© В.А. Гридин, С.А. Варягов, О.Е. Аксютин 2007

УДК 551.553.248.2

В.А. Гридин, С.А. Варягов, О.Е. Аксютин

ОБОСНОВАНИЕ ЕМКОСТНО-ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННОГО РЕЗЕРВУАРА ПО КОМПЛЕКСУ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

Одним из основных критериев создания подземных хранилищ газа в терригенных коллекторах являются удовлетворительные емкостно-фильтрационные свойства резервуара [1, 2]. Вместе с тем при проектировании долгосрочного хранения, зачастую, не принимаются во внимание динамические напряжения, возникающие в матрице пород под действием циклических нагрузок. Многолетняя практика эксплуатации подземных хранилищ (Северо-Став-ропольское, Касимовское и др.) показывает, принимаемая на момент создания петрофизическая модель уже через два-три года требует серьезных коррективов [3, 4]. Другими словами, необходимо создание не статических, а динамических моделей резервуара. С этой целью нами была предпринята попытка изучить и в какой-то степени учесть воздействие некоторых техногенных факторов на коллекторские свойства резервуара зеленой свиты.

То, что коллекторские свойства изменяются в процессе эксплуатации ПХГ, факт многократно доказанный. При этом может происходить как увеличение порового пространства и фильтрационной способности пород во времени (в основном за счет выноса мелкозернистого межзернового материала и разрушения каркаса породы), так и уменьшение указанных характеристик (за счет кольматации призабойных зон материалом техногенного происхождения, который поступает в скважины вместе с закачиваемым газом).

Судить о природе механических примесей, закачиваемых и выносимых газом, можно только косвенно по продуктам, скапливающимся в сепараторах и пылеуловителях ГРП, установках индивидуальных замеров расходов газа, о чем более подробно уже указывалось.

Для решения вопроса о характере изменения проницаемости во времени (и по площади) нами был произведен расчет проницаемости по данным работы скважин в течение XII, XVIII, XXII циклов отбора газа.

При расчете мы исходили из теоретического предположения, что каждая скважина дренирует приблизительно равные цилиндрические объемы пласта вокруг скважины с радиусом основания R, м. Численное значение радиуса определяли двумя способами:

- во-первых, исходя из среднего расстояния между скважинами, равного ≈ 300 м, т.е. $R \approx 150$ м;- во-вторых, значение радиуса было снято с плана расположения скважин с таким расчетом, чтобы круговые зоны влияния вокруг скважин не перекрывали друг друга и, чтобы дренированием был охвачен как можно больший объем пласта. Забегая вперед, отметим, что коэффици-

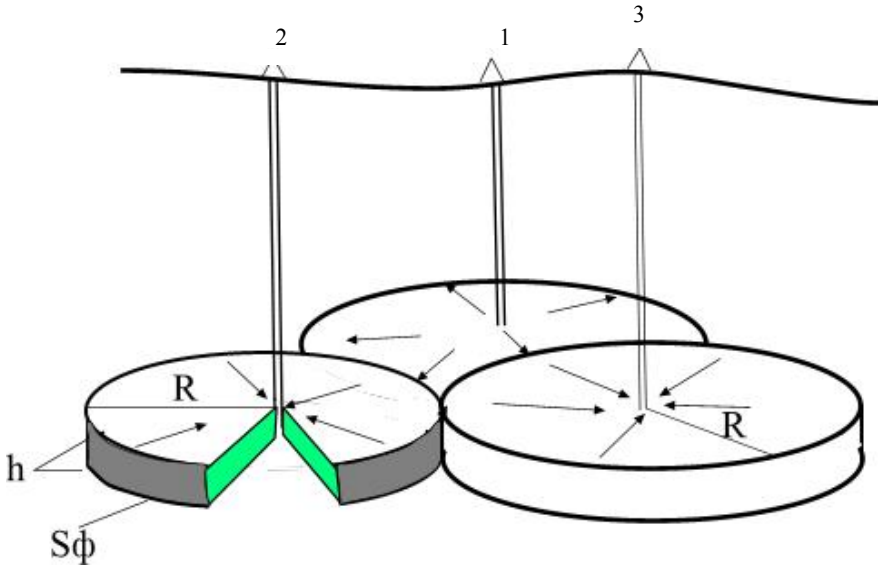

Схема перетоков газа между дренируемыми объемами эксплуатационных скважин: R – радиус дренируемого скважиной цилиндрического объема, м; h - эффективная газонасыщенная толщина дренируемого пласта, м; $S_ф$ – поверхность зоны фильтрации, м^2. Скважины, суммарный дебит которых: *1* – больше теоретического дренируемого объема; *2, 3* – меньше теоретического дренируемого объема

