

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

В газогидродинамических условиях Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) (рис. 1) уравнение материального баланса для газоконденсатной залежи принимает вид:

$$V_H(P_H / Z_H - P / Z) + Q_B \times P / Z = P_{AT} \times ? \times Q_G,$$

где V_H – начальный газонасыщенный поровый объем, P_H – начальное давление в залежи, P – текущее давление в залежи, Q_G – добытое количество газа, Q_B – добытое количество вторгшейся воды, $?$ – температурная поправка, Z – коэффициент сверхсжимаемости, $P_{AT} = 0,1$ МПа.

Уравнение материального баланса для водоносной системы АГКМ имеет вид:

$$Q_B = V_B \times B_B (P_H - P),$$

где V_B – объем водоносного бассейна, B_B – коэффициент упругости водоносного бассейна. Синтезирование уравнений материального баланса для газовой залежи и для водонапорного бассейна как для единой системы формирует взаимосвязь текущего давления (P) в газоконденсатной залежи (или приведенного давления P / Z) с количеством добытого газа и добытой воды:

$$V_H(P_H / Z_H - P / Z) + V_B \times B_B(P_H - P) \times P / Z = P_{AT} \times ? \times Q_G.$$

Преобразование синтезированного уравнения с использованием безразмерных величин x и y , имеющих вид:

$$x = Q_G / Q_3 \text{ и } y = (P_{ZH}) / (P_H Z),$$

где Q_3 – начальные запасы газа, равные (Z) , $Q_3 = V_H(P_H / Z_H) / (P_{AT} ?)$, упрощает это синтезированное уравнение единой системы «залежь – вода» в следующую зависимость:

$$x = (1 - y) + \chi \times y \left[1 - y \frac{Z(y)}{Z_H} \right].$$

Безразмерный параметр χ характеризует строение системы «залежь – вода» и степень влияния водоносного бассейна на давление в газоконденсатной залежи:

$$\chi = B_B P_H (V_B / V_H).$$

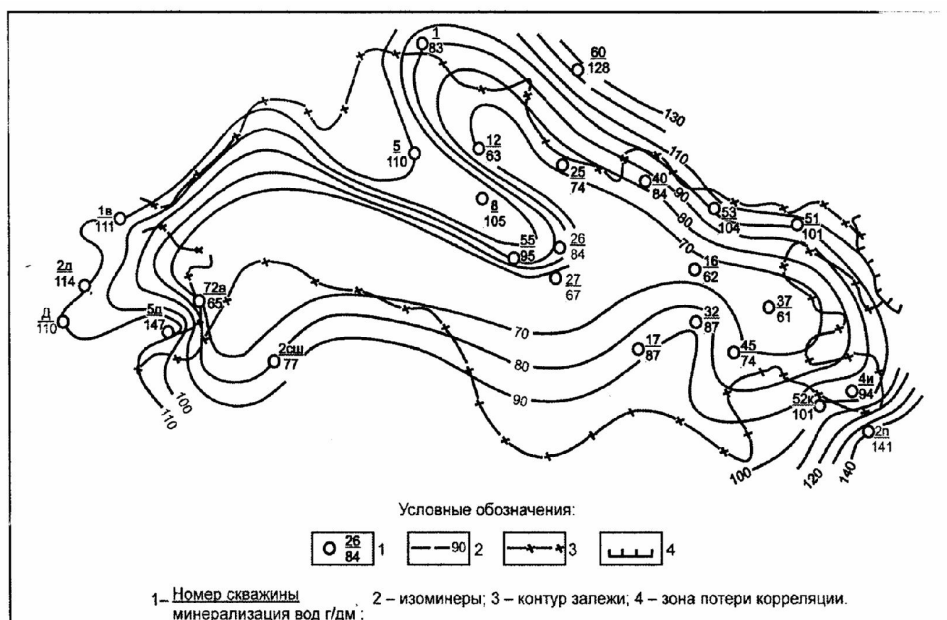


Рис. 1. Карта минерализации пластовых вод продуктивного комплекса АГКМ

Безразмерный параметр η фактически представляет собой отношение количества воды, которое будет получено из водоносной системы при снижении давления до атмосферного, к газонасыщенному поровому объему.

