

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ УСТАНОВКИ ЭКРАНА ИЗ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ НА ОБВОДНЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

УДК 622.691.24

С.А. Хан, к.т.н., ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ)

Ю.К. Дудникова, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, РФ), jul.dudnikova@gmail.com

М.Ф. Каримов, д.т.н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина (Москва, РФ), karimov.m@gubkin.ru

В статье рассмотрены задачи экранирования движения подошвенных вод и их влияния на режимы работы одиночной эксплуатационной скважины и в целом объектов добычи и ПХГ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЭКРАН, ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ СКВАЖИНА, ПОДОШВЕННЫЕ ВОДЫ, БЕЗВОДНЫЙ ДЕБИТ, ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА.

В процессе отбора газа из месторождений и подземных хранилищ, созданных в водоносных пластах, при проявлении водонапорного режима можно различать два вида движения газовой воды: 1 – продвижение (вторжение) краевых вод; 2 – подъем подошвенных вод. К примеру, наличие подошвенных вод, особенно в пластах большой и неравномерно освоенной толщины, вносит существенные осложнения в работу подземных хранилищ, так как плохо отесненная при закачке газа пластовая вода при отборе газа быстро прорывается к забоям эксплуатационных скважин, резко снижая их производительность и повышая водный фактор.

В целях предотвращения обводнения или ограничения поступления воды пласты с подо-

швенной водой часто вскрывают не полностью (несовершенство по степени вскрытия). Для уменьшения негативного влияния подошвенных вод на процесс отбора газа разработаны технологии создания в призабойных зонах скважин малопроницаемых экранов, снижающих водопроницаемость неосушенных прослоев и тем самым продлевающих период безводной эксплуатации [1, 4, 9].

В этой статье сначала рассмотрим задачу о влиянии установки экрана из дисперсных систем (пен и эмульсий) на продуктивные характеристики осесимметричной скважины, работающей в условиях подъема подошвенных вод.

Задача создания малопроницаемого призабойного экрана является чрезвычайно важной и специфической в силу циклического характера эксплуатации ПХГ.

В процессе добычи нефти и газа из месторождений с подошвенными водами используются технологии создания призабойного экрана с помощью твердеющих систем (цементные и тампонажные растворы, кристаллогидраты, полимерно-гелевые системы, взвеси), которые превращают пористую среду в непористую, изымая этот объем пор из эксплуатационного объема ПХГ. Если при разработке нефтяных, даже газовых месторождений это допустимо, так как зона заводнения больше не участвует в добыче, то для подземного хранения газа в водоносных пластах такой процесс является вредным, наносящим ущерб поровому объему ПХГ, уменьшая его в самой активной части пласта, так как ПХГ работает циклически. Кроме того, при возможном развитии ПХГ такая



Khan S.A., Ph.D. in Engineering Science, Gazprom, PJSC (Saint Petersburg, RF)

Dudnikova Yu.K., Gazprom VNIIGAZ, LLC (Moscow, RF), ju.l.dudnikova@gmail.com

Karimov M.F., Doctor of Engineering Science, Professor of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Moscow, RF), karimov.m@gubkin.ru

Assessing the impact of disperse system screen installation upon producing well water breakthrough

The article studies the matters on screening the flow of bottom waters and their impact upon the operating condition of a single producing well and upon recovery facilities and UGSF in general.

KEY WORDS: SCREEN, PRODUCING WELL, BOTTOM WATERS, WATER-FREE PRODUCTION RATE, UNDERGROUND GAS STORAGE.

часть пласта будет оказываться в чисто газовой зоне, что подтверждается практикой отечественных крупных ПХГ. Газожидкостные дисперсные системы (пена и углеводородные эмульсии), посредством которых создается малопроницаемый экран, могут быть при необходимости легко удалены методами деструкции. На рис. 1а приведена фотография процесса создания малопроницаемого экрана на транспарентной физической модели двухслойного гидродинамически связанного пласта способом закачки раствора пенообразующего ПАВ и газа в лабораторных условиях, а на рис. 1б показана расчетная схематизация созданного таким способом экрана для оценки его влияния на безводный дебит газовой скважины. Как известно [9], применение оторочек пено-

образующих растворов приводит к повышению фронтовой газонасыщенности до 0,7–0,8, поэтому зона пористой среды, охваченная пенообразующим раствором, после прохождения фронта обеспечивает однофазную фильтрацию газа, так как пористая среда от остаточной воды может быть осушена термодинамически закачиваемым природным газом. Треугольная зона перед экраном принимается застойной зоной в период безводной добычи, т. е. до прорыва пластовой воды.