енты проницаемости, рассчитанные для обоих случаев, практически не отличались. Мы использовали в дальнейших расчетах замеренные по карте радиусы, значения которых изменялись от 70 до 210 м.

Дренируемый каждой скважиной объем рассчитывался по формуле

$$V_0 = \pi R^2 h m S_г,$$

где R -радиус дренируемого объема, м; h - газонасыщенная толщина, м; m - пористость пласта в районе скважины (по данным ГИС или керна), доли ед.; $S_г$ - газонасыщенность пласта, доли ед.

Для первого варианта расчета газонасыщенная толщина принималась в составе всей толщины зеленой свиты. Значение пористости принималось исходя из результатов интерпретации материалов геофизических исследований и наших расчетов по исследованию гранулометрического состава пород.

Для определения газонасыщенности также использовались результаты геофизических исследований.

После определения дренируемого объема необходимо определить объем газа, который может вместить дренируемый объем в период закачки при давлении $P_{нач}$.

При отборе $V_1 = V_0 \cdot P_{нач}$ весь рассчитанный объем газа V_1 не отбирается, т.к. в пласте при давлении $P_{кон}$ остается определенный объем газа $V_{ост} = V_0 \cdot P_{кон}$.

Исходя из этого, мы рассчитали тот объем газа, который может быть отобран при перепаде давлений от $P_{нач}$ до $P_{кон}$ из дренируемого каждой скважиной объема пласта.

$$V_{отб} = V_0 (P_{нач} - P_{кон}) / P_0 ,$$

где $P_{нач}$ - давление на начало отбора, МПа; $P_{кон}$ - давление в конце отбора, МПа; P_0 - 0,1 МПа.

Затем сравниваем объемы, которые можно было бы отобрать из каждой скважины в соответствии с темпами фактических отборов. Оказалось, что эти объемы не равны. В одних случаях скважины отбирали значительно больше газа, а в других меньше, чем находилось в дренируемом объеме с учетом перепада давления. При отборе газа внутри пласта происходило перераспределение газа через поверхность дренируемого объема. Если газа отбиралось больше, то необходимо допустить, что излишки газа поступали через зону сопряжения цилиндрических дренируемых объемов, т.е. газ перетекал из окружающего пространства или других, более удаленных зон резервуара. При меньшем отборе газ из дренируемого пространства перераспределялся в дренируемые объемы окружающих скважин.

Иными словами, в зависимости от производительности той или иной скважины в пределах описываемых объемов через воображаемую цилиндрическую поверхность формируются линии тока газа. При этом часть скважин «нуждались» в дополнительном притоке газа, а другие дренируемые объемы могли экспортировать газ за пределы границы собственного дренажа.

Объем фильтруемого газа через цилиндрическую поверхность дренажа может быть определен из формулы

$$dQ = Q_{отб} - V_0(P_{нач} - P_{кон}) / P_0 ,$$

где dQ - объем притока (оттока) газа; $Q_{отб}$ - отбор газа скважиной за цикл, м^3.

Вместе с тем необходимо иметь в виду, что в течение цикла скважины работают разное время, поэтому для дальнейших расчетов использовалась величина, характеризующая удельный приток (отток) газа

$$dq = dQ/T_Ц,$$

где dq - удельный приток или отток газа, м^3; $T_ц$ - время работы скважины за цикл, с.

Зная расход газа через поверхность зоны фильтрации, можно определить скорость фильтрации по формуле

$$Vф = dq/Sф,$$

где $Sф$ - поверхность зоны фильтрации, м^2; $Sф = 2nR \cdot h$, м^2.

