

ИССЛЕДОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ ОБРАБОТКИ КРИВЫХ ПРИТОКА МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

В последние годы в практике геофизических исследований при освоении нефтяных скважин заметно увеличился объем информации, обрабатываемой как данные гидродинамических исследований (ГДИ) пластов. При освоении малодебитных скважин компрессором или свабом это, прежде всего данные метода кривых восстановления уровня (КВУ) после прекращения воздействия на пласт. С помощью автономных либо дистанционных манометров регистрируются кривые притока (КП) - кривые изменения давления на определенной глубине во времени при открытом устье скважины, когда изменение давления в основном определяется продолжающимся притоком жидкости из испытываемых пластов и подъемом уровня жидкости в стволе скважины. Кроме оценки дебита КП представляют интерес для зондирования пласта, т.е. для определения гидродинамических параметров пласта и призабойной зоны. Обработка данных ГДИ автоматизирована, в геофизических предприятиях используются различные отечественные и зарубежные компьютерные программы. Сравнительный анализ различных алгоритмов обработки данных ГДИ малодебитных скважин на практических материалах имеется в работе [1]. В данной работе для этого используются модельные КП, рассчитанные численно на основе следующей математической модели:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[\chi(r) r \frac{\partial p}{\partial r} \right]; \quad r_c < r < R_k, \quad t > 0 \quad (1)$$

$$p|_{t=0} = P_{nl} \quad (2)$$

$$p|_{r=r_c} = \varphi(t), \quad \text{для } t < t_e \quad (3)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = C \frac{\partial p}{\partial r}; \quad r = r_c, \quad \text{для } t > t_e \quad (4)$$

$$p(R_k, t) = P_{nl} \quad (5)$$

Здесь $C = 2\pi \sigma(r_c) r_c \frac{\rho g \cos \alpha}{S}; \quad \sigma = \frac{kh}{\mu}; \quad \chi = \frac{k}{\mu \beta^*};$

β^* - упругоёмкость пласта, 1/Па; σ - гидропроводность, м³/Пас; χ - пьезопроводность пласта, м²/с; ρ - плотность жидкости, кг/м³, предполагается постоянной; S - площадь поперечного сечения потока жидкости вблизи уровня, м²; α - угол отклонения ствола скважины от вертикали в интервале перемещения уровня; t_e - время воздействия на пласт, $\varphi(t)$ - изменение забойного давления при воздействии.

Согласно (1)-(5) рассматривается однофазная фильтрация в горизонтальном, неоднородном по простираию пласте, ограниченном круговым контуром питания. Граничное условие (3) задает известное изменение забойного давления, а (4) используется при расчете КП.

Задача решалась численно конечно-разностным методом на неравномерной по g сетке по чисто неявной схеме. Ниже, если специально не оговорено, предполагаются следующие значения принятых при расчетах параметров:

$$P_{nl} = 100 \text{ атм}, \quad P_0 = 20 \text{ атм}, \quad \sigma = 10 \text{ Дсм/сПз}, \quad S = 7,85 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2, \quad \rho = 1 \text{ г/см}^3, \quad h = 5 \text{ м},$$

$\beta^* = 2,25 \cdot 10^{-5} \text{ 1/атм}$, $R_k = 100 \text{ м}$, $r_c = 108 \text{ мм}$, $\alpha = 0$, $t_b = 1 \text{ час}$,

$$\varphi(t) = P_{nl} - (P_{nl} - P_0) \cdot \frac{t}{t_b}.$$

Для таких параметров стационарный коэффициент продуктивности пласта $K = 0,8 \text{ м}^3/\text{сут атм}$, коэффициент пьезопроводности $\chi = 0,09 \text{ м}^2/\text{с}$, $\chi/r_c^2 = 7,62 \text{ 1/с}$.

Полученные на основе решения (1) - (5) модельные кривые изменения давления совместно с расчетными дебитами обрабатывались методом линейной анаморфозы по нескольким широко используемым на практике алгоритмам [1].