На АГКМ уравнение единой системы «залежь – вода» поддается математическому анализу. При изменении x (отношения добытого газа к его запасам) от 0 (начало добычи) до 1 (истощение залежи) индикаторная линия зависимости $y = y(x)$, отражающей степень падения давления в системе, указывает на характер режима работы продуктивной залежи, обобщенно выражаемой величиной η . На первой стадии разработки АГКМ до 1990 г., когда газоконденсатная залежь и водоносная система не взаимодействуют ($\eta = 0$), индикаторная линия уравнения единой системы «залежь – вода» принимает вид прямой, характерной для газового режима, т.е. $y(1) = 0$. В настоящее время при $\eta > 0$ индикаторная линия постепенно изгибается и при $1 < \eta < \infty$ имеет вид $y(1) > 0$, т.е. индикаторная линия $y(x)$ резко изгибается, располагаясь выше прямой газового режима, отражая проявление водонапорного режима. В условиях полного ввода АГКМ в разработку ($x \rightarrow 1$) индикаторная линия $y(x)$ будет стремиться к прямой $y = 1$, отражая наступление водонапорного режима.

Промысловые исследования различных типов вод, получаемых совместно с товарной продукцией, позволяют не только надежно идентифицировать генетическую природу вод, но и обосновать энергетический режим работы продуктивной залежи. Появление пластовых вод в эксплуатационных скважинах при дебитах свыше 100 тыс. м³ / сут. и повышение доли этих вод (водогазовый фактор (ВГФ) = 45–50 см³ / м³ и более) при дальнейшем увеличении депрессий на продуктивный пласт подтверждают, что источник внешних вод существует всегда и постоянно. Изучение энергетического потенциала водоносной системы и механизма ее взаимодействия с продуктивной залежью АГКМ свидетельствуют о том, что величина ареала такого взаимодействия достигает 700 м ниже газоводяного контакта (ГВК). Внутри этой водоносной толщи отсутствуют разделяющие непроницаемые пласты, и энергия всей массы воды с минерализацией $M_0 = 130–150$ г / л может проявиться при достижении в продуктивной залежи пусковых депрессий (рис. 2).

Продвижение огромной массы подошвенных вод с высоким газонасыщенным и энергетическим потенциалом из критической гидродинамической области ГВК в призабойные зоны эксплуатационных скважин, находящихся в более низких термобарических условиях, предопределяет, кроме нарастающего обводнения, интенсивную дегазацию вторгшихся предельно насыщенных подошвенных вод с опережающим выделением из них в залежь кислых компонентов и, прежде всего, сероводорода. Гидрогазодинамические исследования подтвердили, что при термобарических условиях пластовых систем АГКМ в 1 м³ воды ниже ГВК растворено до 22 м³ сероводорода, тогда как в 1 м³ пластового газа залежи содержится 0,2 м³ сероводорода.

В составе пластовых газов продуктивной залежи на долю метана СУГ приходится до 55 % и на долю сероводорода ССГ более 20 %. Исходя из термобарических условий продуктивного пласта, парциальное давление (упругость) метана РУГ залежи составляет 33 МПа, парциальное давление сероводорода РСВ – до 12 МПа. В толще подошвенных вод (–200 м), практически равной высоте продуктивной залежи, парциальное давление метана РУГ составляет 21 МПа, парциальное давление сероводорода РСВ равно 16 МПа.

Возраст	Литология	Толщина, м	Водоупоры	Этажи	Комплексы	Свойства воды				Коэффициент аномальности $P_{\text{ан}}$	Геотермический градиент, °C/100 м	Пластовые условия			
						Плотность, г/см ³	Минерализация, г/дм ³	ρ_{NaCl}	Газонасыщенность, см ³ /дм ³			Абсолютная отметка	Пластовое давление, МПа	Температура, °C	Вязкость воды, МПа
Q		40-200		Н а д с о л о в е в о й	N-Q	1.00-1.05	1-77	1.2-0.9	50	1.00-1.04	2.5				
N		200-500													
P		<1000			P	1.06-1.08	91-121	0.85	300-1060	1.05-1.08	3.0				
K ₂		<750			K ₂	1.11	175	0.95	400-1775	1.10	3.5	-1000	10-11	35	1.5
K ₁		<500			K ₁	1.17	259-285	0.95	<500	1.12	3.5				
J ₃		<500			J ₃	1.19-1.20	295-331	0.97	<1000	1.13	3.5				
J ₂		<400			J ₂	1.20	300-318	0.98		1.15	3.5				
T ₃		<730			Триасовый							-2000	22-23	70	0,81
T ₂		<1450				1.19-1.20	309-323	0.90-0.97		1.15-1.20	2.5				
T ₁		<1600													
P ₂		<1700		П о д с о л о в е в о й	P ₂	1.19-1.22	242-323	0.96	750-1000	1.20	2.0	-3000	34-36	90-95	0,62
P ₁		<3500			Линзы рапы	1.20-1.24	300-400	0.70		до 2.20	0.8-1.0		64-70	95-110	0,64
C ₁₋₂					C ₁₋₂	1.05-1.06	60-150	1.95-1.05	7700-58500	1.58-1.50	2.0-2.5	-4000	61	112	0,42

