

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ»
(ОАО «СевКавНИПИгаз»)

**ПРОБЛЕМЫ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН,
ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА
И ЭКОЛОГИИ**

*Сборник научных трудов
Выпуск 36*

40-летию института посвящается

Ставрополь, 2002

УДК622.279.76+622.691.24+502.55

Проблемы капитального ремонта скважин, эксплуатации подземных хранилищ газа и экологии: Сб. науч. трудов СевКавНИПИгаз.-Ставрополь-2002.-вып. 36. - 400 с.

В статьях, представленных в сборнике, рассмотрен ряд вопросов, касающихся техники и технологии проводки, крепления и капитального ремонта скважин, эксплуатации ПХГ и экологии, а также другие вопросы, решение которых направлено на увеличение производительности газовых и газоконденсатных скважин и безопасную эксплуатацию месторождений и ПХГ.

Сборник рассчитан на широкий круг научных и инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности.

Главный редактор -
Ответственный редактор-
Ответственный секретарь-

д.т.н., профессор К.М. Тагиров
д.т.н., профессор Р.А. Гасумов
Л.В. Кирина

© ОАО «СевКавНИПИгаз», 2002 г.

ISBN 5-901292-04-9

Открытое акционерное общество
«СевКавНИПИгаз»
Ставрополь, 355035,
ул. Ленина, 419.
Факс: (8652) 94-40-73
E-mail: svnipgz@gazprom.ru

ЛИТЕРАТУРА

1. Дектярев Б.В., Лутошкин Г.С., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера. - М.: Недра, 1969. - 119 с.
2. Кустышев А.В., Клещенко И.И., Телков А.П. Ремонт скважин на месторождениях Западной Сибири. - Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 1999. - 204 с.
3. Ликвидация гидратных пробок в стволах газовых скважин/ И.Ф. Бабенко и др. // Газовая промышленность, № 3, 1967. - С. 19-21.
4. Предупреждение и ликвидация гидратных отложений при добычи нефти/ В.А. Хорошилов и др. // Обз.информ. Сер. Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1986. - Вып. 15. - С. 25-35.
5. Пат. 2176724 РФ. С2 E21B37/00. Способ восстановления аварийных скважин / Н.И.Иллюк, Л.У. Чабасев, С.А.Коваленко - № 99126461, Заяв.15.12.99: Опубл.10.12.01, Бюл. № 34.

*В.А. Васильев (ОАО «СевКавНИПИгаз»),
С.Ю. Борхович (УдГУ), В.И. Шамшин (ОАО «Газпром»)*

УДК 622.279.5.001.42

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ВИХРЕВЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ В УРАВНЕНИИ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА

Использованы геофизические материалы для оценки коэффициента вихревых сопротивлений в уравнении фильтрации газа.

Приведены численные значения этого коэффициента в зависимости от коэффициента газонасыщенности для ряда подземных хранилищ газа.

Geophysical data were used for evolution the vorticity resistant in gaze filtration equation.

Numerical values of this coefficient in relation with gasbearing coefficient for UGS are described

В статьях [1,2] изложена модель фильтрации двух несмешивающихся жидкостей. В основу модели положено уравнение фильтрации в виде:

$$\frac{dP}{dr} = \frac{\mu v}{K} + \beta \frac{\rho v^2}{\sqrt{K}}, \quad (1)$$

где dP/dr - градиент давления;
 μ - коэффициент динамической вязкости
 фильтрующейся жидкости;
 v - скорость фильтрации;
 ρ - плотность фильтрующейся жидкости;
 β - коэффициент вихревых сопротивлений,
 K - коэффициент проницаемости.

При фильтрации газа в присутствии остаточной воды для коэффициента вихревых сопротивлений получено выражение:

$$\beta = \frac{\lambda}{2\sqrt{32m^{1,5}(1-S_0)^{1,5}}} \quad (2)$$

где m - коэффициент пористости;
 S_0 - коэффициент остаточной водонасыщенности;
 λ - коэффициент пропорциональности,
 определяемый из граничных условий в области
 изменения β .

