

Влияние техногенных процессов на содержание воды в продукции газовых скважин

М.К. Тупысев

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: m.tupysev@mail.ru

Аннотация. Показана возможность поступления в продукцию газовых скважин минерализованной воды из окружающих дренируемые коллекторы глинистых пластов. Поступление такой воды обусловлено развитием техногенных деформационных процессов, в результате которых глинистые пласты деформируются, а минерализованная вода из них «отжимается» в дренируемые коллекторы и добывается совместно с пластовым газом.

Ключевые слова: газовое месторождение, деформация пластов, минерализованная вода, обводнение скважины.

Для цитирования: Тупысев М.К. Влияние техногенных процессов на содержание воды в продукции газовых скважин // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 1(28). С. 6. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art6>

Контроль за содержанием воды в продукции газовых скважин является неотъемлемой частью мониторинга процессов их обводнения. При этом весьма важно определение источников поступающей воды. Часто такая задача решается с помощью сведений о минерализации или содержании хлор-иона, однако не всегда такой подход обеспечивает корректный результат. Например, пластовые и технологические растворы, используемые при бурении и ремонте скважин, а также их смеси с конденсационными водами могут иметь достаточно близкую минерализацию [1]. Поэтому отличить такие флюиды бывает весьма затруднительно без специального гидрохимического анализа [2]. Возможно также поступление воды с повышенной минерализацией в результате выпадения конденсационной влаги в призабойной зоне, смешивание ее с остаточной водой в продуктивных коллекторах и фильтрация совместно с газом [3, 4].

Кроме пластовой и конденсационной воды существует еще один природный источник воды, который может поступать в скважины при эксплуатации газовой залежи. Это – остаточные воды, которые не всегда учитываются, хотя по нашим расчетам могут иметь весьма значительные объемы и быть причиной обводнения скважин.

Известно, что в процессе разработки газовых месторождений в результате снижения пластового давления возрастает вертикальное эффективное напряжение [5], в результате сжимаются дренируемые породы коллекторов (может происходить усадка

земной поверхности над разрабатываемым месторождением). В процессе развития этих техногенных деформационных процессов, из-за возникающей разности давлений между дренируемыми коллекторами и окружающими их, например, глинистыми водоупорными толщами, из последних начинает отфильтровываться остаточная вода; глинистые толщи деформируются, причем с максимально возможным вкладом в общую величину деформации разреза горных пород месторождения [5].

На рис. 1 показана схема фильтрации (отжатия) остаточной воды из глинистого пласта в окружающие дренируемые коллекторы. По принятой схеме вода из глинистого пласта 3 отжимается в окружающие продуктивные пласты 2, 4 и движется совместно с добываемым газом к эксплуатационной скважине 1.

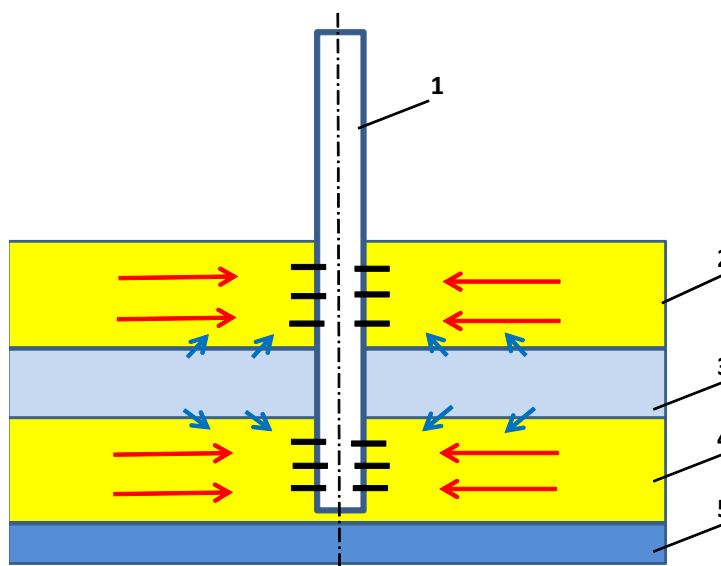


Рис. 1. Схема фильтрации газа совместно с минерализованной остаточной водой, поступающей из глинистого пласта в окружающие продуктивные пласты.

