

УДК [552.08.53]:553.98.23.(477)

Миськив Н.И.Львовский комплексный научно-исследовательский центр УкрНИИгаза, Львов, Украина, mis.nadiya@gmail.com

ВЛИЯНИЕ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НА ОБВОДНЕНИЕ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Проанализированы причины осложнения эксплуатации скважин в результате воздействия пластовой воды, которая при определенных условиях накапливается на их забое. Охарактеризованы типы остаточной воды и зависимость ее распределения в пористой среде от свойств последней и характеристик флюидов, а также детально названы причины ее преобразования из одного вида в другой. Приведены результаты расчетов параметрических характеристик структуры порового пространства с учетом современных данных, полученных в процессе эксплуатации подземных хранилищ газа и углеводородных месторождений. Результаты исследований являются подтверждением того, что остаточная вода и ее разновидности в пористой среде имеют гидродинамический характер и функционально связаны с величиной пластового давления, размерами поровых (капиллярных) каналов, их водо- и газонасыщенностью. Установлено, что рост показателей вынесения воды скважинами на конец сезона отбора газа (для подземных хранилищ газа) и в процессе его добычи (для месторождений) имеет место за счет снижения давления в пласте до определенного предела, при котором остаточная (связанная) вода породы переходит в рыхлосвязанную и выносится вместе с газом.

Ключевые слова: *порода-коллектор, пористость, проницаемость, рыхлосвязанная вода, капиллярное давление, радиус пор, водонасыщенность, подземное хранилище газа.*

Актуальность проблемы

Обводнение эксплуатационных скважин является весьма важной проблемой для месторождений северо-западной части Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба Украины. Эксплуатация скважин часто осложняется в результате воздействия пластовой воды, которая при определенных условиях накапливается на забое. Из-за повышенного содержания воды в газовой скважине происходит так называемое «самозадавливание». Остановка эксплуатации газовой скважины особенно опасна в зимний период при низких температурах. Обводнение пластов, как правило, происходит не только за счет поступления подошвенной воды в перфорированные интервалы скважины, но и за счет снижения давления в продуктивных пластах, межпластовых, межколонных и заколонных перетоков воды, как правило, из-за низкого качества цементирования обсадных колонн. Вода является причиной потери давления, уменьшения дебита скважин, а иногда и полного прекращения ее работы. В данном случае речь идет о рыхлосвязанной воде, которая поступает из пласта в скважину по мере падения пластового давления.

Виды, особенности и критерии распределения различных типов воды в пористой среде

Состояние остаточной (связанной) воды и ее начальное распределение в пористой среде пласта определяется многочисленными свойствами самой среды и пластовых флюидов: составом пород и структурой пор, физико-химическими свойствами пород и пластовых флюидов, пластовыми термобарическими условиями.

Распределение воды в коллекторе определяется различным распределением капиллярного давления в отдельных слоях или участках пласта. В пласте-коллекторе роль капиллярных давлений сводится, главным образом, к насыщенности флюидами порового пространства. Уменьшение объема воды определяет уменьшение насыщенности капилляра и сопровождается увеличением капиллярного давления. Глинистые минералы и любые их ассоциации могут адсорбировать определенное количество катионов, которые для них являются ёмкостью катионного обмена. Обменная ёмкость составляет для: монтмориллонита – 60-100 (мг-экв/100 г); гидрослюды - 30-40; иллита – 20-40; монотермита – 15-21; каолинита – 3-15 [Федишин, 2005]. То есть, если к поверхности раздела газ-вода в таком капилляре приложить давление, то поверхность займет равновесное положение, в связи с чем объем жидкости в капилляре уменьшится.