1. **Модель жесткого пласта.** В приближении жесткого ($\chi \rightarrow \infty$) пласта (1) - (5) для постоянного S имеет простое аналитическое решение

$$p(r_c, t) = P_{nl} - (P_{nl} - P_1) \cdot \exp[-\beta \cdot (t - t_1)], \quad (6)$$

где $\beta = \frac{K \rho g \cos \alpha}{S}$, $K = 2\pi \sigma / \ln(\frac{R_k}{r_c})$ - коэффициент продуктивности пласта (для неод-

нородного по простиранию пласта и для несовершенной скважины, r_c - приведенный радиус скважины); P_1 - давление на забое в произвольный момент времени t_1 наблюдения КП. Формула (6), известная как формула Маскета или Яковлева (в пересчете на уровень жидкости в стволе скважины), применяется практически во всех системах автоматизированной обработки.

Поскольку дебит жидкости по КП вычисляется согласно (4) по формуле

$$Q(t) = \frac{S}{\rho g \cos \alpha} \cdot \frac{d p}{d t}, \quad (6')$$

формулу (6) можно представить еще в таком виде

$$Q = K(P_{nl} - p). \quad (7)$$

Согласно (7) линейная связь между дебитом Q и депрессией на пласт, справедливая для стационарной фильтрации с неизменным забойным давлением, используется для изменяющегося со временем забойного давления после остановки скважины. В модели жесткого пласта никак не учитывается история изменения забойного давления до регистрации КП: коэффициент продуктивности считается постоянным и дебит жидкости в данный момент после остановки скважины зависит лишь от текущего значения забойного давления.

Согласно (6) и (7) линеаризующими КП для этой модели координатами являются:

$$1) \quad y = \ln \frac{P_{nl} - P_1}{P_{nl} - p(t)}, \quad x = t - t_1 \quad (8)$$

$$2) \quad y = Q, \quad x = p(t). \quad (9)$$

Для оценки влияния сжимаемости пласта сравним кривые притока по (6) и индикаторные кривые по (7) с рассчитанными численно по (1)-(5).

На рисунке 1 представлены расчетные КП и дебит для трех ситуаций:

- после мгновенного снижения забойного давления с $P_{пл}$ до P_0 (кр.1);
- после линейного снижения забойного давления в течение часа с $P_{пл}$ до P_0 (кр.2);
- после длительной эксплуатации с постоянным забойным давлением P_0 (с дебитом $Q = 64 \text{ м}^3/\text{сут}$).

Из сравнения кривых видна зависимость КП от предыстории изменения забойного давления, т.е. от способа и длительности воздействия на пласт в процессе освоения скважины.

На рисунке 2 приведены так называемые индикаторные кривые - зависимость текущего дебита после остановки скважины от забойного давления. Видно, что влияние сжимаемости пласта приводит к нарушению линейной связи (7). Для наглядности приведена индикаторная линия для жесткого пласта (кривая 4). Конечно, для каждой из кривых 1-3 можно выделить прямолинейный участок и по нему оценить значение пластового давления и продуктивности. При этом видно, если это будет начальный участок КП, то зна-