Условные обозначения: 1 – скважина, 2, 4 – продуктивные пласты, 3 – глинистый пласт, 5 – подошвенная вода

Толщину части пласта-неколлектора (глинистого флюидоупора), участвующего в деформации, можно оценить с учетом разности давлений, возникших между ним и окружающими дренируемыми коллекторами по формуле [5, 6]:

$$h = 2(P_0 - P) \gamma_0, \quad (1)$$

где h – толщина части глинистого пласта, участвующая в деформации, м; P_0 , P – начальное и текущее давление в окружающих пластах-коллекторах, соответственно, МПа; γ_0 – начальный градиент давления, МПа/м.

Цифра 2 в представленной формуле означает, что деформация глинистого пласта происходит с двух сторон (сверху и снизу).

Суммируя искомую величину для всех пластов-неколлекторов в дренируемой залежи месторождения, определяем толщину таких пластов, участвующих в деформации.

Общая величина деформации пластов определяется из выражения:

$$\Delta h = \sum [0,5 (P_0 - P) h \beta_{сж}], \quad (2)$$

где Δh – величина деформации пластов-неколлекторов, м; $\beta_{сж}$ – коэффициент сжимаемости этих пластов, м³/МПа.

Поскольку деформация пластов происходит под действием эффективного давления от значения $(P_0 - P)$ на границе раздела дренируемых пластов и пластов-неколлекторов до нулевого значения на расстоянии h от этой границы, то в расчетах используется средняя величина эффективного давления – вводится коэффициент 0,5.

Коэффициент сжимаемости горных пород пластов определяется более точно на основании экспериментальных исследований кернового материала или оценочно – по табличным данным свойств горных пород [7].

Если умножить найденную величину деформации на площадь дренирования залежи, то можно определить величину уменьшения объема пластов-неколлекторов в результате деформационных процессов, которую можем считать объемом остаточной пластовой воды, отжимаемой из этих пластов в окружающие дренируемые газонасыщенные пласты. Для одиночной скважины такая зависимость имеет вид:

$$Q_v = 2 \pi R^2 \Delta h \beta_e, \quad (3)$$

где Q_v – количество остаточной пластовой воды, поступающей из пластов-неколлекторов в окружающие дренируемые пласты, м³; R – радиус депрессионной воронки вокруг скважины, м; β_e – коэффициент водонасыщенности рассматриваемых пластов-неколлекторов, дол. ед.

В данной формуле не уточнено, что величина R является функцией времени и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, а величина Δh зависит от перепада давления на рассматриваемом расстоянии от скважины. Вводимый коэффициент водонасыщенности позволяет учитывать поступление воды из пластов, не вскрытых перфорацией, но имеющих в поровом пространстве кроме воды другие пластовые флюиды.

В расчетах по определению количества минерализованной остаточной воды при развитии техногенных деформационных процессов не учитывается вода, поступающая в результате деформации коллекторов, так как основную часть их порового пространства занимает газ, а уменьшение их пористости в результате деформации (сжатия) может составлять несколько процентов [8]. Для определения количества такой воды, поступающей в скважину, необходимо решать систему уравнений, описывающих совместную фильтрацию газа и воды, отжимаемой из неколлекторов. Поскольку минерализация этой воды такая же, как у пластовых вод окружающего газовое месторождение водоносного бассейна, то поступление отжимаемой воды из неколлекторов может быть воспринято как обводнение скважины, например, подошвенными водами.

Основные отличительные признаки (по сравнению с пластовой) поступления остаточной воды, отжимаемой из неколлекторов:

- появление минерализованной воды наступает сразу после начала развития техногенных деформационных процессов вокруг скважины;
- количество поступающей воды не носит лавинообразный характер, оно пропорционально дебиту скважины по газу, поскольку обе величины определяются депрессией на пласт, в то же время – это количество несравненно больше по сравнению с остаточной минерализованной водой, вымываемой пресной конденсационной водой [5] из призабойной зоны.

Информация о количестве поступающей в скважину минерализованной остаточной воды из неколлекторов в процессе развития деформационных процессов позволяет более аргументированно планировать режимы работы скважины, ремонтные работы на ней и прочее.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промысловых исследований», № АААА-А19-119022090096-5).

Литература

1. Абукова Л.А., Абрамова О.П., Кошелев А.В., Ставицкий В.А., Ли Г.С., Катаева М.А. Исходный состав пластовых вод как основа гидрогеохимического контроля за

разработкой ачимовских отложений Уренгойского НГКМ // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: Сб. науч. тр. М.: Недра, 2013. С. 171–180.