Задача распределения давления вдоль вскрытой части однородного пласта решена М. Маскетом [2]. Его расчеты показывают, что для однородного пласта искривления линий тока становятся заметными на расстоянии от скважины, равном приблизительно двум толщинам продуктивного

пласта. Опираясь на эти исследования, И.А. Чарный предложил плодотворный двухзонный метод решения задачи подземной гидрогазодинамики, заключающийся в «сшивании» решений для зоны пространственного притока и плоскорадиального притока по формуле Дююи [3].

Этот метод в дальнейшем широко использовался многими исследователями – Е.М. Минским, А.П. Телковым, Г.А. Зотовым, З.С. Алиевым, Б.Е. Сомовым, которые ввели в рассмотрение три зоны [4–8, 10]. Воспользуемся этим методом для построения показанного на рис. 1 четырехзонного притока реального газа к скважине с экранированной призабойной зоной в целях получения приближенного аналитического решения на основе результатов цитированных специалистов [4–8, 10], так

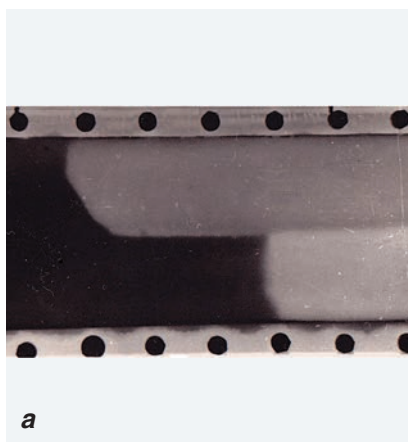
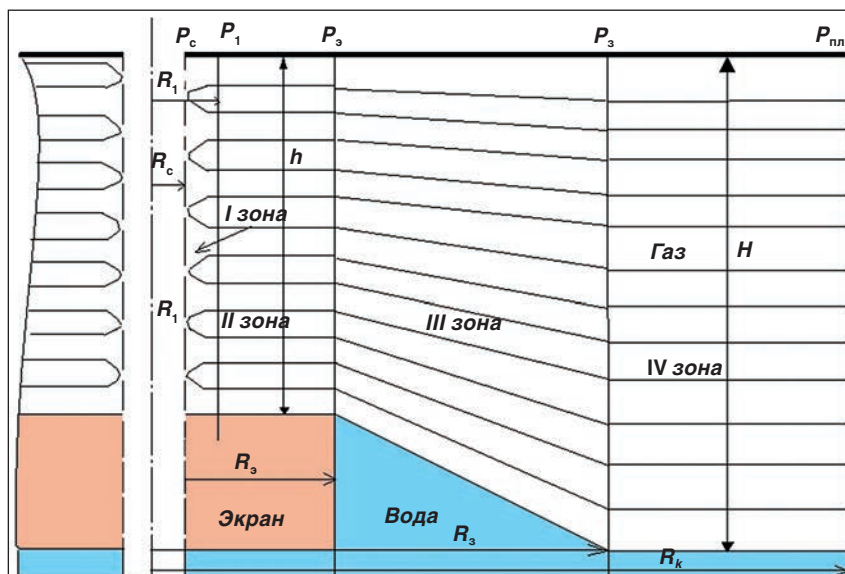


Рис. 1. Создание призабойного экрана из дисперсной системы и расчетная схема притока газа





как при учете несовершенства скважины также и по характеру вскрытия можно выделить четыре зоны, где пространственная фильтрация будет чередоваться с плоскорадиальной фильтрацией газа: пространственной будет фильтрация непосредственно у скважины, где радиальный размер R_1 в зависимости от вида фильтра принимается равным величине примерно 2–3 радиуса скважины ($R_1 = (2-3)r_c$). В этой зоне I фильтрация газа принимается происходящей по нелинейному двучленному закону фильтрации вследствие искривления линий токов у отверстий фильтра из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия. Вторая зона (II) фильтрации, ограниченная размерами экрана от R_1 до R_3 , обеспечивает плоскорадиальное движение газа. В зоне III пространственная фильтрация обеспечивается несовершенством по степени вскрытия укрупненной скважины с радиусом R_3 , образованной экраном. Радиус контура питания такой скважины со времен Маскета – Чарного принимается равным одной-двум толщинам продуктивного

