи на АГКМ / В. И. Лапшин, А. Ф. Ильин, И. В. Алексеева и др. // Наука и технология углеводородов. – 2001. – № 4 (17). – С. 47–51
7. Лапшин В. И. Методика проведения газоконденсатных исследований, определение составов и физико-химических свойств газовой и жидкой составляющих пластового газа на АГКМ / В. И. Лапшин, В. В. Елфимов, А. Г. Филиппов. – Москва : ООО « ИРЦ Газпром », 2001. – 27 с.
8. Лапшин В. И. Технология проведения и результаты газоконденсатных исследований на месторождениях с высоким содержанием сероводорода и двуокиси углерода : обз. инф. / В. И. Лапшин, Г. Р. Гуревич, А. И. Брусиловский и др. – Москва : Всесоюзный научно-исследовательский институт экономики, организации производства и технико-экономических исследований в газовой промышленности, 1988. – 34 с. – (Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений»).
9. Перепеличенко В. Ф. Компонентоотдача нефтегазоконденсатных залежей / В. Ф. Перепеличенко. – Москва : Недра, 1990. – 272 с.
10. Перепеличенко В. Ф. Моделирование добычи попутной воды при проектировании разработки АГКМ / В. Ф. Перепеличенко, С. П. Перепеличенко, М. И. Еникеева, В. А. Дербенев // Повышение эффективности разработки месторождений природного газа. – Москва : Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий, 2001. – С. 125–135.
11. Перепеличенко В. Ф. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений Прикаспийской впадины / В. Ф. Перепеличенко, Ф. Р. Билалов, М. И. Еникеева и др. – Москва : Недра, 1994. – 364 с.
12. Теория прогнозирования и принятия решений : учебное пособие / под ред. С. А. Саркисяна. – Москва : Высшая школа, 1977. – 351 с.
13. Федотов И. Б. Контроль перемещения водо-нефтяного контакта в массивных нефтяных залежах с трещиноватыми коллекторами (на примере Памятно-Сасовского месторождения) / И. Б. Федотов, А. Ф. Шейкина, В. М. Шафран, Е. И. Жутова // Проблемы освоения нефтегазовых месторождений Нижнего Поволжья : сборник статей. – 2000. – Вып. 57. – С. 208–213.
14. Шулятиков И. В. Зарубежный опыт эксплуатации обводняющихся газовых скважин и перспективы его использования в России / И. В. Шулятиков // Наука и техника в газовой промышленности. – 2008. – № 4 (36). – С. 110–114.
15. Шулятиков И. В. Технология и оборудование для повышения производительности газовых скважин на заключительном этапе разработки газовых месторождений / И. В. Шулятиков, И. В. Мельников // Территория нефтегаз. – 2009. – № 5. – С. 68–71.

References

1. Gritsenko A. I., Aliev Z. S., Yermilov O. M., Remizov V. V., Zotov G. A. *Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin* [Guide to investigation of wells], Moscow, Nauka Publ., 1995. 523 p.
2. Zakirov S. N., Timashev A. N., Sevastyanov O. M., Akhupkin V. I. Glubinnoe zondirovanie vodonosnogo basseyna pri razrabotke mestorozhdeniy [The probing depth of the aquifer in the basin mining]. *Gazovaya promyshlennost* [Gas Industry], 1985, no. 2.
3. Zakirov S. N. *Razrabotka gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy* [The development of gas, gas-condensate and oil-and-gas condensate fields], Moscow, Struna Publ., 1998. 628 p.
4. Zotov G. A., Aliev Z. S. (ed.) *Instruktsiya po issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin* [Instruction to study gas and gas-condensate reservoirs and wells], Moscow, Nedra Publ., 1980. 301 p.
5. Dolgushin N. V., Korchazhin Yu. M., Sagitova D. Z. *Issledovanie prirodnnykh gazokondensatnykh sistem* [Investigation of natural gas-condensate systems], Moscow, All-Union Scientific Research Institute of Natural Gases and Gas Technologies Publ. House, 1994. 257 p.
6. Lapshin V. I., Ilin A. F., Alekseeva I. V., et al. Zakonomernosti raspredeleniya sostava i kondensatootdachi na AGKM [Regularities of the composition and distribution of condensate on AGCF]. *Nauka i tekhnologiya uglevodorodov* [Science and Technology of Hydrocarbons], 2001, no. 4 (17), p. 47–51.
7. Lapshin V. I., Yelfimov V. V., Filippov A. G. *Metodika provedeniya gazokondensatnykh issledovaniy, opredelenie sostavov i fiziko-khimicheskikh svoystv gazovoy i zhidkoy sostavlyayushchikh plastovogo gaza na AGKM* [The methodology of the study of gas-condensate, determining the composition and physical and chemical properties of the gas and liquid components of the reservoir gas at AGCF], Moscow, OOO "IRTs Gazprom" Publ., 2001. 27 p.
8. Lapshin V. I., Gurevich G. R., Brusilovskiy A. I., et al. *Tekhnologiya provedeniya i rezultaty gazokondensatnykh issledovaniy na mestorozhdeniyakh s vysokim soderzhaniem serovodoroda i dvuokisi ugleroda* [The technology and the results of researches on gas-condensate deposits with high content of hydrogen sulfide and carbon dioxide], Moscow, All-Union Scientific Research Institute of Economy, the Organization of Production and Technical and Economic Research in the Natural Gas Industry Publ. House, 1988. 34 p.
9. Perepelichenko V. F. *Komponentootdacha neftegazokondensatnykh zalezhey* [The return of components of oil-and-gas condensate deposits], Moscow, Nedra Publ., 1990. 272 p.
10. Perepelichenko V. F., Perepelichenko S. P., Yenikeeva M. I., Derbenev V. A. Modelirovanie dobychi poputnoy vody pri proektirovani razrabotki AGKM [Simulation of associated water in the design of development AGCF]. *Povyshenie effektivnosti razrabotki mestorozhdeniy prirodnogo gaza* [Improving the efficiency of the development of natural gas fields], Moscow, All-Union Scientific Research Institute of Natural Gases and Gas Technologies Publ. House, 2001, pp. 125–135.
11. Perepelichenko V. F., Bilalov F. R., Yenikeeva M. I., et al. *Razrabotka neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy Prikaspiyskoy vpadiny* [The development of oil-and-gas condensate fields of the Caspian basin], Moscow, Nedra Publ., 1994. 364 p.
12. Sarkisyan S. A. (ed.) *Teoriya prognozirovaniya i prinyatiya resheniy* [The theory of forecasting and decision-making], Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1977. 351 p.
13. Fedotov I. B., Sheykina A. F., Shaffron V. M., Zhutova Ye. I. Kontrol peremeshcheniya vodo-neftyanogo kontakta v massivnykh neftnykh zalezkhakh s treshchinovatyimi kollektorami (na primere Pamyatno-Sasovskogo mestorozhdeniya) [Control of movement of water-and-oil contact in the massive oil fields with fractured reservoirs (by the example of Pamyatno-Sasovsky field)]. *Problemy osvoeniya neftegazovykh mestorozhdeniy Nizhnego Povolzhya* [Problems of Oil and Gas Deposits of the Lower Volga Region], 2000, issue 57, pp. 208–213.
14. Shulyatkov I. V. Zarubezhnyy opyt ekspluatatsii obvodnyayushchikhsya gazovykh skvazhin i perspektivy ego ispolzovaniya v Rossii [The foreign experience in operating gas wells watered out the prospects for its use in Russia]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti* [Science and technology in the gas industry], 2008, no. 4 (36), pp. 110–114.
15. Shulyatkov I. V., Melnikov I. V. Tekhnologiya i oborudovanie dlya povysheniya proizvoditelnosti gazovykh skvazhin na zaklyuchitelnom etape razrabotki gazovykh mestorozhdeniy [The technology and equipment to improve the performance of gas wells at the final stage of the development of gas fields]. *Territoriya neftegaz* [Oil and Gas Territory], 2009, no. 5, pp. 68–70.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ ОБВОДНЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Серебряков Олег Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: geologi2007@yandex.ru

В процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений наблюдается постепенное формирование водонапорного режима работы продуктивной залежи. Особенности проявления водонапорного режима разработки Астраханского газоконденсатного месторождения являются следствием следующих геологических и гидрогеологических параметров. Продуктивный горизонт, контролирующий газоконденсатную залежь, ограничен: при площади газоводяного контакта порядка 2 тыс. км² и размерах залежи 110 x 40 км высота газоконденсатной залежи составляет 200 м. При этом подстилающий водоносный бассейн, контролирующий залежь, практически безграничен. В таких горных и гидрогеологических условиях характерное время разработки залежи существенно больше характерного времени распространения возмущенного падения давления от залежи до границ ее водоносной системы (ГВК). Промысловые газогидродинамические исследования на разведке Астраханского газоконденсатного месторождения позволили принимать давление в водоносной системе, окружающей залежь, равным начальному давлению в самой залежи и обосновывать начальный энергостатический режим ее как упругогазовый. Однако в процессе разработки природной системы Астраханского газоконденсатного месторождения «залежь – вода» падение давления в залежи стало значительно опережать снижение давления в подстилающем водоносном бассейне. Это приводит к постепенному повышению количества воды (водогазовый фактор) в добываемом газе.

Ключевые слова: геотехнология, газ, конденсат, давление, компоненты, динамика

HYDROGEOLOGICAL MECHANISM OF WATERFLOODING GAS-CONDENSATE FIELDS

Serebryakov Oleg I., D. Sc. in Geology and Mineralogy, Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, e-mail: geologi2007@yandex.ru

There is a gradual formation of a water mode of the productive deposit in the process of developing gas and gas-condensate fields. Peculiarities of manifestation of water-pressure regime development of the Astrakhan gas-condensate field are the result of the following geological and hydrogeological settings. The productive horizon controlling a gas-condensate deposit is limited: height of the gas-condensate deposit makes 200 m at the area of gas-water contact about 2 thousand km² and the sizes of a deposit 110 x 40 km. At the same time the spreading water-bearing pool controlling a deposit is almost boundless. In such mountain and hydrogeological conditions characteristic time of development of a deposit is significantly more than characteristic time of distribution of the indignant pressure drop from a deposit to borders of her water-bearing system (GWC). Fishing gas and hydrodynamic researches on the exploration of the Astrakhan gas-condensate field have allowed taking the pressure in the water-bearing system surrounding the deposit, equal to the initial pressure in the deposit and substantiating the initial energetic and statistical mode as elastic gas. However, in the process of developing a natural system of the Astrakhan gas-condensate field «deposit – water» pressure drop became considerable to advance pressure decrease in a deposit in the spreading water-bearing pool. It is leading to a gradual increase in the amount of water (water-and-gas factor) in the produced gas.

Keywords: geotechnology, gas, condensate, pressure, components, dynamics