Рис. 2. Гидрогеологический разрез Астраханского ГКМ

Энергия пускового механизма контролируется гидрогазодинамическим взаимодействием компонентов продуктивной залежи и подстилающей водоносной системы. При снижении пластового давления в залежи на 12 МПа произойдет выравнивание парциальных давлений в залежи и пластовых водах ($P_{\text{УГ}} = P_{\text{УП}}$), т.е. при достижении давления в залежи 50 МПа могут проявиться процессы внедрения подошвенных вод, обладающих избыточным давлением более 12 МПа.

Литологическое единообразие стратиграфических горизонтов в залежи при площади ГВК порядка 2 тыс. км² и незначительной высоте залежи (около 200 м) предопределяет механизм, при котором латеральное обводнение по пластам проявляться не будет. Наличие зон с вертикальной трещиноватостью развивает необратимые осложнения в связи с фронтальным обводнением залежи и активным развитием конусов обводнения в эксплуатационных скважинах.

Список литературы

1. Кузнецова С. В. Эколого-геологические исследования солянокупольных бассейнов / С. В. Кузнецова, Ю. П. Николаев. – Астрахань : ООО "ЦНТЭП", 2001. – 229 с.
2. Москвитин А. И. Плейстоцен Нижнего Поволжья / А. И. Москвитин // Труды Геологического института Академии наук СССР. – 1962. – Вып. 64. – 269 с.
3. Москвитин А. И. Четвертичные отложения и история формирования долины р. Волга в ее среднем течении / А. И. Москвитин // Труды Геологического института Академии наук СССР. – 1958. – Вып. 12. – 221 с.
4. Николаев В. А. Новейшая тектоника западной части Прикаспийской низменности / В. А. Николаев // ДАН. – 1957. – Т. 113, № 4.
5. Певнев А. К. Современные движения земной поверхности в районе баскунчакской солянокупольной структуры / А. К. Певнев. – Москва : Недра, 1968. – 100 с.
6. Сияжков В. Н. О роли соляной тектоники в формировании инженерно-геологических условий крупных солянокупольных бассейнов / В. Н. Сияжков // Инженерная геология. – 1984. – № 2. – С. 61–72.
7. Четвертичные отложения, геоморфология и новейшая тектоника Среднего и Нижнего Поволжья / под ред. Ф. И. Ковальского. – Саратов : Саратовский государственный университет, 1982. – 160 с.
8. Щучкина В. П. История развития рельефа и новейшие тектонические движения юго-западной части Прикаспийской низменности : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук / В. П. Щучкина. – Ростов-на-Дону : Ростовский государственный университет, 1970.
9. Эвентов Я. С. История формирования и особенности тектоники западной части Прикаспийской впадины в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности / Я. С. Эвентов // Материалы по тектонике Нижнего Поволжья. – М. : Гостоптехиздат, 1962.
10. Cheong H. P. Probability of failure and safety factors in stability of natural slopes / H. P. Cheong, R. V. Subramaniam // Landslides : Proceedings of the International Symposium. – New Delhi, 1980. – P. 263–266.
11. Chowdhury R. Role of slope reliability analysis in landslide risk management / R. Chowdhury, P. Flentje // Bulletin of Engineering Geology and the Environment. – 2003. – Vol. 62, issue 1. – P. 41–46.
12. Herbert H. Einstein and Karim S. Karam. Risk assessment and uncertainties / H. Herbert // Landslides Causes, Impacts and Countermeasures : International conference. – Davos, Switzerland, 2001. – P. 457–488.
13. Mann R. E. Global Environmental Monitoring System / R. E. Mann. – Toronto, 1973. – 102 p.
14. Shadunts K. Sh. Investigations of North Caucasus landslides and antilandslide designs development / K. Sh. Shadunts, S. I. Matsiy // International symposium Engineering Geology and the Environment Greece. – Athens, Greece, 1997. – P. 1037–1039.
15. Shadunts K. Sh. North Caucasus landslides and struggle against them / K. Sh. Shadunts, S. I. Matsiy // 30th International Geological Congress. – Beijing, China, 8–14 August 1996. – Vol. 3. – P. 365.