Количество остаточной воды в пласте определяется не только структурой пористой среды, но и влиянием ёмкости поглощения пород и, в первую очередь, глинистых минералов с большой ёмкостью поглощения, таким образом, количество связанной воды зависит от физико-химических факторов. Типы остаточной воды необходимо учитывать на всех стадиях процесса. О видах остаточной (связанной) воды в пористой среде исследователи [Корценштейн, 1963; Антонов, 1964; Бурдынь, Закс, 1978; Нестеренко, 2010] высказывают различные мнения, однако большинство из них сходятся во мнении о существовании:

- 1) капиллярной воды;
 - а) капиллярно-связанной воды в узких капиллярах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;
 - б) свободной воды, которая удерживается капиллярными силами в пористой среде, но менее интенсивно, чем капиллярно-связанная;
- 2) адсорбированной (гигроскопической) воды, которая держится молекулярными силами на поверхности породы и прочно связана с пористой средой;
- 3) пленочной воды, покрывающей гидрофильные участки поверхности твердой фазы.

В образцах керна обычно определяется общее количество остаточной (связанной неснижаемой) воды без количественной оценки отдельных ее видов. Это объясняется неопределенностью условий существования и классификации остаточной воды, а также

сложностью ее распределения по видам. Однако, большинство исследователей [Добрынин, Вендельштейн, Кожевников, 1991] считает, что часть остаточной воды находится в капиллярно-удерживаемом состоянии.

Адсорбционная (гигроскопическая) вода удерживается в породе ван-дер-ваальсовыми силами, покидает породу только при испарении, не передает гидростатического давления, образует на ее поверхности очень тонкую адсорбционную пленку.

Пленочная вода не подчиняется силе тяжести, медленно движется от зерна к зерну и переходит на участки, где ее меньше, не передаёт гидростатическое давление. Некоторые исследователи [Ханин, 1976] считают, что подобная вода в газонасыщенной породе отсутствует.

Капиллярная вода заполняет капиллярные поры различных размеров, находится под действием силы тяжести и поверхностного натяжения, передает гидростатическое давление и может извлекаться из породы вытеснением при определенных перепадах давления. Капиллярная вода может двигаться под действием сил поверхностного натяжения в различных направлениях, в том числе и против направления силы тяжести, то есть вертикально вверх, и передавать давление, чем и отличается от других типов остаточной воды.

Кроме этого, существует еще связанная вода глин, то есть вода набухания (иммобилизованная), которая трудно отделяется от твердой фазы.

Полная водонасыщенность породы обусловлена наличием следующих основных видов воды: остаточной, пленочной и свободной [Нестеренко, 2010]. Остаточная (связанная вода) делится на прочносвязанную, слабосвязанную и рыхлосвязанную. Остаточная вода - это вода очень тонких пор, частичного набухания и тупиковых пор ($r < 0,5$ мкм).

Прочносвязанная вода - это вода поверхностного слоя кристаллической решетки твердой фазы пород и ближней гидратации ионов. Прочносвязанная и слабосвязанная воды удерживаются на породе ее группами ОН- и водой полислоистой абсорбции. Рыхлосвязанная вода удерживается в породе только капиллярными и частично осмотическими силами [Добрынин, Вендельштейн, Кожевников, 1991].

Следует также отметить, что устойчивые пленки воды на поверхности твердого тела возникают при очень низком поверхностном натяжении и при низкой минерализации воды, поэтому в газовом коллекторе подобной пленки не существует.

Анализ исследований и публикаций по решению указанной проблемы

Коэффициент насыщения коллекторов остаточной водой изменяется в пределах от нескольких единиц до 50% и выше. Рыхлосвязанная вода имеет сорбционное давление -

менее 0,098 МПа, радиус действия молекулярных сил невелик и составляет около 0,006 мкм [Федишин, 2005].

Водонасыщенность газоносных гранулярных коллекторов различного типа и состава, по данным многих исследователей [Гиматудинов, Ширковский, 2005; Грицишин, Кучер, 2012], находится в следующих пределах:

- в песчаниках - от 11 до 20%;
- в алевритистых песчаниках - от 16 до 42%;
- в глинистых алевролитах - от 23 до 58%;
- в глинистых песчаниках или песчаниках с прослоями глин - от 46 до 65%;
- в сильно глинистых алевролитах - до 71%.

На коэффициент газоотдачи, в основном, влияют капиллярные процессы, а также капиллярные свойства пород, их состав и насыщенность остаточной водой. Поэтому, капиллярное давление породы-коллектора есть функция от насыщенности ее жидкостью, то есть характеризует распределение капилляров по размерам и зависит от структуры пористой среды.