пласта [$R_2 = (1-2)H$]. Толщина потока в этой зоне имеет переменную величину, зависящую от многих факторов [4–8], и эта функциональная зависимость до сих пор установлена не полностью. Поэтому данную переменную толщину потока исследователи аппроксимируют различным образом [4–8, 10]. Для простоты примем толщину, зависящую линейно от радиуса. И наконец, зона IV – от R_3 до R_k . В этой зоне движение газа, как показал Г.А. Зотов [5], можно принять происходящим также по линейному закону фильтрации Дарси.

Таким образом, принимаем: зона I (пространственного движения, но оценивается как плоскорадиальная) ограничивается радиусами $R_0 = R_c$ и $R_1 = 3R_c$ [6]. Зона II (плоскорадиального движения) ограничивается радиусами $R_1 = 3R_c$ и $R_2 = R_3$. Зона III (пространственного движения) ограничивается радиусами $R_2 = R_3$ и $R_3 = R_3 + H$, т. е. радиальный размер третьей зоны принимаем равным толщине пласта [3, 6]. Зона IV (плоскорадиального движения) ограничивается $R_3 = R_3 + H$ и $R_4 = R_k$. Отметим,

что принятие по результатам исследований ряда авторитетных специалистов [4–8] конкретных значений этих радиусов позволяет отказаться от введения дополнительных коэффициентов фильтрационного сопротивления C_{ij} в коэффициентах фильтрационного сопротивления A_i и B_i , что, по существу, эквивалентно определению их значений по опубликованным результатам промысловых испытаний скважин.

В стационарном потоке массовые расходы через любые коаксиальные с осью скважины цилиндрические поверхности будут равными, тогда для любой из выделенных зон потери давления при притоке реального газа, подчиняющегося нелинейному закону фильтрации [6, 10],

$$-\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} w + \frac{\rho w^2}{l}, \quad (1)$$

с учетом реальных свойств газа

$$\frac{p}{\rho z T} = \frac{p_0}{\rho_{ct} z_{ct} T_{ct}} = R, \quad (2)$$

с учетом переменной по радиусу толщины потока $h(r)$

$$h(r) = h, \text{ при } r_c \leq r \leq R_3;$$

$$h(r) = a + br, \text{ при } R_3 \leq r \leq R_3;$$

$$a = \frac{R_3 h - R_3 H}{R_3 - R_3}; b = \frac{H - h}{R_3 - R_3}.$$

где $h(r) = H$, при $R_3 \leq r \leq R_4$; (3)

с учетом:

$R_0 = R_c, R_1 = 3R_c$ [6] – первая зона;
 $R_1 = 3R_c, R_2 = R_3$ – вторая зона;
 $R_2 = R_3, R_3 = R_3 + H$ – третья зона;
 $R_3 = R_3 + H, R_4 = R_k$ – четвертая зона, (4),

можно оценить, решая следующие уравнения, которые зависят от одного аргумента r :

$$p_{i+1}^2 + p_i^2 = \frac{\mu p_{ct} z_{пл} T_{пл}}{k h \pi z_{ct} T_{ct}} Q \int_{R_i}^{R_{i+1}} \frac{dr}{r h(r)} + \frac{\rho_{ct} p_{ct} z_{пл} T_{пл}}{2 l \pi^2 z_{ct} T_{ct}} Q^2 \int_{R_i}^{R_{i+1}} \frac{dr}{r^2 h^2(r)}, \quad (5)$$

где $i = 0; 1; 2; 3$.

В выражениях (1) – (5) приняты стандартные обозначения. Параметр микрошероховатости l [6] ча-

ЗАКОН ДАРСИ, ОН ЖЕ ЗАКОН ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ, ВЫРАЖАЕТ ЗАВИСИМОСТЬ СКОРОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДА ОТ ГРАДИЕНТА НАПОРА.

