

МОНИТОРИНГ ДИНАМИКИ ОБВОДНЕНИЯ ТОВАРНОЙ ПРОДУКЦИИ СЛОЖНОГО СОСТАВА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Серебряков Андрей Олегович, магистр, доцент, Астраханский государственный университет, Российская Федерация. 414000, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: Geologi2007@yandex.ru

Набиева Виктория Викторовна, студентка, Астраханский государственный университет, Российская Федерация. 414000, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: Geologi2007@yandex.ru

Нзуний Мбиао Деррик, аспирант, Астраханский государственный университет, Российская Федерация. 414000, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: Geologi2007@yandex.ru

Оценка состояния системы «залежь – подстилающей водонапорный бассейн», количество и влияние на залежь газов, растворенных в подошвенных водах, прогноз направления обменных процессов и процессов внедрения воды, которые будут происходить при снижении давления в залежах в процессе разработки месторождений является весьма актуальной. Серьезной проблемой разработки газоконденсатных или нефтяных месторождений является наличие в добываемой пластовой товарной продукции попутной воды. Постоянный рост количества добываемых вод в ходе эксплуатации продуктивных скважин на нефтяных и газоконденсатных месторождениях обуславливается поступлением смеси конденсационных вод (ВГФ) в различных сочетаниях с подошвенными водами, проникающими на забой скважины из подстилающих или вышележащих отложений при наличии негерметичности скважин. Внедрение пластовых вод в залежи возможно по локальным трещиноватым зонам и разломам. Наличие таких зон и тектонических нарушений признается большинством исследователей, а также доказано данными бурения скважин и сейсмическими исследованиями. Скважины обводняются очень быстро, если они оказались заложенными в непосредственной близости от разломов.

Ключевые слова: залежь, газ, вод, разлом, обводнение, давление

MONITORING THE DYNAMICS OF FLOODING OF COMMERCIAL PRODUCTS OF COMPLEX COMPOSITION OF GAS CONDENSATE FIELDS

Serebryakov Andrey O., master's degree, Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyana Sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, e-mail: Geologi2007@yandex.ru

Nabieva Victoria V., student, Astrakhan State University, 1 Shaumyana Sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, e-mail: Geologi2007@yandex.ru

Nguniy Mbiao Derrick, postgraduate student, Astrakhan State University, 1 Shaumyana Sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, e-mail: Geologi2007@yandex.ru

The assessment of the state of the "Deposit - underlying water basin" system, the amount and influence of gases dissolved in the bottom water on the Deposit, the forecast of the direction of exchange processes and water introduction processes that will occur when the pressure in the deposits decreases during field development is very relevant. A serious problem in the development of gas condensate or oil fields is the presence of associated water in the produced reservoir commercial products. A constant increase in the amount of produced water during the operation of productive wells in oil and gas condensate fields is caused by the arrival of a mixture of condensation water (VGF) in various combinations with bottom water that penetrates the bottom of the well from underlying or overlying deposits in the presence of leaky wells. The introduction of reservoir waters into deposits is possible through local fractured zones and faults. The presence of such zones and tectonic disturbances is recognized by most researchers, as well as proven by well drilling data and seismic studies. Wells are flooded very quickly if they are laid in the immediate vicinity of faults.

Keywords: Deposit, gas, water, fault, flooding, pressure

Пластовые газы Астраханского ГКМ имеет высокое влагосодержание в связи с присутствием в смеси значительного количества кислых компонентов. Водогазовый фактор (ВГФ) изменяется по площади залежи от 9 до 13 см³/м³.

За почти тридцатилетний срок эксплуатации месторождения добыча попутной воды из скважин увеличилась примерно в два раза. Среднегодовой прирост добычи воды составляет около 20–22,0 % в год. При этом добыча газа за этот период увеличивается в среднем по 4,0 % в год.

Из общего числа действующих скважин с пластовой водой работает 68,6 % эксплуатационных скважин. Из них 16,1 % скважин имеют ВГФ более 50 см³/м³. Эти скважины расположены в четырех обособленных зонах разрабатываемой части залежи. В продукции остальных скважин присутствует только конденсационная вода с ВГФ от 5 до 14 см³/м³.