Водонасыщенность песчаников, в зависимости от их проницаемости и пористости, можно оценить по формуле [Котяхов, 1977; Грицишин, Кучер, 2012]:

$$S_g = 0,283 - 0,1 \cdot \lg \frac{K_0}{m_0}, \quad (1)$$

где, S_v - водонасыщенность, доля единицы;

K_0 - абсолютная проницаемость, m^2 ;

m_0 - открытая пористость, доли единицы.

Для более точного определения остаточной водонасыщенности использованы корреляционные зависимости между физическими параметрами коллекторов нижнесарматских отложений Бильче-Волицкой зоны, которые приведены в работах [Федишин, 2005; Грицишин, Кучер, 2012].

Величина капиллярного давления определялась по формуле Лапласа [Гудок, 1970]:

$$P_k = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{r} \cdot 10^{-3}, \quad (2)$$

где, P_k - капиллярное давление, МПа;

σ - поверхностное натяжение, мН/м;

θ - угол смачивания на границе двух фаз ($\cos \theta = 1$);

r - радиус капилляра, мкм.

Поверхностное натяжение пластовой воды (средней минерализации) на границе с природным газом по данным экспериментального определения [Гиматудинов, Ширковский, 2005] приведено в табл. 1.

Таблица 1

Поверхностное натяжения пластовой воды на границе с газом в зависимости от давления и температуры

Давление насыщения, МПа	Поверхностное натяжение, мН/м	
	при температуре 25,5 °С	при температуре 65,5 °С
1	2	3
1,72	65,5	58,8
3,45	61,6	55,5
6,92	55,9	50,4
10,30	51,6	46,5
13,76	47,9	42,3
18,64	44,1	39,5

Как видно из приведенных данных поверхностное натяжение на границе воды и газа уменьшается с ростом температуры и давления. Пластовая температура в залежи остается неизменной, то есть в пластовых условиях является величиной постоянной. Поверхностное натяжение в пласте изменяется только с изменением давления.

С повышением давления поверхностное натяжение уменьшается, что связано с растворением газа в жидкости.

Чем выше растворимость газа, тем интенсивнее уменьшается поверхностное натяжение. Чем выше давление насыщения, тем больше в воде растворенного газа и ниже поверхностное натяжение. При снижении пластового давления в процессе разработки залежей месторождения или отбора газа из газохранилища происходит выделение газа из воды (дегазация) и, соответственно, увеличивается поверхностное натяжение на границе газ-вода [Ермилов и др., 1996]. Со сменой поверхностного натяжения изменяется капиллярное давление, то есть капиллярное давление растет с падением пластового давления в соответствии с ростом поверхностного натяжения. Для пор определенного размера, при падении пластового давления и сжимаемости скелета пород-коллекторов, капиллярно-связанная вода частично может переходить в надкапиллярные ($10 < r < 100$ мкм) и капиллярные ($1 < r < 10$ мкм) поры, то есть она становится рыхлосвязанной и может выноситься газом.

После образования пузырьков газа объём системы газ-вода в пористой среде увеличивается. Газовые пузырьки в первую очередь появляются в малопроницаемой части пористой среды. При падении пластового давления после образования пузырьков газа они вытесняют из капилляра остаточную воду в том объеме, который занимают в поровом

пространстве, при этом возрастает и капиллярное давление. В данном случае обе силы (капиллярные и гидродинамические - энергия выделения газа) направлены в одном направлении.