NOTA
BENE

сто выражают через абсолютную проницаемость \sqrt{k} [10].

После интегрирования правой части в указанных выше пределах для зон I, II, III и IV получим:

$$p_{i+1}^2 - p_i^2 = A_i Q + B_i Q^2. \quad (6)$$

Сложение левых и правых частей уравнений (5) позволяет исключить неизвестные значения давлений на внутренних цилиндрических поверхностях. В результате имеет место:

$$p_k^2 - p_c^2 = (A_1 + A_2 + A_3 + A_4)Q + (B_1 + B_2 + B_3 + B_4)Q^2 = AQ + BQ^2. \quad (7)$$

Полученное уравнение с постоянными коэффициентами приведением в безразмерный вид $q = \frac{Q - Q_{6/63}}{Q_{6/63}}$ позволяет оценить влияние размеров экрана на прирост предельного безводного дебита ($Q_{6/63}$ – безводный дебит до установки экрана). При этом условие устойчивости на границе «газ – вода» определяется по закону Паскаля [4]:

$$R_s - R_o \leq \rho_b g(H - h) \pm P_k, \quad (8)$$

где ρ_b – плотность пластовой воды, P_k – капиллярное давление на границе «газ – вода» как функция насыщенности среды водой.

Из рис. 2 следует, что установка экрана в призабойной зоне с технологической позиции эффективна, и эта эффективность возрастает в пластах с меньшей степенью вскрытия. Эти результаты позволяют оценить влияние размера экрана на ожидаемый прирост безводного дебита.

При рассмотрении работы ПХГ в целом необходимо учитывать макронеоднородность водоносного пласта (наличие литологических окон, естественных непроницаемых прослоев и слоистость пласта) и двухфазность фильтрационного потока («газ – вода»). Кроме того, в промышленных условиях создание экранов, полностью закрывающих литологические окна, нереально и сами экраны будут иметь различную проницаемость.

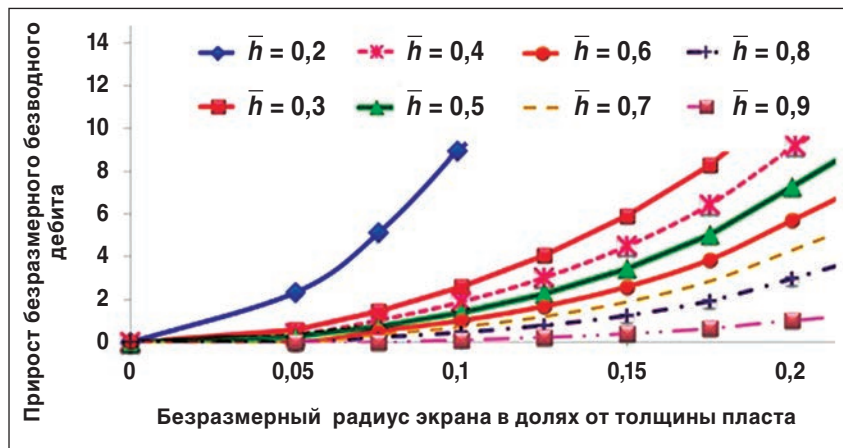


Рис. 2. Зависимость прироста безразмерного (по отношению к базовому варианту) предельного безводного дебита от размера экрана и степени вскрытия пласта

Поэтому исследования по оценке влияния экрана на работу ПХГ в целом рационально выполнить на трехмерном гидродинамическом симуляторе, позволяющем решать пространственные задачи совместной фильтрации газа и воды. Приведенные ниже результаты исследования являются развитием способов [1, 9], в которых для исследования движения ГВК и особенностей образования конусов воды применялись двумерная модель (вертикальный разрез пласта) и поршневое вытеснение. Для более точного моделирования движения ГВК с учетом особенностей макронеоднородного геологического строения пласта и его влияния на обводнение группы скважин при отборе газа из ПХГ было выполнено трехмерное компьютерное моделирование процесса обводнения ПХГ подожженными водами.

