

УДК 622.279:532

**А.Л. Ковалев**

## Интерпретация газодинамических исследований скважин Мыльджинского ГКМ на нестационарных режимах фильтрации с использованием функции влияния

**Ключевые слова:** газодинамические исследования, функция влияния, фильтрационно-емкостные свойства, коэффициенты фильтрационного сопротивления.

**Keywords:**

well test, influence function, reservoir properties, filtration resistance factors.

В настоящей статье предлагаются некоторые результаты интерпретации 20 газодинамических исследований (ГДИ) 17 скважин Мыльджинского газоконденсатного месторождения (ГКМ), проведенных с 27.12.2007 г. по 11.09.2008 г. При интерпретации исследований использован аппарат так называемой функции влияния, применение которого для обработки результатов гидродинамических исследований скважин и пластов подробно изложено в монографии [1].

### Методика обработки ГДИ с использованием функции влияния

При обработке результатов ГДИ газовых скважин с использованием функции влияния может быть использовано следующее выражение для текущего давления на забое скважины:

$$p^2(t) - p^2(0) = \int_0^t \Delta q^1(\tau) f(t - \tau) d\tau + b[q^2(0) - q^2(t)] - c, \quad (1)$$

где  $p(t)$  – текущее давление на забое скважины;  $p(0)$  – давление на забое скважины в момент времени  $t = 0$ , принятый за начало отсчета;  $\Delta q(t)$  – снижение текущего расхода газа в скважине по сравнению с начальным, определяемое выражением:

$$\Delta q(t) = q(0) - q(t), \quad (2)$$

$q(0)$  – расход газа в скважине в начальный момент времени;  $q(t)$  – текущий расход газа в скважине;  $f(t)$  – функция влияния, доказанные свойства которой [2]:

$$f(t) \geq 0, f^I(t) \geq 0, f^{II}(t) \leq 0, f^{III}(t) \geq 0, f^{IV}(t) \leq 0, \dots; \quad (3)$$

$b$  – квадратичный коэффициент фильтрационного сопротивления в призабойной зоне пласта (ПЗП);  $c$  – некий постоянный коэффициент, учитывающий погрешность, возникающую в случаях, когда  $q(0) \neq 0$  или когда на момент времени  $t = 0$  пласт уже находился в возмущенном состоянии (очевидно, чтобы эта погрешность была сведена к минимуму в первом из указанных случаев необходимо, чтобы на момент времени  $t = 0$  скважина достаточно продолжительное время работала с дебитом  $q(0) = \text{const}$ ).

Выражение (1) можно рассматривать как обобщение известной двухчленной формулы притока газа к скважине на случай нестационарной фильтрации. В момент времени  $t = 0$  функция влияния равна нулю. Затем с течением времени она монотонно нарастает. В ряде случаев после определенного момента времени рост функции влияния прекращается, и она выходит на постоянное значение, соответствующее коэффициенту линейного сопротивления  $a$  в двухчленной формуле притока при стационарном режиме фильтрации (с поддержанием постоянного давления на границе области дренирования скважины).

Выражения (1) и (3) дискретизируются по времени и решаются совместно методом линейного программирования. В качестве входных используются данные, известные из исследования динамики забойного давления и дебита скважины. На выходе полу-

чают функцию влияния (значения функции в заданных точках на временном интервале, равном периоду исследования) и коэффициенты  $b$  и  $c$ .

Если построить зависимость функции влияния от логарифма времени и на данном графике выделить какой-либо прямолинейный участок (непараллельный оси логарифма времени), то тангенс угла наклона этого участка ( $\operatorname{tg}\alpha$ ) к оси логарифма времени будет характеризовать параметр проводимости ПЗП (всей зоны в целом или какой-либо ее части, если прямолинейных участков можно выделить несколько):

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{p_{AT} \cdot z \cdot T_{пл}}{2\pi \cdot \operatorname{tg}\alpha \cdot T_{CT}}, \quad (4)$$

где  $kh/\mu$  – параметр проводимости ПЗП;  $p_{AT}$  – атмосферное давление;  $z$  – коэффициент сжимаемости газа для условий ПЗП;  $T_{пл}$  – температура в ПЗП;  $T_{CT}$  – стандартная температура.