Радиусы пор (капилляров) определяются тоже экспериментально - методом вытеснения воды из водонасыщенного зерна или центрифугированием. На основе экспериментальных данных строится кривая зависимости капиллярного давления от водонасыщенности. При увеличении давления газа капиллярную воду можно вытеснить из капилляра меньшего размера. При отсутствии экспериментальных данных по капилляриметрии радиус пор (усредненный) можно определить по формуле Козени-Кармана-Котяхова [Котяхов, 1977]:

$$r = \sqrt{\frac{8 \cdot K \cdot \varphi^2}{m}} \cdot 10^{-4}, \quad (3)$$

где, r - радиус пор (капилляра), мкм;

K - проницаемость, м²;

m - коэффициент пористости, доли единицы;

φ - структурный коэффициент, который определяется по формуле [Михайлов, 2008]:

$$\varphi = 0,5035 \cdot m^{-1,1}, \quad (4)$$

Структурный коэффициент определяет структуру пористой среды, а именно извилистость поровых каналов, их образование и сужение, удельную поверхность пор и т.п.

Результаты и обсуждение

Экспериментальными исследованиями установлено, что расхождение в величинах определения среднего радиуса пор по формуле (3) составляет от ± 2 до $\pm 7\%$ по сравнению с расчетными определениями. Эти отклонения связаны, в основном, с определением структурного коэффициента (φ), который увеличивается с усложнением структуры пористой среды до $\pm 7\%$ (глинистые песчаники и алевролиты). Величина структурного коэффициента для различных величин пористости приведена на рис. 1.

Некоторые фрагментарные данные по определению средних радиусов пор по параметрам проницаемости и пористости отдельных образцов зерна Богородчанского газохранилища, Гайского и Летнянского газоконденсатных месторождений приведены в табл. 2. В формуле для расчета капиллярного давления поверхностное натяжение (σ) имеет величину 62 мН/м.

По мнению исследователей [Антонов, 1964; Гудок, 1970] радиусы пор кондиционных терригенных коллекторов составляют 20-200 мкм, низкопроницаемых, по которым возможно движение жидкостей, 5-30 мкм, алевролитистых глин - 0,013-0,08 мкм и для глин-покрышек - 0,01-0,05 мкм. В глинистых алевролитах капиллярные давления находятся в пределах 1,55-

9,55 МПа, а в глинистых покрывках - 1,47-14,72 МПа. Для сравнения, капиллярное давление воды, развиваемое на границе вода-воздух в кварцевых капиллярах диаметром 1 мкм составляет около 0,28 МПа; 0,5мкм - 0,6 МПа, а 0,36мкм – 0,80 МПа [Тульбович, 1979].