Расчеты проводились с помощью трехмерной двухфазной модели нестационарной фильтрации в неоднородной и анизотропной среде на симуляторе Eclipse E100 Schlumberger. Уравнения сохранения, функции Леверетта и насыщенностей будут (9):

$$-div = \left(\frac{k_r}{\mu_r B_r} (\nabla p_r - \rho_r g \nabla z) + \frac{R k_b}{\mu_b B_b} (\nabla p_b - \rho_b g \nabla z) \right) = \frac{d}{dt} \left[m \left(\frac{S_r}{B_r} + \frac{R S_b}{B_b} \right) \right] + R Q_b + Q_{св.г} \quad (9)$$

$$div = \left(\frac{k_b}{\mu_b B_b} (\nabla p_b - \rho_b g \nabla z) \right) = \frac{d}{dt} \left(m \frac{S_b}{B_b} \right) + Q_b$$

$$p_r - p_b = p_{кап} (s_b; s_r); s_r + s_b = 1.$$

Индексы в и г – вода и газ, соответственно. Газовый компонент присутствует как в свободном состоянии $Q_{св.г}$, так и в водной фазе, так как при закачке газа в пластовой воде растворяется около 3 % газа. B – объемный коэффициент, R – растворимость газа в пластовой воде.

Плотность ρ и вязкость μ фаз задавались в виде функции от давления P . Относительная фазовая проницаемость k задавалась в виде функции насыщенности S . Пористость пласта m задавалась в виде функции от порового давления и сжимаемости породы.

Водоносный горизонт задавался с помощью аналитической модели Картера – Трейси.

УРАВНЕНИЕ ДЮПИЮ ЯВЛЯЕТСЯ ИНТЕГРАЛЬНОЙ ФОРМОЙ ЗАКОНА ДАРСИ ДЛЯ СЛУЧАЯ ПЛОСКОРАДИАЛЬНОГО УСТАНОВИВШЕГОСЯ ПОТОКА НЕСЖИМАЕМОЙ ЖИДКОСТИ К ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ.





Рис. 3. Модель ПХГ с «литологическим окном». «Литологическое окно» расположено симметрично относительно зоны расположения скважин ПХГ и перекрывается экраном различного размера и проницаемости

Таблица 1. Количество и размеры ячеек области интегрирования.

Оси	Фильтрационная модель
Количество ячеек по осям XYZ, шт.	150 x 150 x 20
Размер ячеек по осям XYZ, м	100 x 100 x 2

По функции капиллярного давления определялось начальное распределение насыщенности по толщине пласта из условия капиллярно-гравитационного равновесия.

Сетка в модели задавалась следующим образом (см. табл. 1).

В районе расположения скважин использовалась уплотненная сетка размером 1 x 1 x 2 м.

Кровля пласта принималась непроницаемой на глубине 750 м. Количество эксплуатационных скважин в модели – 10 ед. Максимальный дебит проектных скважин в отбор задавался равным 500 тыс. м³/сут. Отбор из скважин производился на протяжении $t = 150$ сут с постоянным дебитом.