Обработка исследований скважин Мыльдинского ГКМ осуществлялась с использованием программного комплекса Influx [3], применяемого в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» для этих целей.

### Использование билогарифмической кривой для диагностики состояния ПЗП исследованных скважин

В настоящее время для диагностики состояния ПЗП повсеместно используют кривую производной падения давления на забое скважины по логарифму времени, построенную в двух логарифмических осях (производной и времени). Широкое признание этот метод получил после опубликования работы [4].

Для построения этой диагностической кривой используют данные трех видов ГДИ:

- 1) кривой восстановления давления (КВД);
- 2) кривой стабилизации давления при постоянном дебите скважины;
- 3) ГДИ с произвольным изменением дебита и забойного давления.

В последнем случае перед построением диагностической кривой необходимо выполнить деконволюцию (обратное преобразование свертки), в ходе которой перейти от произвольного изменения давления и дебита к изменению давления при постоянном дебите. К настоящему времени предложено несколько алгоритмов деконволюции, один из них описан в работе [5].

В то же время описанная выше методика обработки ГДИ с использованием функции влияния, по сути, также является алгоритмом

деконволюции. Саму функцию влияния можно рассматривать как динамику падения давления на забое (квадрата давления – для газовых скважин) при единичном (а следовательно, постоянном) дебите скважины. Таким образом, можно построить описанную выше диагностическую кривую, используя вместо динамики давления функцию влияния. Программный комплекс Influx весьма удобен для этой цели, поскольку позволяет получать пользователю значения функции по интервалам времени, меняющимся согласно логарифмическому закону.

В настоящее время при помощи кривой производной падения давления по логарифму времени диагностируется весьма широкий спектр возможного строения ПЗП – формы границ области дренирования, наличие разломов, трещин, каналов, двойной среды и т.п. Автор настоящей статьи в своей диагностике ограничился лишь самыми общими соображениями. На это есть две причины. Во-первых, как будет показано далее, при обработке результатов ГДИ используются весьма приблизительные данные по динамике дебитов скважин, что, безусловно, оказывает непосредственное влияние на точность получаемой функции влияния. Во-вторых, результаты самого алгоритма получения функции влияния, как показывает опыт применения его к численным моделям, испытывают некоторую зависимость от конкретного режима исследования скважины, что также вносит определенную погрешность. Поскольку диагностическая кривая весьма чувствительна, то любая погрешность в определении функции влияния может привести к искажениям, которые будут затруднять диагностику малоразличимых строений ПЗП.

Наиболее общие соображения относительно вида диагностической кривой состоят в следующем.

Горизонтальные участки кривой соответствуют областям ПЗП, в которых реализуется радиальная фильтрация. При этом значение кривой на горизонтальном участке связано с параметром проводимости  $kh/\mu$  обратно пропорциональной зависимостью: чем выше горизонтальный участок, тем ниже проводимость, и наоборот. Очень удобно использовать выявленные при помощи диагностической кривой границы горизонтальных участков (найденные из обработки ГДИ точки функции влияния) для оценки параметров проводимости соответствующих областей ПЗП по формуле (4).

Соответственно рост диагностической кривой может быть обусловлен распространением фильтрации на область ПЗП с более низкой проводимостью, падение – на область ПЗП с более высокой проводимостью. Однако такое поведение диагностической кривой может свидетельствовать и о влиянии границ зоны дренирования скважины. В первом случае речь идет о непроницаемой границе, во втором – о границе с поддержанием давления. Тогда функция влияния, как указано выше, выходит на постоянное значение, а диагностическая кривая убывает по вертикальной асимптоте.