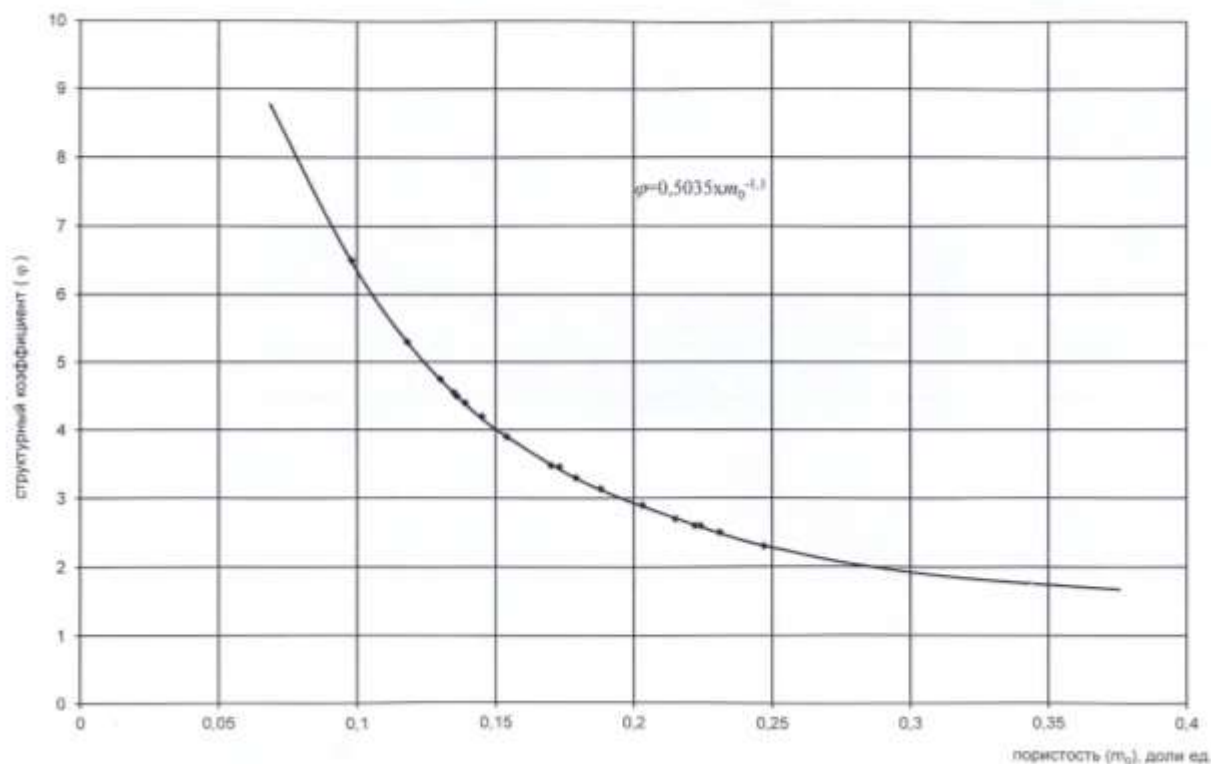


Рис. 1. Зависимость между структурным коэффициентом (ϕ) и пористостью (m)

В действительности, считается, что поровые каналы, которые принимают участие в процессе фильтрации жидкости, имеют размеры больше 0,1-1 мкм [Котяхов, 1962, Михайлов, 2006]. Эти величины позволяют оценивать необходимые перепады давления при моделировании остаточной водонасыщенности. Остаточная водонасыщенность пород нижнесарматских отложений Гайского газоконденсатного месторождения, вычисленная по статистической зависимости [Федишин, 2005], в 1,5 раза больше, чем рассчитанная по другой методике [Котяхов, 1977]. Для Богородчанского газохранилища и Летнянского газоконденсатного месторождения эти значения отличаются значительно (в 3-10 раз больше), поэтому ими пользоваться не рекомендуется.

В связи с тем, что вязкость газа на два порядка ниже вязкости воды, то движение газа возможно и в порах с радиусом капилляров 0,3-0,05 мкм. Газ может двигаться через поры диаметром 4-5 Å; (ангстрем = 10^{-8} см), то есть через поры, которые соответствуют размеру молекул легких углеводородов (3,35-4,9 Å - метан, этан, пропан).

Таблица 2

Определение остаточной водонасыщенности и порометрических характеристик пород-коллекторов по значениям пористости и проницаемости отдельных образцов керн

Пористость (m), доли ед.	Проницаемость ($K_{пр}$), 10^{-15} м^2	Структурный коэффициент, (\mathcal{S})	Средний радиус пор (r), мкм	Капиллярное давление (P_k), МПа	Водонасыщенность, (S_w), доли ед.	Остаточная водонасыщенность, ($K_{ов}$), доли ед.
Богородчанское подземное хранилище газа, баденские отложения, интервал глубин 1064-1225 м						
0,118	1,1	5,3	1,5	0,09	0,19	0,49
0,136	1,5	4,5	1,4	0,09	0,18	0,46
0,139	1,5	4,4	1,3	0,10	0,18	0,46
0,145	0,05	4,2	0,3	0,39	0,30	0,45
0,154	0,20	3,9	0,4	0,33	0,28	0,44
0,203	12,7	2,9	2,1	0,06	0,10	0,40
0,215	41,8	2,7	3,4	0,04	0,05	0,39
0,247	21,0	2,3	1,9	0,06	0,09	0,38
Гайское месторождение, нижнесарматские отложения, интервал глубин 1665-1710 м						
0,130	0,04	4,7	0,25	0,50	0,33	0,47
0,135	0,04	4,6	0,21	0,58	0,34	0,46
0,170	0,19	3,5	0,33	0,37	0,28	0,42
0,179	0,08	3,3	0,20	0,61	0,32	0,42
0,188	0,03	3,2	0,11	1,08	0,36	0,41
0,203	0,09	2,9	0,17	0,72	0,32	0,40
0,221	0,10	2,6	0,16	0,77	0,32	0,39
0,222	0,06	2,6	0,12	0,99	0,34	0,39
Летнянское месторождение, нижнесарматские отложения, интервал глубин 1100-1690 м						
0,134	14,1	4,6	4,21	0,03	0,08	0,47
0,140	0,73	4,4	0,89	0,14	0,21	0,46
0,142	25,6	4,3	5,18	0,02	0,06	0,45
0,160	18,16	3,8	3,60	0,03	0,08	0,43
0,179	53,6	3,3	5,17	0,02	0,04	0,42
0,180	0,24	3,3	0,34	0,36	0,27	0,42
0,181	85,8	3,3	6,43	0,02	0,02	0,41
0,182	10,2	3,3	2,20	0,06	0,11	0,41
0,190	42,2	3,1	4,17	0,03	0,05	0,41
0,202	67,1	2,9	4,59	0,03	0,03	0,40
0,210	0,81	2,8	0,49	0,25	0,22	0,39