По темпам прироста ВГФ на 1 МПа снижения пластового давления по наибольшим величинам ВГФ можно выделить следующие группы скважин:

- с высокими ВГФ - от 100 до 598 см³/(м³·МПа);
- со средними ВГФ - от 23 до 52 см³/(м³·МПа);
- с небольшими ВГФ - от 4,4 до 15 см³/(м³·МПа).

Установлена зависимость ВГФ от величины пластового давления (рис.). Чем выше пластовое давление, тем меньше значение ВГФ.

Для ограничения притока воды в скважины на месторождении проводятся работы по водоизоляции и интенсификации с блокировкой, а также остановка обводненных скважин с высокими ВГФ.

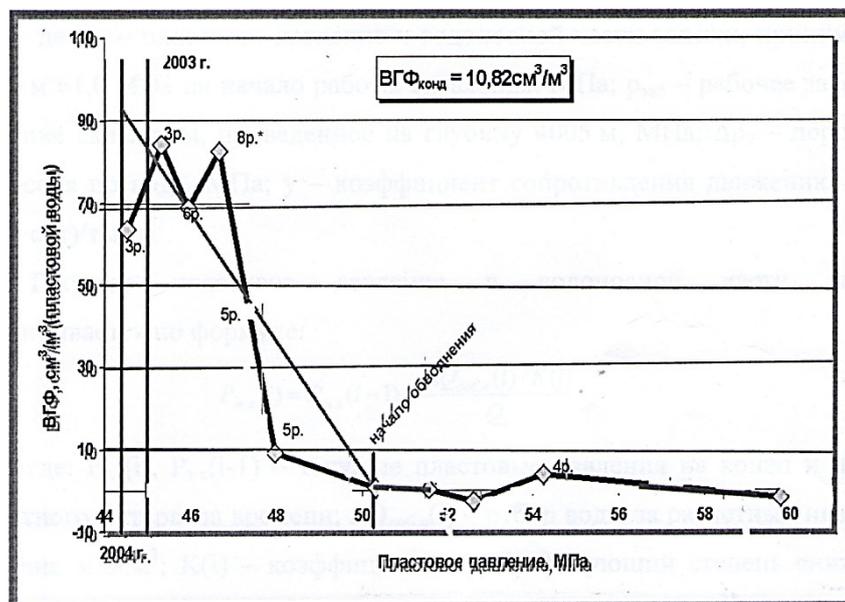


Рис. Зависимость ВГФ от пластового давления

Анализ продолжительности периода безводной эксплуатации скважин от времени ввода их в эксплуатацию показал, что в зонах УШИ 1 и 2 скважины в среднем проработали без пластовой воды 10 лет, введенные в 1990–1991 гг., в среднем 3,5 года.

При дальнейшей разработке месторождения степень обводненности продукции скважин пластовой водой будет расти. Прогнозную степень обводненности можно определить величиной ВГФ по пластовой воде (без учета присутствия в продукции скважин конденсационной воды) по формуле:

$$ВГФ = \frac{\lambda_B}{q_r} * 1000$$

где ВГФ – водогазовый фактор, см³/м³; q_B – дебит воды, м³/сут.; q_r – дебит газа сепарации, тыс. м³/сут.

Дебит пластовой воды определяется по формуле:

$$q_{\text{в}} = \frac{P_{\text{в}} - P_{\text{зоб}} - \Delta p_0}{y},$$

где $P_{\text{в}}$ – пластовое давление в водоносной части залежи, принимается равным 61,0 МПа на начало работы скважины, МПа; $P_{\text{зоб}}$ – рабочее забойное давление скважины, приведенное на глубину 4005 м, МПа; Δp_0 – пороговая депрессия по воде, МПа; y – коэффициент сопротивления движению воды, (МПа*сут)/тыс.м³.

Текущее пластовое давление в водоносной части залежи рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{м.в}}(i) = P_{\text{м.в}}(i-1) - \frac{\Delta Q_{\text{доб.в}}(i) * K(i)}{Q_{\text{в}}},$$

где $P_{\text{м.в}}(i)$, $P_{\text{м.в}}(i-1)$ – текущие пластовые давления на конец и начало расчетного интервала времени; $\Delta Q_{\text{доб.в}}(i)$ – отбор воды за расчетный интервал времени, млн м³; $K(i)$ – коэффициент, характеризующий степень снижения давления в воде при ее добыче, МПа; $Q_{\text{в}}$ – запасы воды, млн м³.