Следует отметить, что стационарный режим (с поддержанием давления на границе области дренирования) может быть фактически реализован лишь на объектах, где одновременно с добычей осуществляется и закачка флюида, и добывающая скважина окружена нагнетательными. При разработке залежи в режиме истощения, как на Мыльджинском ГКМ, получение по результатам ГДИ функции влияния и диагностической кривой, указывающих на наличие границы с поддержанием давления, является, безусловно, лишь следствием погрешности в определении конечного участка функции влияния. Для высокопроницаемой и обширной области дренирования такая погрешность свидетельствует о том, что работа скважины может быть достаточно точно описана стационарной формулой. В противном случае – это следствие недостаточного времени исследования скважины: влияние истинной границы еще не успело отразиться на динамике забойного давления, а псевдостационарное поведение функции влияния и диагностической кривой является следствием достижения области улучшенной проводимости.

### Данные ГДИ

В качестве данных ГДИ для обработки использовались массивы значений динамики забойного давления, регистрируемого при помощи глубинного электронного манометра. К сожалению, одновременной (синхронной с давлением) регистрации дебита скважин не производилось. Поэтому динамику дебита приходилось задавать, опираясь на другие источники.

В наиболее простом случае, когда удавалось найти соответствие по датам исследования и забойным давлениям на режимах, дебиты на режимах брали из карточек ГДИС.

В ряде случаев был известен дебит скважины только на одном режиме – перед снятием

КВД. Тогда для остальных режимов исследования дебиты принимались в соответствии с продуктивностью скважины на режиме с известным дебитом. Таким же образом поступали и на переходных участках от режима к режиму, когда по характеру пластового давления было очевидно, что дебит отличен от нуля.

После обработки данных ГДИ и нахождения функции влияния и коэффициентов  $b$  и  $c$  производилось сопоставление динамики забойного давления, рассчитанной с использованием этих параметров, с динамикой фактического забойного давления. Степень соответствия расчетного давления фактическому помимо прочего свидетельствовала о качестве использованной входной информации и, прежде всего, заданной динамики дебита скважины. Поэтому в одном случае, когда указанное соответствие после задания динамики дебита описанными выше способами было особенно плохим, динамика дебита была скорректирована методом подбора до получения существенно лучшего соответствия расчетного давления фактическому (скв. 145).

Следует отметить, что в семи исследованиях (скв. 122, 133, 137, 141, 145, 208 и 216), для которых был известен изначально только дебит на режиме перед снятием КВД, этот дебит оказался одинаковым – 93,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Очевидно, это обстоятельство трудно объяснить чем-то иным кроме какой-либо ошибки.

С другой стороны, в ходе обработки данных ГДИ было замечено, что если подобрана динамика дебита, обеспечивающая хорошее соответствие расчетного забойного давления фактическому, то задаваемый массив дебитов может быть умножен на произвольный коэффициент  $d$ , значение которого варьируется в достаточно широком диапазоне. Таким образом, при обработке ГДИ с измененным дебитом качество воспроизведения забойного давления не изменится, функция влияния увеличится во всех точках в  $d$  раз, коэффициент  $b$  – в  $d^2$  раз, коэффициент  $c$  останется неизменным. Это свидетельствует о том, что нелинейности фильтрации флюида в ПЗП исследованных скважин несущественны.