Вода может фильтроваться через поры диаметром до 3 Å (диаметр молекулы - 2,7 Å) [Намиот, Бондарева, 1963; Филинов, Генкина, 1976]. Относительная проницаемость для газа равна нулю при остаточной газонасыщенности около 32% порового пространства (водонасыщенность - 68%), то есть при такой газонасыщенности газ находится в неподвижном состоянии. Следовательно, чистый газ (сухой, без воды) можно получать из пластов с газонасыщенностью более 32%, при условии, что капиллярное давление в тончайших порах ниже пластового давления. Скорость роста капиллярных давлений выше в крупнозернистых песчаниках (алевролитах) и ниже в мелкозернистых породах. Снижение

проницаемости при остаточной водонасыщенности тем больше, чем больше последняя, за счет уменьшения фильтрующих пор.

В толще неогеновых отложений Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба продуктивные горизонты составлены чередованием песчаников, алевролитов, туфов, туфитов с прослоями глин. Кроме этого, в нижнесарматских отложениях примерно к глубине 1900 м туфы замещаются монтмориллонитовыми прослоями, и в разрезе появляется аномальновысокое пластовое давление, ниже 1900 м монтмориллониты постепенно замещаются иллитами. Примерно с глубины 2800 м в глинах резко снижается содержание монтмориллонитов, который переходят в гидрослюды, освобождая значительное количество «межпоровой» воды (в монтмориллоните ее содержание составляет 24%, а в гидрослюдах - до 10%). Кроме этого, в продуктивных пачках общая песчаность незначительная - 9-40%, то есть прослой глинистых алевролитов и глин с разной песчаностью занимают до 60%.

В таком послойном разрезе и водонасыщенность пород разная: меньше в относительно чистых и крупнозернистых песчаниках, больше в мелкозернистых и глинистых. В таком же плане меняются и размеры поровых каналов и, соответственно, капиллярное давление в зависимости от величины пластового давления. Из-за того, что прослой (горизонты, пласты) песчаников в припокрывной и подошвенной частях обогащаются алевролитовым и глинистым материалом, они, соответственно, тоже имеют большую водонасыщенность по сравнению с более - менее «чистыми» песчаниками в средней части пласта (горизонта). Это касается песчаников, линзовидно залегающих в толще глинистых пород.

Все вышеперечисленное указывает на то, что остаточная вода в пористой среде и ее разновидности, вплоть до рыхлосвязанной, имеют гидродинамический характер и функционально связаны с величиной пластового давления (соотношение гидродинамических и капиллярных сил), размерами поровых (капиллярных) каналов, их водо- и газонасыщенностями.

Заключение

С падением пластового давления в залежи происходит дегазация остаточной воды, содержание которой в изученных породах-коллекторах составляет 38-49%, при этом, остаточная вода вытесняется из тонких капиллярных в каналы больших размеров, то есть переходит в рыхлосвязанную, которая потоком газа выносится в призабойную зону пласта. Такое состояние наступает, когда величина текущего пластового давления становится меньше величин капиллярных поровых давлений в каналах соответствующих размеров. Немаловажную роль играют также и деформационные свойства скелета пород, которые имеют место за счет снижения порового объема и дополнительного выдавливания из него определенного количества пластовой воды.