В физике нефтяного и газового пласта под остаточной водонасыщенностью понимают воду, оставшуюся в продуктивном пласте в процессе образования газовой (нефтяной) залежи.

Существующее состояние изученности вопроса об остаточной воде позволяет выявить ряд факторов, которые, по мнению многих исследователей, оказывают влияние на содержание остаточной воды в пласте. К числу таких факторов можно отнести: проницаемость пласта; пористость; минеральный состав; содержание и тип глинистых минералов; состав цемента породы; размер пор и (или) зерен породы и др.

Принято считать, что количество остаточной воды определяется гравитационными и поверхностно-молекулярными (капиллярными) силами. Поэтому наибольшее содержание остаточной воды наблюдается в породах с пониженной фильтрационной способностью, особенно включающих пелитовые и алевролитовые фракции, за счет значительного количества тонких поровых каналов.

В литературе обычно приводятся зависимости коэффициента остаточной водонасыщенности либо от коэффициента проницаемости, либо от коэффициента открытой пористости. Форма этих зависимостей - линейная, степенная, логарифмическая [3]:

$$S_0 = \frac{a}{K^n}; \quad S_0 = a - b \lg K; \quad S_0 = a - bm; \quad S_0 = \frac{a}{m^n}. \quad (3)$$

В теории фильтрации грунтовых вод оперируют понятием «застойной» (неэффективной) пористости:

$$m_0 = S_0 \cdot m. \quad (4)$$

Коэффициент «застойной» пористости изменяется от 0,2m в песках до 0,9m в глинах [4]. Для поровых коллекторов коэффициент «застойной» пористости меняется в пределах 2 - 18%, а для трещинных коллекторов - 2 - 7%.

Следует отметить, что в процессе разработки залежи углеводородов коэффициент остаточной водонасыщенности может уменьшаться. Во-первых, наблюдается вынос остаточной воды при больших градиентах пластового давления (превышающих градиент

силы тяжести). Это было отмечено Рассохиным Г.В. и др. [5] на газовых и газоконденсатных месторождениях Краснодарского края. Во-вторых, отмечается испарение остаточной воды, например, в подземных хранилищах газа при газовом (газонапорном) режиме их эксплуатации, что отмечается в эксплуатационном объекте Касимовского ПХГ.

Коэффициент остаточной водонасыщенности можно увязать с коэффициентом газонасыщенности K_r пласта-коллектора, известного по результатам геофизических исследований. Будем считать, что

$$K_r = 1 - S_{or} \quad (5)$$

Тогда формула (2) с учетом (5) принимает вид:

$$\beta = \frac{\lambda}{2\sqrt{32m}^{1,5} K_r^{1,5}} \quad (6)$$

Для согласования значения β с данными по фильтрации в насыпных равнозернистых грунтах [7] примем $\lambda = 2,5$, тогда получаем расчетную формулу:

$$\beta = \frac{0,22}{m^{1,5} K_r^{1,5}} \quad (7)$$

В отчете «Мосгазгеофизика» по геофизическим исследованиям на объектах ООО «Мострансгаз» за 1999 г (Касимовское ПХГ) приведены материалы о взаимосвязи коэффициентов пористости m , глинистости $K_{гн}$ и газонасыщенности K_r щигровского горизонта.

Получены уравнения:

$$K_{гн} = 0,8467 - 0,1491 K_r - 1,062 K_r^2; \quad (8)$$

$$m = 0,33826 - 0,30445 K_{гн} + 0,074018 K_{гн}^2. \quad (9)$$

Данные по щигровскому горизонту могут быть распространены и на другие горизонты, учитывая, что коэффициент вихревых сопротивлений не зависит от типа коллектора [2].

В таблице 1 и на рис. 1 даны результаты расчета по формулам (8), (9) и (7).

Результаты хорошо согласуются с экспериментальными данными (рис.2) при $m_{ор} = 0,1$.