### Результаты интерпретации ГДИ

Результаты интерпретации ГДИ скважин Мыльджинского ГКМ сведены в таблицу. При этом в качестве коэффициента линейного сопротивления  $a$  принималось стабилизированное значение функции влияния или ее значение

## Результаты интерпретации ГДИ скважин Мыльджинского ГКМ

Номер скважины	Дата проведения исследования	Линейный коэффициент сопротивления в ПЗП, $a$ , (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup> / (тыс. м <sup>3</sup> /сут)	Квадратичный коэффициент сопротивления в ПЗП, $b$ , (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup> / (тыс. м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup>	Свободный член сопротивления в ПЗП, $c$ (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup>	Сумма квадратов отклонений расчетного забойного давления от фактического, (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup>	Стабилизация функции влияния, ч	Оценка коэффициента гидропроводности, $kh/\mu$ , Дарей · см / сП
107	02.01 – 07.01.2008	49,91	0,050994	12,3	301,5	1,53	-/-
107	24.08 – 03.09.2008	36,31	0,010291	198,6	181,5	-/-	3315,5
122	16.08 – 25.08.2008	161,19	0,046034	-142,4	16488,5	-/-	1172,9
125	09.07 – 22.07.2008	499,39	0	-302,3	222,1	-/-	196,6
127	09.07 – 24.07.2008	304,13	0	1107,2	971,0	74,63	32,5
133	25.08 – 06.09.2008	186,67	0,558666	60,0	4001,5	-/-	165,7
137	14.08 – 19.08.2008	181,16	0,224775	280,4	4908,9	-/-	174,0
141	14.06 – 17.06.2008	23,11	0,025841	73,4	39,2	-/-	1830,1
141	06.09 – 11.09.2008	41,88	0,042555	-3,1	22,5	-/-	998,5
145	29.08 – 09.09.2008	221,06	0,243803	-57,9	6235,6	-/-	238,4
202	27.12.2007 – 01.01.2008	39,23	0,011319	-17,7	120,5	-/-	1081,3
203	25.05 – 31.05.2008	15,14	0,000187	5,5	102,4	-/-	3033,7
204	18.06 – 22.06.2008	43,24	0	-3,2	237,1	-/-	429,3
205	31.05 – 05.06.2008	6,54	0,005782	16,0	4,8	-/-	4972,4
208	05.09 – 09.09.2008	25,93	0,109989	-5,5	154,5	-/-	1231,8
210	16.06 – 20.06.2008	25,51	0	-1,8	235,3	-/-	2017,1
211	03.06 – 07.06.2008	385,78	0,093692	964,5	782,3	-/-	94,0
216	28.05 – 04.06.2008	24,33	0	10,1	67,0	-/-	1205,0
216	01.09 – 08.09.2008	29,20	0,165094	14,1	648,2	-/-	634,1
217	12.06 – 16.06.2008	48,52	0,070648	3,2	437,7	31,57	783,8

в конечной точке, если стабилизация функции влияния не была достигнута.

Для участков, выбираемых при помощи диагностической кривой, параметр проводимости  $kh/\mu$  оценивался по формуле (4). Если таких участков было больше одного, то в таблицу заносилось наибольшее значение параметра. В ряде случаев, когда на диагностической кривой в силу ее флуктуаций было трудно четко выделить горизонтальный участок, параметр

проводимости определялся по «средним» точкам условно горизонтального интервала, находящимся примерно на одинаковой высоте от оси логарифма времени.

На рис. 1–3 показана обработка результатов исследований на примере скв. 205 (приведены, соответственно, сопоставление фактического давления на забое скважины с расчетным, функция влияния и диагностическая кривая).