References

1. Kuznetsova S. V., Nikolaev Yu. P. *Ekologo-geologicheskie issledovaniya solyanokupolnykh basseynov* [Ecological and geological researches of the salt-dome basin], Astrakhan, ООО «TsNTEP» Publ., 2001, 229 p.
2. Moskvitin A. I. Pleystotsen Nizhnego Povolzhya [Pleistocene of the Lower Volga region]. *Trudy Geologicheskogo instituta Akademii nauk SSSR* [Proceedings of the Geological Institute of USSR Academy of Sciences], 1962, vol. 64. 269 p.
3. Moskvitin A.I. Chetvertichnye otlozheniya i istoriya formirovaniya doliny r. Volga v ee srednem techenii [Quaternary sediments and history of the formation of the valley of the Volga river in its middle reaches]. *Trudy Geologicheskogo instituta Akademii nauk SSSR* [Proceedings of the Geological Institute of USSR Academy of Sciences], 1958, vol. 12. 221 p.

-
4. Nikolaev V. A. *Noveyshaya tektonika zapadnoy chasti Prikaspiyskoy nizmennosti* [Recent tectonic western part of the Caspian depression]. *DAN*, 1957, vol. 113, no. 4.
 5. Pevnev A. K. *Sovremennye dvizheniya zemnoy poverkhnosti v rayone baskunchakskoy solyanokupolnoy struktury* [Modern movements of the Earth's surface in the area Baskunchak salt-dome structure], Moscow, Nedra Publ., 1968.
 6. Sinyakov V. N. O roli solyanoy tektoniki v formirovani inzhenerno-geologicheskikh usloviy krupnykh solyanokupolnykh basseynov [On the role of salt tectonics in the formation of engineering and geological conditions of large salt-dome basin]. *Inzhenernaya geologiya* [Engineering Geology], 1984, no. 2, pp. 61–72.
 7. Kovalskiy F. I. (ed.) *Chetvertichnye otlozheniya, geomorfologiya i novayshaya tektonika Srednego i Nizhnego Povolzhya* [Quaternary deposits, geomorphology and recent tectonics of Middle and Lower Volga region], Saratov, Saratov State University Publ. House, 1982. 160 p.
 8. Tschuchkina V. P. *Istoriya razvitiya relefa i novyshie tektonicheskie dvizheniya yugo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoy nizmennosti* [History of the development of the relief and the recent tectonic movements of south-western part of the Caspian depression], Rostov-on-Don, Rostov State University Publ. House, 1970.
 9. Eventov Ya. S. *Istoriya formirovaniya i osobennosti tektoniki zapadnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny v svyazi s otsenkoy perspektiv neftegazonosnosti* [The history of the formation and characteristics of tectonics of the western part of the Caspian basin in connection with the assessment of prospects of oil-and-gas content] *Materialy po tektonike Nizhnego Povolzhya* [Proceedings of the Tectonics of the Lower Volga region], Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1962, pp. 62–81.
 10. Cheong H. P., Subramaniam R. V. Probability of failure and safety factors in stability of natural slopes. *Landslides. Proceedings of the International Symposium*, New Delhi, 1980, pp. 263–266.
 11. Chowdhury R., Flentje P. Role of slope reliability analysis in landslide risk management. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 2003, vol. 62, issue 1, pp. 41–46.
 12. Herbert H. Einstein and Karim S. Karam. Risk assessment and uncertainties. *Landslides Causes, Impacts and Countermeasures. International conference*, Davos, Switzerland, 2001, pp. 457–488.
 13. Mann R. E. *Global Environmental Monitoring System*, Toronto, 1973. 102 p.
 14. Shadunts K. Sh., Matsiy S. I. Investigations of North Caucasus landslides and antilandslide designs development. *International symposium Engineering Geology and the Environment Greece*. – Athens, Greece, 1997, pp. 1037–1039.
 15. Shadunts K. Sh., Matsiy S. I. North Caucasus landslides and struggle against them. *30th International Geological Congress*, Beijing, China, 8–14 August 1996, vol. 3, pp. 365.