В таблице 2 приведена характеристика пласта-коллектора ряда ПХГ по керну и по ГИС и рекомендуемые значения коэффициента β в зависимости от коэффициента газонасыщенности.

Полученные корреляции по коэффициенту β позволяют уточнить методику диагностики газовых скважин [8]. Результаты диагностики, в этом случае, могут быть подтверждены геофизическими материалами.

Параметры щигровского горизонта

K_r	K_{cn}	m	β
0,3	0,697	0,160	21,0
0,4	0,617	0,178	11,6
0,5	0,506	0,203	6,88
0,6	0,375	0,234	4,17
0,7	0,222	0,274	2,63
0,8	0,047	0,324	1,67
0,9	0,01	0,335	1,33
1,0	0	0,338	1,12

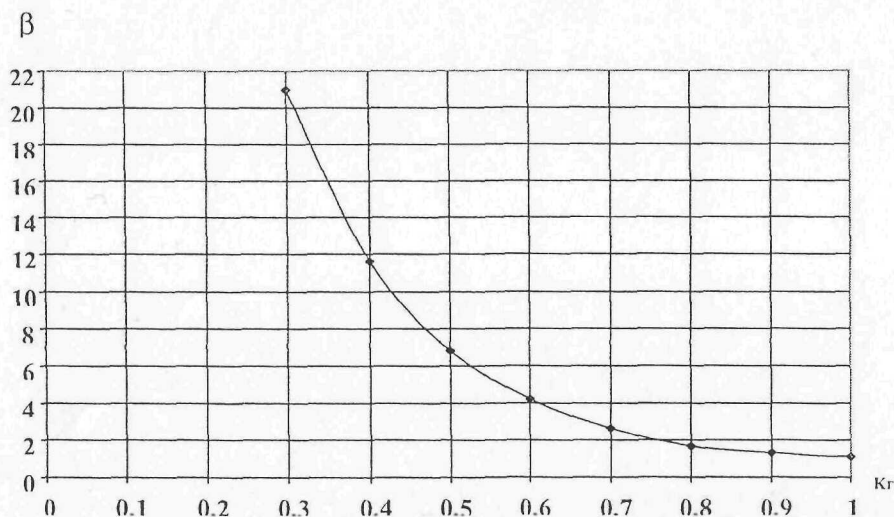


Рис. 1. Коэффициент вихревых сопротивлений в функции коэффициента газонасыщенности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Васильев В.А., Борхович С.Ю. Фазовая проницаемость при линейном законе фильтрации несмешивающихся жидкостей// Нефтепромысловое дело, № 6, 2001 г.
2. Васильев В.А., Борхович С.Ю. Фазовая проницаемость при нелинейном законе фильтрации несмешивающихся жидкостей// Нефтепромысловое дело, № 8, 2001 г.
3. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / Ш. К. Гиматулинов, Ю.П. Борисов, М.Д. Розенберг и др. - М.: Недра, 1983. - 455 с.
4. Бэр Я., Заславский Д., Ирмей С. Физико-математические основы фильтрации

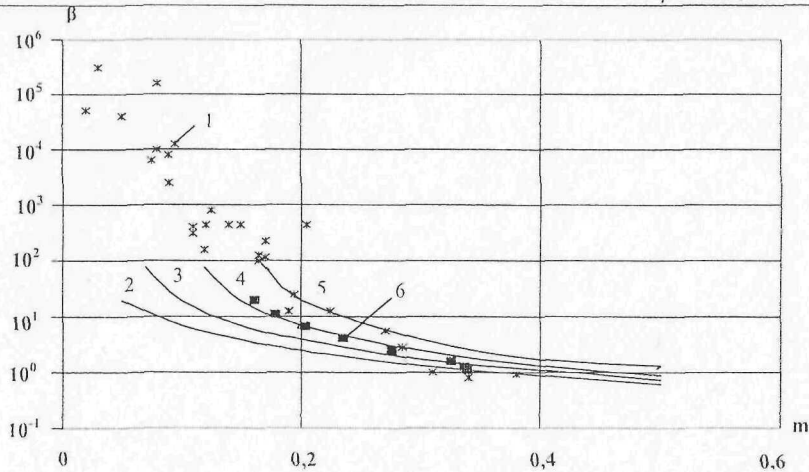


Рис. 2. Коэффициент вихревых сопротивлений в функции коэффициента пористости:

1 - экспериментальные данные [6,7], расчет по формуле (2): 2,3,4,5 при $m_0 = 0, 0,05; 0,1; 0,15$; 6 - шигровский горизонт.

Таблица 2

Характеристика пласта-коллектора

Название ПХГ	Горизонт	Коэффициент пористости	Коэффициент проницаемости, мкм ²	Коэффициент газонасыщенности	β
Касимовское	Щигровский	0,2-0,3	до 5	0,5 – 0,85	1,5 – 10
Елшано-Курдюмское	Тульский	0,2 – 0,25	0,2 – 4,0	0,8 – 0,9	2,0 – 3,0
	Бобриковский	0,12 – 0,25	0,2 – 6,0	0,6 – 0,98	2,0 – 20
	Кизеловский	0,03 – 0,16	0,1 – 0,5	0,4 – 0,7	6,0– 170
Песчано-Уметское	Тульский	0,26 – 0,32	0,17 – 4,16	0,54 – 0,94	1,5 – 4
	Бобриковский	0,12 – 0,25	0,22 – 7,94	0,52 – 0,91	2,0 – 15
	Кизеловский	0,03 – 0,165	0,1 – 0,5	0,30 – 0,82	4,5 - 120
Степновское	D2/V	0,1 – 0,16	0,2	0,69 – 0,98	10,0– 50
Увязовское	Щигровский	0,24 – 0,3	до 5	0,3 – 0,6	3,0 – 8,0

воды. - М.: Мир, 1971.

5. Контроль за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений / Г.В. Рассохин, И.А. Леонтьев, В.И. Петренко и др. - М.: Недра, 1979. - 272 с.

6. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа/ Д.Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяти и др. - М.: Недра, 1965. - 676 с.

7. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. - М.-Л.: Гостоптехиздат, 1949. - 628 с.

Р.А. Тени, Д.П. Шустиков,
А.В. Огнев (ОАО «СевКавНИПИгаз»)

УДК 622.279.7

ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН С МЕЖКОЛОННЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

Приведены регламентированные критические параметры состояния скважин с межколлонными давлениями (мкд), определены проблемы, возникающие при интерпретации результатов исследований скважин с мкд, показана необходимость обновления существующих в этой области нормативно-технических документов.

The regulated critical parameters of technical state of wells with annular pressures are presented. There are discussed problems of comments on results of testing wells with annular pressures. The article proves a necessity of renewal the present standard technical documentation of the given area.

Одним из условий способности скважины выполнять свои функции является исправное техническое состояние её элементов.

Длительная эксплуатация в сочетании с коррозией металла и цементного камня влечет за собой потерю герметичности крепи скважины, что может привести к образованию техногенных залежей и грифонов. Поэтому в течение всего времени работы скважины необходим постоянный контроль над текущим техническим состоянием элементов её крепи с проведением многоуровневого поэтапного контроля с применением всех доступных методов, в том числе газодинамических исследований межколлонных флюидопроявлений, на основании результатов которых принимается решение о ремонте или дальнейшей эксплуатации.

Проблема заключается в определении граничных условий, при достижении которых межколлонные флюидопроявления представляют угрозу эксплуатационной безопасности, и в получении совокупности критериев, на основании которых делается однозначный вывод о прекращении эксплуатации и передачи скважины в ремонт.

В существующих на сегодняшний день нормативно-технических документах, определяющих условия эксплуатации скважин с межколлонными давлениями, в качестве таких критериев приняты дебит газа из межколлонного пространства и предельно-допус-