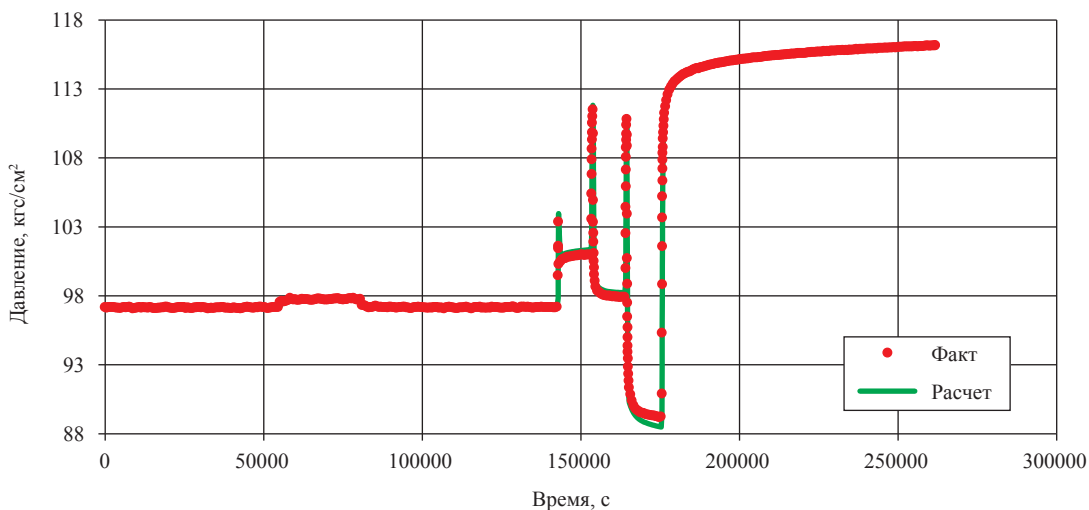


Рис. 1. Сопоставление динамики расчетного забойного давления с фактическим в процессе ГДИ скв. 210 в период 16.06 – 20.06.2008 г.

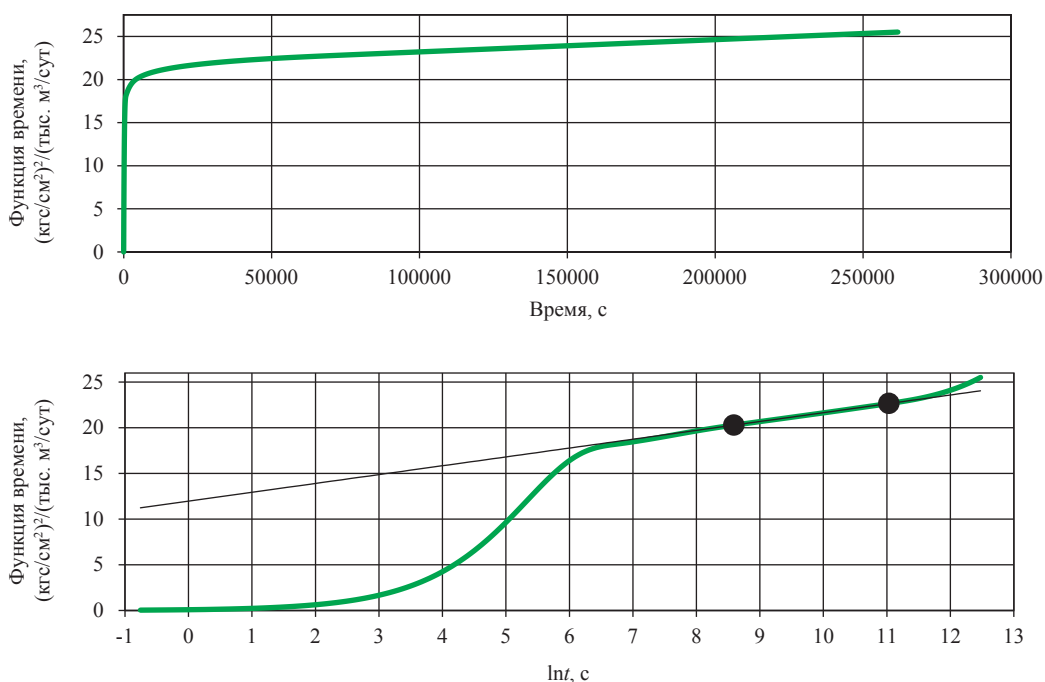
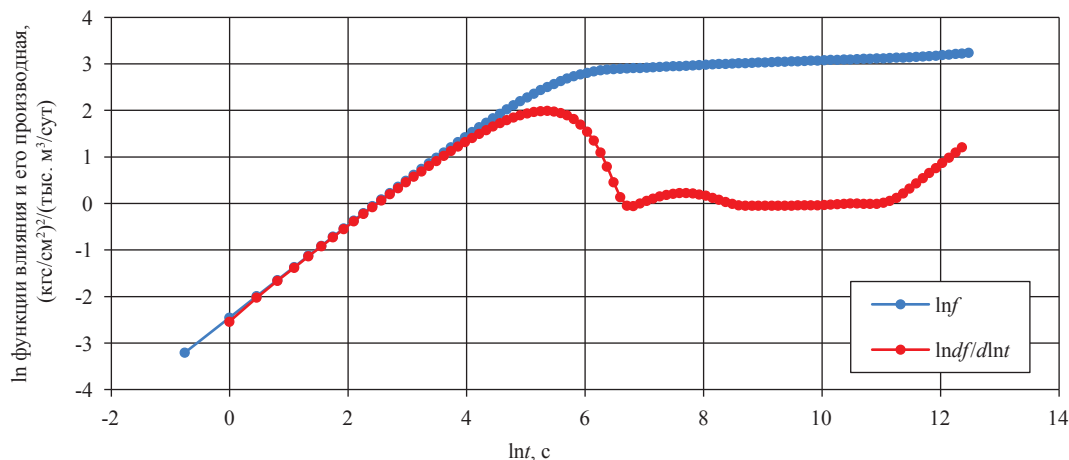