Зная скорость фильтрации газа, можно перейти к проницаемости породы на границе раздела дренируемых объемов скважин.

$$K_{ФР} = \mu \cdot Vф / grad\ dP,$$

$$grad\ dP = \frac{0,2}{R}\ln\frac{R}{r},$$

где r - радиус скважины, м.

Как показали наши расчеты, произведенные предварительно по вышеприведенной схеме для скважины № 205, из дренируемого скважиной газонасыщенного цилиндрического объема пласта, при условии подключения к работе всей газонасыщенной толщины и при снижении $P_{пл}$ на 2,62 МПа, можно было извлечь 4124 тыс. м^3 газа. Фактический отбор по скважине составил 37 633 тыс. м^3 газа, то есть рассчитанный объем оказался на 33 509 тыс. м^3 меньше и не сопоставим с фактическим отбором газа. Следовательно, в результате перераспределения газа по пласту через поверхность зоны фильтрации дренируемой скважиной объема (равного 14130 м^2) произошел приток к забою скважины дополнительно из сопряженных дренируемых объемов окружающих скважин 33 509 тыс. м^3 газа. Учитывая продолжительность работы скважины в XVIII цикле (12160800 с), мы рассчитали удельный приток газа к скважине, равный 2,75 м^3/с, скорость фильтрации газа ($12 \cdot 10^{-5}$ м^3/с) и $К_{пр}$ = 5,54 мкм^2. Таким образом, чтобы отобрать объем газа, равный фактическому по скважине №

205, проницаемость через фильтрующую поверхность должна была бы составить 5,54 мкм^2. Проницаемость, равная 1,5 – 0,5 мкм^2 и принимаемая в настоящее время по резервуару, не обеспечила бы фактического отбора газа. В таком порядке были рассчитаны коэффициенты проницаемости по данным работы всех скважин в XII, XVII, XXII циклах, как мы уже указывали, принимая в расчетах всю газонасыщенную толщину по скважинам. По полученным значениям проницаемости построены гистограммы распределения коэффициентов проницаемости. Анализ показывает, что во всех циклах преобладали коэффициенты проницаемости 1,5-5 мкм^2, их содержание изменялось от 44 % в XII цикле до 56,7 % в XVIII цикле.

Если говорить о распределении других интервалов проницаемости, то можно отметить, что последовательно от XII к XXII циклу уменьшалось количество скважин, в которых проницаемость была < 1,5 мкм^2 примерно от 10% (XII цикл) до 6 % (XXII цикл). Количество скважин, проницаемость в которых составила > 15 мкм^2 увеличилось от 1,5 % (XII цикл) до 6,5 % (XXII цикл). То есть, можно сказать, что в этот период шло непрерывное улучшение проводимости дренажной сети. По этим же данным были построены схемы изменения проницаемости по трем указанным циклам отбора. Не останавливаясь на детальном описании каждой карты можно отметить характерные особенности. Если распределение зон с разной проницаемостью в XII цикле имело мозаичный характер и совершенно не совпадало с зонированием резервуара, то распределение зон в XXII цикле приближается по своим контурам к границам зонирования, что позволило по этим данным сделать некоторое уточнение ранее проведенных границ:

- на всех картах наибольшей площадью распространения пользуются зоны с проницаемостью 1,5-5 мкм^2;

- на всех картах зоны с проницаемостью > 5 мкм^2 тяготеют примерно к одним и тем же участкам резервуара, в основном, это его центральная часть;

- зоны с проницаемостью меньше 1,5 мкм^2 так же тяготеют к определенным участкам (южному и северо-западному); кроме того, на картах по XVIII и XXII циклам появляется зона пониженных значений проницаемости, имеющая субмеридиональное направление, причем на карте по XVIII циклу она сечет резервуар на две примерно равные части, а по XXII прерывается в районе скважин № 273, 285, 297;

- в пределах зон, имеющих более низкую проницаемость, отмечаются скважины с более высокой проницаемостью, которые располагаются обычно по линейным профилям; на карте по XII циклу выделяются два таких профиля:

1) первый – через скважины № 300, 303, 304, 207, 285 проницаемость в этих скважинах изменяется от 2,75 (скважина № 285) до 6,53 Д (скважина № 297), в то время как они располагаются в зоне с проницаемостью меньше 1,5 мкм^2;

2) второй – через скважины № 335, 342, проницаемость в пределах которых составляет 26,7 и 8,9 мкм^2 соответственно;

- на карте по XVIII циклу можно проследить четыре таких профиля:

1) первый – через скважины № 360, 302, 228, проницаемость в которых изменяется от 7,44 мкм^2 (скважина № 228) до 29 мкм^2 (скважина № 302);

2) второй – проходит через скважины № 382, 278, 282, в которых проницаемость составляет 5,2; 5,4; 5,6 мкм^2 соответственно;

3) третий – через скважины № 260, 282, 228, в которых проницаемость изменяется от 5,5 мкм^2 до 7,44 мкм^2. (Все три профиля располагаются в пределах зоны с проницаемостью 1,5-5 мкм^2; причем, как показывает анализ для окружающих скважин, зоны дренирования которых контактируют с зонами дренирования скважин, расположенных по описанным выше профилям, характерно проницаемость от 1,3 до 2,5 мкм^2; четвертый профиль (скважины № 176, 335, 201, 320) отмечен в зоне с проницаемостью меньше 1,5 мкм^2.

Проницаемость же по скважинам составляет в среднем 6 мкм^2 и изменяется от 4 мкм^2 (скважины №. 201, 329) до 8,7 мкм^2 (скважина № 335);

- на карте по XXII циклу прослеживается 4 профиля:

1) первый проходит через скважины № 303, 284, проницаемость по поверхности дренирования которых изменяется от 11,9 до 12,2 мкм^2 (расположены в зонах с проницаемостью до 5 мкм^2);

2) второй – через скважины № 346, 340, 342, 335, 344, расположенные в пределах зоны с проницаемостью меньше 1,5 мкм^2; проницаемость по скважинам составляет от 8,92 мкм^2 (скважина № 342) до 26,7 мкм^2 (скважины № 335 и 340);

3) третий – (скважины № 316, 309, 308) так же расположен в пределах зоны с проницаемостью меньше 1,5 мкм^2, а по скважинам проницаемость составляет от 6 до 30 мкм^2;

4) четвертый профиль можно провести через скважины № 203, 213 и 265, проницаемость в которых составляет 19,1; 23,4 и 20,5 мкм^2 соответственно, а расположены они на границе с проницаемостью 1,5-5 мкм^2 и 5-15 мкм^2.

Кроме того, намечается пятый профиль, который можно выделить пока условно, т. к. проницаемость в районе скважин № 255, 260, 275, 174 и 324 незначительно превышает проницаемость в пределах зоны, через которую проходит профиль.

Как это уже подчеркивалось, толща пород зеленой свиты неоднородна по литологическому составу (в частности глинистости), пористости и проницаемости. В вертикальном разрезе резервуар представлен чередованием слоев и прослоев с разной степенью глинистостью, а, следовательно, и коллекторскими свойствами. Точно оценить количество слабо и хорошо проницаемых прослоев, которые к тому же выклиниваются по простиранию, очень сложно. По крайней мере, в нашем распоряжении таких данных нет. Но, учитывая, что такой факт имеет место, мы решили произвести теоретический расчет коэффициентов проницаемости, предположив, что удельный объем притока (оттока (dq)) по скважине, рассчитанным нами ранее остается тот же, но фильтруется он через поверхность дренируемого объема пласта, который имеет толщину, отличающуюся от толщины всего пласта. Мы произвели расчет проницаемости, предположив, что суммарная толщина проницаемых пропластков равна: 1 - половине общей газонасыщенности толщины пласта; 2 - газонасыщенной толщине 1 пласта.