Так, в Богородчанском подземном газохранилище к концу отбора газа, когда пластовое давление снизилось до величины 3,7 МПа, из пор начала вытесняться остаточная вода, заполняя каналы больших размеров, а затем выноситься потоком газа в скважину. Эти процессы повторяются циклически, в пластах происходит уменьшение фильтрационных свойств, то есть снижение фазовой газопроницаемости. Чем больше отрезок (так называемый «нейтральный» период) времени от конца отбора до начала нагнетания газа, тем больше рыхлосвязанной воды поступает в газонасыщенную часть пласта. Поэтому желательно максимально уменьшить этот период времени (конец отбора - начало нагнетания газа), увеличить срок нагнетания газа для повышения пластового давления в подземном хранилище газа, что уменьшит поступление рыхлосвязанной воды в газонасыщенные пласты.

Подобное имеет место и в процессе эксплуатации Гайского и Летнянского газоконденсатных месторождений. Подтверждением этого являются высокие по своим значениям водогазовые факторы - от 10 до 490 см³/м³.

Литература

Антонов П.Л. О масштабах диффузионной проницаемости горных пород // Прямые методы поисков нефти и газа. – М.: Недра, 1964. – С. 3-15.

Бурдынь Т.А., Закс Ю.Б. Химия нефти, газа и пластовых вод. – М.: Недра, 1978. – 280 с.

Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 2005. - 311 с.

Грицишин В.І., Кучер С.Ф. Петрофізичні властивості нафтових і газових колекторів Передкарпаття // Прикарпатський вісник НТШ. Нафтогазова справа. - 2012. - №1 (17). – С. 237-255.

Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред. – М.: Недра, 1970. –208 с.

Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М.: Недра, 1991. – 368 с.

Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский Л.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. - М.: Наука, 1996. - 541 с.

Корценштейн В.Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 168 с.

Котяхов Ф.И. Результаты анализа методов определения среднего радиуса пор пород нефтяных залежей // Новости нефтяной и газовой техники. Сер. Нефтепромысловое дело. М., 1962. - №2 – С. 37–42.

Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.

Михайлов Н.Н. Проницаемость пластовых систем. М.: Нефть и газ. – 2006. - 185 с.

Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем). Ч.1 - М.: Макс-пресс. - 2008. - 446 с.

Намиот А.Ю., Бондарева М.М. Растворимость газов в воде под давлением. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 147 с.

Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів. – К.: УкрДГРІ. - 2010. – 224 с.

Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1979. – 199 с.

Федишин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення. - К.: УкрДГРІ, 2005. – 148 с.

Филинов М.В. Генкина Л.А. Расчет утечки газа из подземных газохранилищ в вышележащие слои. – М.: Недра, 1976. – 256 с.

Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. - М.: Недра, 1976. - 295 с.

Mis'kiv N.I.

Lviv Complex Research Centre of UkrNIIGas, Lviv, Ukraine, mis.nadiya@gmail.com

INFLUENCE OF RESIDUAL SATURATED WATER AND RESERVOIR ROCK PROPERTIES AT WATERING HOLES IN THE PRODUCING OF GAS STRATA

The causes of difficult exploitation wells in the influence of area of reservoir water accumulating on its bottom under certain conditions are analysed. The types of residual water and the dependence its distribution in the porous environment and characteristics of fluids are characterized. The reasons for its transformation from one form to another are described. Estimation of parametrical characteristics of the pore space structure based on recent data obtained from ground-gas storage and hydrocarbon deposit operations are presented. The residual water and its variants in a porous environment have a specific hydrodynamic pattern and are functionally related to the size of reservoir pressure, pore size, capillarity value and the reservoir water and gas saturation.

Keywords: *reservoir rock, porosity, permeability, loosely bound water, capillary pressure, the pore radius, saturated water, ground-gas storage.*

References

Antonov P.L. *O masshtabah diffuzionnoj pronicaemosti gornyh porod* [Scale diffusion permeability rocks]. Direct methods for oil and gas exploration. Moscow: Nedra, 1964, p. 3-15.