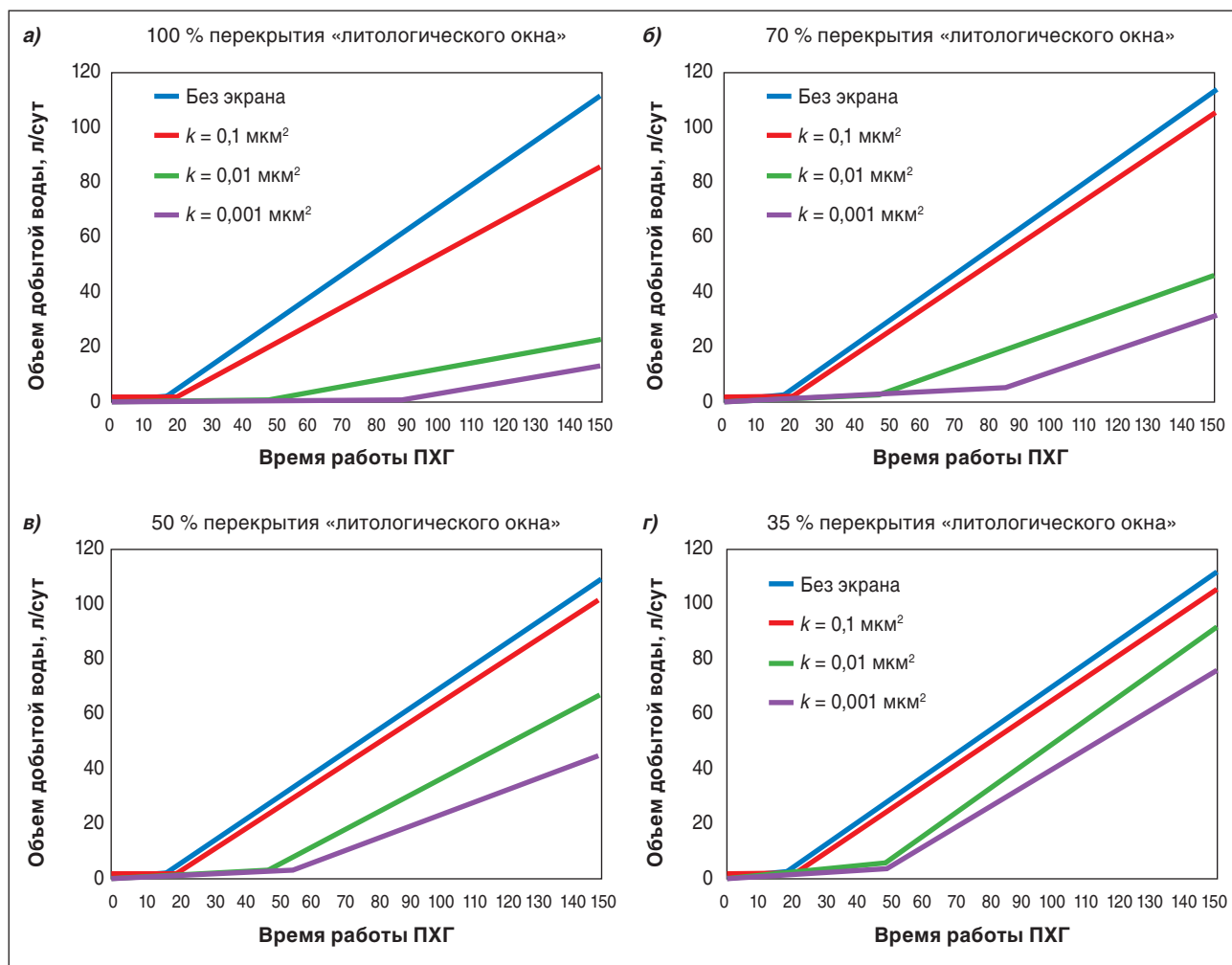


Рис. 4. Результаты моделирования: сравнение базового варианта и результатов моделирования установки экрана: а) со 100%-м перекрытием «литологического окна»; б) с 70%-м перекрытием «литологического окна»; в) с 50%-м перекрытием «литологического окна»; г) с 35%-м перекрытием «литологического окна»

Моделировалась работа ПХГ, имеющего макронеоднородность в виде «литологического окна», схематизация разреза приведена на рис. 3.

Повышения эффективности работы ПХГ ожидалось достичь за счет перекрытия «литологического окна» искусственным экраном. Соответственно, рассчитана различная степень перекрытия экраном «литологического окна» (35; 50; 70; 100 %) и для каждого случая принималась различная проницаемость моделируемого экрана ($k = 0,1 \text{ мкм}^2$, $k = 10^{-2} \text{ мкм}^2$, $k = 10^{-3} \text{ мкм}^2$). Для сравнения и дальнейшей оценки эффективности того или иного варианта экранирования подошвенной воды на работу ПХГ рассчитан вариант работы хранилища без экрана, условно названный нами «базовым вариантом».

Создание полностью герметичного экрана трудно реализуемо в промышленных условиях, при этом практически невозможно полное перекрытие «литологического окна». Поэтому в данной статье расчеты с проницаемостью экрана на 10^{-3} мкм^2 носят методический характер и приведены для сравнительной оценки эффекта.

По результатам расчетов оценивался объем отобранной воды из ПХГ, работающего с постоянным дебитом в течение 150 сут. Результаты расчетов приведены на рис. 4. Расчеты показали, что даже установка экрана с 35%-м перекрытием «литологического окна» с проницаемостью $k = 10^{-2} \text{ мкм}^2$ продлевает период безводной эксплуатации ПХГ по меньшей мере на 20 %, чем при эксплуатации без экрана.