Отбор воды за расчетный интервал времени определяется по следующей формуле:

$$\Delta Q_{\text{доб.в}} = \text{ВГФ} * \Delta Q_{\text{доб.г}} * 10^{-6},$$

где $\Delta Q_{\text{доб.г}}$ – добыча газа сепарации за расчетный период, млн м³.

Анализируя вышесказанное, можно отметить следующие особенности процесса обводнения продукции скважин:

- величина ВГФ зависит от динамических и энергетических запасов воды под зоной дренирования скважин;
- появление пластовой воды в продукции скважины зависит от: величины пластового давления; объемов отборов газа, фильтрационных параметров по газу и воде, дебитов скважин, дренируемых запасов газа;
- объем внедрения подошвенной воды в газовую часть залежи в настоящее время невелик;
- степень обводнения газонасыщенной части залежи влияет на динамику пластовых давлений, на период безводной эксплуатации вновь вводимых в эксплуатацию скважин и их продуктивность.

Прогнозирование степени обводнения газоконденсатной залежи должно основываться на следующих геологических, гидрогеологических и промышленных факторах:

- строение водоносной части залежи, ее коллекторских свойств и коллекторских свойств в приконтактной зоне изучены недостаточно;
- месторождение имеет сложное строение – наличие зон локальной трещиноватости, зон кольматации и тектонических нарушений, низкая проницаемость пород-коллекторов как газонасыщенной, так и водонасыщенной частей, частое замещение коллектора неколлектором и другие факторы;
- характерна направленность обменных процессов между залежью и подошвенными водами.

При термобарических условиях продуктивного пласта соотношение энергии парциальных давлений (упругости) в залежи $P_{\text{упр}} \text{CH}_4 = 33$ МПа и $P_{\text{упр}} \text{H}_2\text{S} = 12$ МПа и подстилающих водах $P_{\text{упр}} \text{CH}_4 = 21$ МПа и $P_{\text{упр}} \text{H}_2\text{S} = 16$ МПа свидетельствует о неустойчивом фазовом равновесии в системе залежь – подошвенная вода, которое возможно только в водонапорных системах. По углеводородным газам наблюдается сдвиг фазового равновесия из залежи в сторону подстилающих вод, у H_2S , наоборот, развивается тенденция к сдвигу фазового равновесия из подстилающих пластовых вод в сторону залежи. Эта тенденция существовала еще до ввода месторождения в разработку на стадии его формирования.

Таким образом, для оперативного прогноза обводнения Астраханского месторождения требуется непрерывное выполнение гидрогеохимического и гидродинамического мониторинга процесса разработки.

Список литературы

1. Серебряков А.О. Гидрогеологический контроль за обводнением газовых залежей и скважин // Геология, география и глобальная энергия. – Астрахань: ИД «Астраханский университет», 2018. - №4 (71). – С. 22-25.
2. Серебряков А.О. Гидрогеологические технологии определения параметров пластовых вод // Геология, география и глобальная энергия. – Астрахань: ИД «Астраханский университет», 2019. - №4 (75). – С. 125-136.
3. Ушивцева Л.Ф. Оценка состояния водонапорной системы погребенного Астраханского свода // Геология, география и глобальная энергия. – Астрахань: ИД «Астраханский университет», 2019. - № 1 (72). – С. 42-50.

References

1. Serebryakov A.O. Hydrogeological control over flooding of gas deposits and wells // Geology, geography and global energy. - Astrakhan: publishing house "Astrakhan University", 2018. - №4 (71). – Pp. 22-25.
2. Serebryakov A.O. Hydrogeological technologies for determining parameters of reservoir waters // Geology, geography and global energy. - Astrakhan: publishing house "Astrakhan University", 2019. - №4 (75). – Pp. 125-136.
3. Ushivtseva L. F. Assessment of the water pressure system of the buried Astrakhan arch // Geology, geography and global energy. - Astrakhan: publishing house "Astrakhan University", 2019. - № 1 (72). – Pp. 42-50.