Burdyn' T.A., Zaks Ju.B. *Himija nefti, gaza i plastovyh vod* [Chemistry of oil, gas and formation waters]. Moscow: Nedra, 1978, 280 p.

Dobrynin V.M., Vendel'shtejn B.Ju., Kozhevnikov D.A. *Petrofizika* [Petrophysics]. Moscow: Nedra, 1991, 368 p.

Ermilov O.M., Remizov V.V., Shirkovskij L.I., Chugunov L.S. *Fizika plasta, dobycha i podzemnoe hranenie gaza* [Petrophysics, exploration and ground-gas storage]. Moscow: Nauka, 1996, 541 p.

Fedishin V.O. *Niz'koporisti porodi-kolektori gazu promislovogo znachennja* [Low porosity reservoirs of producing gas fields]. Kiev: UkrDGRI, 2005, 148 p.

Filinov M.V. Genkina L.A. *Raschet utechki gaza iz podzemnyh gazohranilishh v vyshlezhashhie sloi* [Estimation of gas leaks from ground-gas storage in the overlying layers]. – Moscow: Nedra, 1976, 256 p.

Gitatyndinov Sh.K., Shirkovskij A.I. *Fizika neftjanogo i gazovogo plasta* [Physics of oil and gas reservoir]. Moscow: Nedra, 2005, 311 p.

Gricishin V.I., Kucher S.F. *Petrofizichni vlastivosti naftovyh i gazovyh kolektoriv Peredkarpattja* [Petrophysical properties of oil and gas reservoirs of the Precarpathian]. Prikarpats'kij visnik NTSh. Naftogazova sprava, 2012, No. 1 (17), p. 237-255.

Gudok N.S. *Izuchenie fizicheskikh svojstv poristih sred* [The physical properties of porous environment]. Moscow: Nedra, 1970, 208 p.

Hanin A.A. *Petrofizika neftjanyh i gazovyh plastov* [Petrophysics of oil and gas reservoirs]. – Moscow: Nedra, 1976, 295 p.

Korcenshtejn V.N. *Metodika gidrogeologicheskikh issledovanij neftegazonosnyh rajonov* [Methodology of hydrogeological researches of the petroleum regions]. Moscow: Gostoptehizdat, 1963, 168 p.

Kotjahov F.I. *Fizika neftjanyh i gazovyh kollektorov* [Physics of oil and gas reservoirs]. Moscow: Nedra, 1977, 287 p.

Kotjahov F.I. *Rezul'taty analiza metodov opredelenija srednego radiusa por porod neftjanyh zalezhej* [The analysis of the definition methods of average pore radius rock of oil deposits.]. *Novosti neftjanoy i gazovoj tehniki. Ser. Neftepromyslovoe delo*. Moscow, 1962, No. 2, p. 37–42.

Mihajlov N.N. *Fizika neftjanogo i gazovogo plasta (fizika neftegazovyh plastovyh sistem)* [Physics of oil and gas reservoir (physics of gas reservoir systems)]. Issue 1, Moscow: Maks-press., 2008, 446 p.

Mihajlov N.N. *Pronicaemost' plastovyh system* [Permeability reservoir systems]. Moscow: Neft' i gaz, 2006, 185 p.

Namiot A.Ju., Bondareva M.M. *Rastvorimost' gazov v vode pod davleniem* [Solubility of gases in water under pressure]. Moscow: Gostoptehizdat, 1963, 147 p.

Nesterenko M.Ju. *Petrofizichni osnovi obgruntuvannja fljuïdonasichennja porid-kolektoriv* [Petrophysical bases of fluid saturation of reservoir rocks]. Kiev: UkrDGRI, 2010, 224 p.

Tul'bovich B.I. *Metody izuchenija porod-kollektorov nefti i gaza* [Studying methods of oil and gas reservoir rocks]. Moscow: Nedra, 1979, 199 p.

© Миськив Н.И., 2014