По этим данным построены гистограммы распределения проницаемости. Несомненно, уменьшение толщины зоны фильтрации ведет к уменьшению фильтрующей поверхности, следовательно, к увеличению скорости фильтрации газа и проницаемости пород. Иными словами, отобрать фактический объем газа при условии уменьшения поверхности зоны филь-трации каждой скважины можно толь-ко при соответствующем увеличении проницаемости

пласта на контакте зон, дренируемых скважинами.

Анализ гистограмм показывает, что при условии работы проницаемых прослоев толщиной, равной половине толщины всей зеленой свиты, для XII цикла характерно увеличение количества скважин, в которых проницаемость составила 5–15 мкм^2, в два раза, при этом в пять раз уменьшилось количество скважин, в которых проницаемость 0,5–1,5 мкм^2.

В XXII цикле количество скважин, для которых проницаемость должна составить 5–15 мкм^2 и 1,5–5 мкм^2 увеличилось соответственно в 2, 2 и 1, 5 раза по сравнению с проницаемостью, рассчитанной при условии работы всей толщины газонасыщенного пласта. Если сравнивать между собой рассчитанную проницаемость за XII и XXII циклы работы, то можно отметить, что в последнем на 20 % увеличилось количество скважин, которые должны иметь проницаемость 5 – 15 мкм^2 и около 15 % скважин попали в зону, где прогнозировалась проницаемость >15 мкм^2.

Анализ гистограмм распределения проницаемости, рассчитанной исходя из предположения, что суммарная толщина всех фильтрующих пропластков сократилась до толщины I пласта, а отобранный объем газа соответствовал фактическому, показывает, что:

- в XII цикле отбора проницаемость по скважинам должна увеличиваться до 5–50 мкм^2 и частота таких значений должна составить порядка 75 %, причем количество скважин с проницаемостью 5–15 мкм^2 и 15–50 мкм^2 примерно одинаковое;
- в XVII цикле отбора проницаемость 5–50 мкм^2 так же должна бала составить 75 %, но основная доля (50%) приходилась на скважины с проницаемостью 5 – 15 мкм^2;
- в XXII цикле отбора практически такое же как и в XII цикле отбора, но больше 5 % составили скважины, проницаемость в которых должна бы увеличиться до 50 мкм^2 и более. Проведенный анализ рассчитанных значе-ний проницаемости показывает, что она меняется как от цикла к циклу, так и в период работы одного цикла, но с учетом различной суммарной толщины фильтрующих пропластков. Причем, изменяется проницаемость в очень широких приделах.

Возможные колебания проницаемости мы пытались объяснить, с одной стороны, выносом межзернового материала, а с другой - привносом техногенной примеси. Но результаты, в общем, получились не убедительные. В литературе никаких сведений по затронутой проблеме не имеется. И в том и в другом случае остается много вопросов.

Создавшуюся ситуацию попытались решить следующим образом: мы предположили, что при любом варианте меняется, при различных условиях, принимаемых в расчетах, не только проницаемость, но и дренируемая толщина.

С точки зрения понимания физических процессов, происходящих в скважине, можно предположить, что после каждого цикла закачки в отдельно взятой скважине в цикле отбора начинает работать только определенный набор проницаемых пропластков, причем вероятнее всего существенно отличающийся (по значению проницаемости, количеству пропластков и др.) от заключительных этапов предыдущего цикла отборов. Скорее всего, это обусловлено тем, что во время закачки газа мы в какой-то степени (может быть и в значительной) изменяем часть дренажной системы в ПЗП. Механические при-

меси и вода способствуют частичному засорению фильтрационных каналов, разбуханию глинистых материалов и другим процессам, влияющим на ЕФС продуктивной зоны пласта. В результате изменяется величина проницаемости, а, следовательно, и работающие интервалы эффективной толщины. С увеличением интервала снижается скорость фильтрации в ПЗП и наоборот. С уменьшением интервала при данной депрессии скорость фильтрации в ПЗП возрастает, активизируются процессы разрушения каркаса породы и выноса глинистых и мелкоалевритовых частиц.

Анализ имеющихся данных по проницаемости по различным циклам и с разной фильтрующей толщиной показал, что действительно проницаемость в разных циклах для одной и той же скважины может оказаться очень близкой, но при условии дренирования фильтрующих пропластков различной толщины.