Полученные результаты свидетельствуют, что технологии,



созданные при эксплуатации подземных хранилищ газа, могут быть успешно внедрены на газовых месторождениях, особенно в завершающий период разработки. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент РФ № 2588500. Способ создания подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре / М.Ф. Каримов, А.Г. Латыпов, Л.М. Муллагалиева, М.Х. Аглиуллин, А.А. Исламова, С.А. Хан, С.Л. Костиков, И.М. Тернюк, Ю.К. Дудникова. Приоритет от 28.04.2015. Зарегистрирован в Госреестре изобретений РФ 28.04.2015 (Патентообладатель – ПАО «Газпром»). Бюл. № 18. 2016 г.
2. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / Пер. с англ. – М.: Гостоптехиздат, 1949.
3. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
4. Телков А.П. и др. Пространственная фильтрация и прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтегазодобычи. – Тюмень: НИПИКБС-Т, 2001. – 460 с.
5. Зотов Г.А., Динков А.В., Черных В.А. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. – М.: Недра, 1987.
6. Минский Е.М. О притоке жидкости и газа к несовершенным скважинам при нелинейном законе сопротивления. – ДАН СССР. – 1955. – Т. 103. – № 3.
7. Лапук Б.Б., Брудно А.Л., Сомов Б.Е. О конусах подошвенной воды в газовых залежах // Газовая промышленность. – 1961. – № 2. – С. 8–12.
8. Худяков О.Ф., Алиев З.С., Власенко А.П. и др. Определение предельного безводного дебита газовых и газоконденсатных скважин // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: сб. реф. – М.: ВНИИЭгазпром, 1974. – Вып. 12. – С. 26–29.
9. Каримов М.Ф. Эксплуатация подземных хранилищ газа. – М.: Недра, 1981. – 247 с.
10. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.– Ижевск: Ин-т комп. исследований, 2003. – 476 с.

REFERENCES

1. Patent of the Russian Federation No. 2588500. Method for Creating an Underground Gas Storage Facility in a Water-Bearing Geological Structure / M.F. Karimov, A.G. Latypov, L.M. Mullagalieva, M.Kh. Agliullin, A.A. Islamova, S.A. Khan, S.L. Kostikov, I.M. Teryuk, Yu.K. Dudnikova, Priority as of April 28, 2015. Registered in the State Register of Inventions of the Russian Federation on April 28, 2015 (Patent Holder – Gazprom, PJSC). Bulletin No. 18. – 2016.
2. Muskat M. The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media / Translation from English. – M.; Gostoptekhizdat, 1949.
3. Charny I.A. Underground Fluid and Gas Dynamics. – M.: Gostoptekhizdat, 1963.
4. Telkov A.P., et al. Space Filtering and Applied Tasks to Create Oil and Gas Condensate Deposits and Oil and Gas Recovery. – Tyumen: NIPKBS-T, 2001. – 460 p.
5. Zotov G.A., Dinkov A.V, Chernykh V.A. Operation of Wells in Unstable Collectors. – M.; Nedra, 1987.
6. Minsky E.M. On Fluid and Gas Influx to Incomplete Wells under the Non-Linear Resistance Law. – Reports of the Academy of Sciences of the USSR. – 1955. – V. 103. – No. 3.
7. Lapuk B.B., Brudno A.L., Somov B.E. On Cones of Bottom Water in Gas Deposits // Gas Industry. – 1961. – No. 2. – P. 8–12.
8. Khudyakov O.F., Aliev Z.S., Vlasenko A.P., et al. Establishing the Threshold Water-Free Production Rate of Gas and Gas Condensate Wells / Development and Operation of Gas and Gas Condensate Deposits: Collection of Research Papers. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 1974. – Issue 12. – P. 26–29.
9. Karimov M.F. UGSF Operation. – M.: Nedra, 1981. – 247 p.
10. Basniev K.S., Dmitriev N.M., Kanevskaya R.D., Maximov V.M. Underground Hydromechanics. – M. – Izhevsk: Institute of Computer Research, 2003. – 476 p.