Рис. 2. Функция влияния по результатам ГДИ скв. 210 в период 16.06 – 20.06.2008 г.



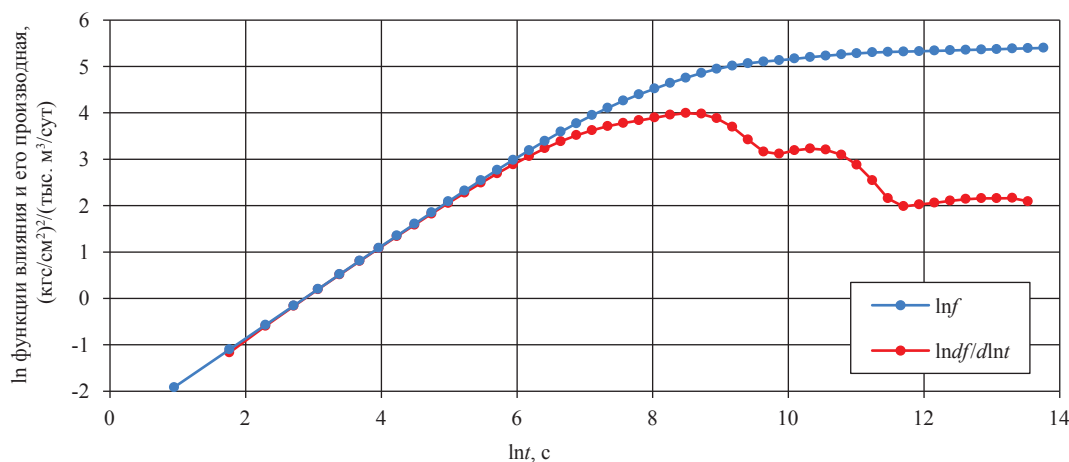
**Рис. 3. Логарифм функции влияния и его производная по логарифму времени (диагностическая кривая) по результатам ГДИ скв. 210 в период 16.06 – 20.06.2008 г.**

Диагностическая кривая данного исследования (рис. 3) имеет «классический» вид с ярко выраженным идеально горизонтальным участком, по которому было определено значение проводимости, представленное в таблице. Перед ним можно выделить менее выраженный участок, соответствующий меньшей проводимости – 1567,1 Дарси · см / сП. Конечный участок диагностической кривой свидетельствует о проявлении непроницаемой границы области дренирования или о существенном снижении проводимости на ее периферии.