По полученным данным были составлены схемы для XII и XXII циклов с выделенными зонами, в пределах которых работала та или иная толщина пласта.

Анализ схем показывает, что на самом деле в различных циклах отбора к работе подключалось различное количество проницаемых пропластков. Причем контуры этих полей проницаемости менялись во времени. К примеру, если в XII цикле значительное поле, вытянутое в субмеридиональном направлении и тяготеющее к восточной границе резервуара, работало таким образом, что фильтрующая толщина соответствовала всей газонасыщенной толщине, то в XXII цикле отбора примерно в пределах этого же поля фильтрующая толщина соответствовала толщине I пласта.

Имеющиеся материалы свидетельствуют, что полученные нами данные по средним значениям проницаемости являются наиболее объективными. Проницаемость менялась практически в течение трех изученных циклов отбора, менялась толщина проницаемых пропластков, подключаемых к работе скважины.

В пределах резервуара выделены зоны с проницаемостью меньше 5 мкм^2 (преобладает) и от 5–15 мкм^2. Проницаемость более 15 мкм^2 имеют единичные скважины, которые разбросаны не беспорядочно, а закономерно располагаются на трех профилях. Причем на каждом профиле средние значения проницаемости различаются, а в пределах профиля по скважинам близки. Так по профилю скважин № 340-309 проницаемость составляет от 9,3 до 12,9 мкм^2, за исключением скважины № 335, в которой во всех циклах (даже при условии работы всей газонасыщенной толщины) была отмечена высокая проницаемость (более 25 мкм^2). Среднее значение по этому профилю - 15 мкм^2.

По профилю скважин № 370 - 216 проницаемость изменилась от 16,5 мкм^2 (скважина № 216) до 21,3 мкм^2 (скважина № 203), составляя в среднем 19,4 мкм^2. По профилю скважин № 264 - 203 средняя проницаемость составила 23,6 мкм^2.

По профилю скважин № 174 – 324 проницаемость равнялась 7,8 мкм^2 и 8,4 мкм^2 соответственно, а среднее значение составило 8,2 мкм^2. Вероятнее всего по этим направлениям идет формирование фильтрационных каналов, имеющих повышенную фильтрационную способность.

Полученные данные позволили значительно уточнить схему распределения полей проницаемости и составить более обоснованную динамическую модель

резервуара ПХГ в горизонте зеленая свита.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Яремийчук, Р.С.* Воздействие на призабойную зону скважин многократными депрессиями-репрессиями [Текст] / Р.С. Яремийчук, И.Ф. Ефремов, В.Н. Иванов // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 11

2. *Тагиров К.М.* Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями [Текст] / К.М. Тагиров, А.Н. Гноевых, А.Н. Лобкин. – М.: Недра. 1996. –183 с.

3. *Соловьев Е.М.* Заканчивание скважин [Текст]. – М.: Недра, 1979 – 303 с.

4. *Игнатенко Ю.К.* Особенности создания крупных базовых подземных хранилищ газа в истощенных газовых месторождениях [Текст] / Ю.К. Игнатенко, Б.И. Фуки, А.В. Осипов [и др.] // Сб. научн. тр. Строительство газовых и газоконденсатных скважин. – М.: ВНИИГАЗ, 1993. – С. 148–152.

5. *Игнатенко Ю.К.* Некоторые вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений (на примере Северо-Ставропольского и других месторождений Северного Кавказа) [Текст] / Автореферат дис. на соискание уч. степ. канд. техн. наук. – М.: ВНИИГАЗ, 1973. – 25 с. ГИАБ

Коротко об авторах

Гридин Владимир Алексеевич – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, заведующий кафедрой геологии нефти и газа, Северо-Кавказский государственный технический университет (СевКавГТУ),

Аксютин Олег Евгеньевич – кандидат геолого-минералогических наук главный инженер, ООО "Кавказтрансгаз",

Варягов Сергей Анатольевич – доктор геолого-минералогических наук заместитель генерального директора по эксплуатации ПХГ и добыче газа Организация ООО "Кавказтрансгаз".