2. Делия С.В., Абукова Л.А., Абрамова О.П., Попов С.Н., Воронцова И.В., Анисимов Л.А. Особенности взаимодействия коллекторов, пластовых и технических вод при разработке нефтегазоконденсатного месторождения им. Ю. Корчагина // Нефтяное хозяйство. 2013. № 3. С. 18–22.

3. Абукова Л.А., Абрамова О.П., Тупысев М.К. Пат. RU 2681144 С1. Способ контроля за разработкой газового месторождения. № 2018103869; Заявл. 01.02.2018; Опубл. 04.03.2019 // Изобретения. Полез. модели. Бюл. № 7. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>.

4. Тупысев М.К. Контроль динамики влагосодержания газа при разработке газовых месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 3(22). С. 40. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art40>.

5. Петренко В.И., Ильченко Л.А., Конашук В.Ф. О механизме просадки земной поверхности при добыче жидких и газообразных полезных ископаемых // Сов. геология. 1983. № 7. С. 109–115.

6. Мирзаджанзаде А.Х., Баренблат Р.М., Ентов В.М. и др. О возможном влиянии начального градиента на разработку многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме // Изв. вузов. Нефть и газ. 1970. № 1. С. 39–46.

7. Добрынин В.М. Деформация и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970. 239 с.

8. Николаевский В.Н., Басниев К.С., Горбунов А.Т., Зотов Г.А. Механика насыщенных пористых сред. М.: Недра, 1970. 339 с.

Effect of man-made processes on water content in gas well products

M.K. Tupysev

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow
E-mail: m.tupysev@mail.ru

Abstract. The article shows the possibility of mineralized water inflow into the production of gas wells from the clay layers surrounding the drained reservoirs. The flow of such water is caused by the development of man-made deformation processes, as a result of which clay layers are deformed, and mineralized water from them is «squeezed» into drained reservoirs and extracted in conjunction with formation gas.

Keywords: gas field, deformation of reservoirs, mineralized water, well flooding.

Citation: *Tupysev M.K.* Effect of man-made processes on water content in gas well products // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 1(28). P. 6. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art6> (In Russ.).

References

1. *Abukova L.A., Abramova O.P., Koshelev A.V., Stavitskiy V.A., Li G.S., Kataeva M.A.* The original composition of reservoir water as the basis of hydrogeochemical control over the development of Achimov sediments of the Urengoy OGCF // Priority areas of development of the Urengoy complex: Collected papers. Moscow: Nedra, 2013. P. 171–180. (In Russ.).
2. *Delya S.V., Abukova L.A., Abramova O.P., Popov S.N., Vorontsova I.V., Anisimov L.A.* Features of collectors, underground and technical waters interaction during exploitation of Yu. Korchagin oil-gas-condensate field // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2013. No. 3. P. 18–22. (In Russ.).
3. *Abukova L.A., Abramova O.P., Tupysev M.K.* Pat. RU 2681144 C1. Method for control over gas deposit development. No. 2018103869; Declared 01.02.2018; Publ. 04.03.2019 // *Inventions. Useful models. Bull. No. 7.* – Available at: <http://www1.fips.ru>.
4. *Tupysev M.K.* Control of gas moisture dynamics in the development of gas fields // Actual Problems of Oil and Gas. 2018. Iss. 3(22). P. 40. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art40> (In Russ.).
5. *Petrenko V.I., Ilchenko L.A., Konauk V.F.* On the mechanism of drawdown of the Earth's surface in the extraction of liquid and gaseous minerals // *Sovietskaya Geologiya*. 1983. No. 7. P. 109–115. (In Russ.).

6. *Mirzajanzade A.Kh., Barenblat R.M., Entov V.M.* et al. On the possible impact of the initial gradient on the development of multilayer gas and gas condensate deposits under water pressure mode // *Izv. Vuzov. Neft' i Gaz.* 1970. No. 1. P. 39–46. (In Russ.).

7. *Dobrynin V.M.* Deformation and changes in the physical properties of oil and gas collectors. Moscow: Nedra, 1970. 239 p. (In Russ.).

8. *Nikolaevsky V.N., Basniev K.S., Gorbunov A.T., Zotov G.A.* Mechanics of saturated porous environments. Moscow: Nedra, 1970. 339 p. (In Russ.).