Результаты исследований ряда других скважин можно также интерпретировать как свидетельствующие о наличии в окрестности забоя зон с различной проницаемостью (скв. 122, 141, 145, 205, 216). Наиболее наглядно это вы-

ражено в результатах исследования скв. 145, так как оно было единственным, для которого, как уже указывалось, была тщательным образом подобрана динамика дебита, чтобы улучшить воспроизведение забойного давления, поскольку более простые способы задания дебита не давали в этом плане хорошего результата. В процессе подбора дебита сумма квадратов отклонений расчетного забойного давления от фактического была снижена в 9 раз.

Также после подбора дебита изменились и параметры скважины, в наибольшей степени коэффициент  $b$  – он увеличился 2,35 раза. Но вид диагностической кривой, представленной на рис. 4, при этом поменялся мало. Это, с одной стороны, свидетельствует о важности точного и непрерывного измерения дебита



**Рис. 4. Логарифм функции влияния и его производная по логарифму времени (диагностическая кривая) по результатам ГДИ скв. 145 в период 29.08 – 09.09.2008 г.**

в процессе исследований, а с другой – о возможности делать некоторые диагностические выводы даже при отсутствии такой точности.

На диагностической кривой рис. 4 можно выделить два практически горизонтальных участка. Это свидетельствует о том, что вблизи скважины находится зона ухудшенной проводимости (77,5 Дарси · см / сП), а дальше – зона более высокой проводимости (ее значение приведено в таблице). Проводимость даже этой улучшенной зоны весьма низкая, но, вероятно, такой результат обусловлен ошибкой в задании дебита перед снятием КВД.

Конечный участок указанной диагностической кривой показывает, что возмущение пласта в ходе исследования не достигло границы области дренирования скважины.

Соответствующие выводы по структуре призабойной зоны на основании вида диагностической кривой были сделаны и в отношении остальных исследованных скважин. Таким образом, проведенные работы по интерпретации результатов ГДИ скважин Мыльджинского ГКМ с использованием функции влияния позволяют утверждать следующее:

1) полученное в ряде случаев высокое качество воспроизведения динамики забойно-

го давления свидетельствует о возможности применения этой методики для получения параметров скважин, которые в дальнейшем могут быть использованы для прогноза добычи на месторождении. Те случаи, когда качество воспроизведения забойного давления не высоко, вероятнее всего обусловлены погрешностями в задании динамики дебита скважин;

2) перестройка получаемой в результате интерпретации функции влияния в билогарифмическую диагностическую кривую позволяет получить представление о структуре призабойной зоны исследованной скважины. Поскольку диагностическая кривая очень чувствительна к погрешности исходных данных, это представление следует рассматривать как предполагаемое и, желательно, подтвердить другими средствами, например имеющимися данными о геологическом строении залежи и численным гидродинамическим моделированием;

3) для повышения качества обработки данных ГДИ и более тонкой их интерпретации при исследовании скважин наряду с замером забойного давления необходимо обеспечивать синхронный замер дебита скважин.

### Список литературы

1. Бузинов С.Н. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов / С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин. – М.: Недра, 1984. – 270 с.
2. Coats K.H. Determination of Aquifer Influence Function from Field Data / K.H. Coats, L.A. Rapoport, J.R. McCord et al. // JPT / – Dec. 1964.
3. Программный комплекс Influx: руководство пользователя / отдел ПХГ ООО «ВНИИГАЗ». – М.: ВНИИГАЗ, 2002. – 69 с.
4. Bourdet D.P. A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis / D.P. Bourdet, T.M. Whittle, A.A. Douglas et al. // World Oil. – May 1983. – P. 95–106.
5. Von Schroeter T. Deconvolution of Well Test Data a Nonlinear Total Least Square Problem / T. Von Schroeter, F. Hollaender, A. Gringarten // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, LA, Sept. 30 – Oct. 3 2001.