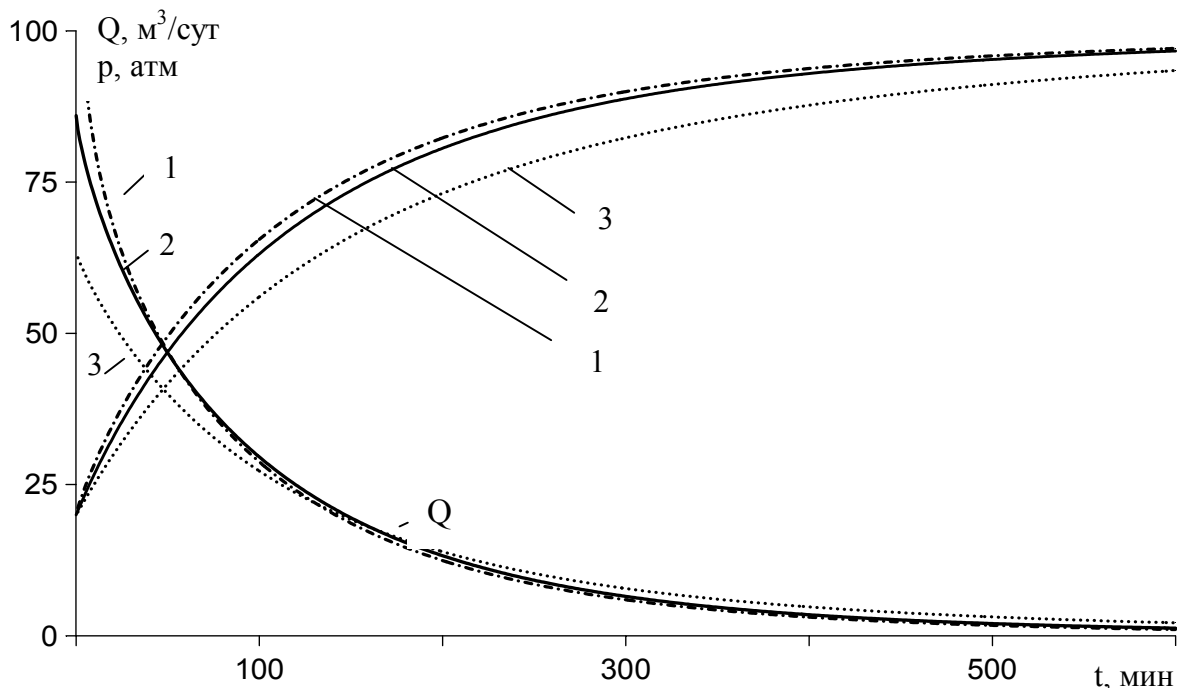


Рис.1. Модельные кривые изменения давления (p) и дебита (Q).
 1- после мгновенного снижения давления, 2 - после линейного снижения давления в течение одного часа, 3 - после длительной эксплуатации.

чение пластового давления будет ниже, а коэффициент продуктивности будет завышенным. На практике для малодебитных скважин чаще реализуется именно этот случай. Так, если для обработки выбрать участок с 40 до 70 атмосфер получим следующие значения, которые сведены в таблицу 1.

Таблица 1

	Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/\text{сут атм}$	Пластовое давление, атм
кривая 1 (после мгновенного снижения давления)	1.17	90
кривая 2 (после линейного снижения давления)	1.05	92
кривая 3 (после длительной эксплуатации)	0.84	89

Другой способ определения продуктивности по КП на основе модели жесткого пласта основан на использовании линеаризующих координат (9). При известном пластовом давлении КП в этих координатах должна аппроксимироваться прямой линией с угловым коэффициентом, равным β . На рисунке 3 для кривых 1-3 из рисунка 1 представлен результат такой анаморфозы. Видно, что преобразованные кривые не прямолинейны, следовательно, при линейной аппроксимации точек какого-либо интервала, дадут различные значения β . Например, обработав участки с 300 до 500 минут, имеем (вместо заданного $\beta = 0,0069$ 1/мин, $K = 0,8$ $\text{м}^3/\text{сут атм}$):

- для кривой 1 $\beta = 0,0045$ 1/мин, следовательно, $K = 0,52$ $\text{м}^3/\text{сут атм}$;
- для кривой 2 $\beta = 0,0043$ 1/мин, $K = 0,49$ $\text{м}^3/\text{сут атм}$;
- для кривой 3 $\beta = 0,0035$ 1/мин, $K = 0,4$ $\text{м}^3/\text{сут атм}$.

Выбор для линейной аппроксимации начальных участков кривых дал бы завышенные значения β .

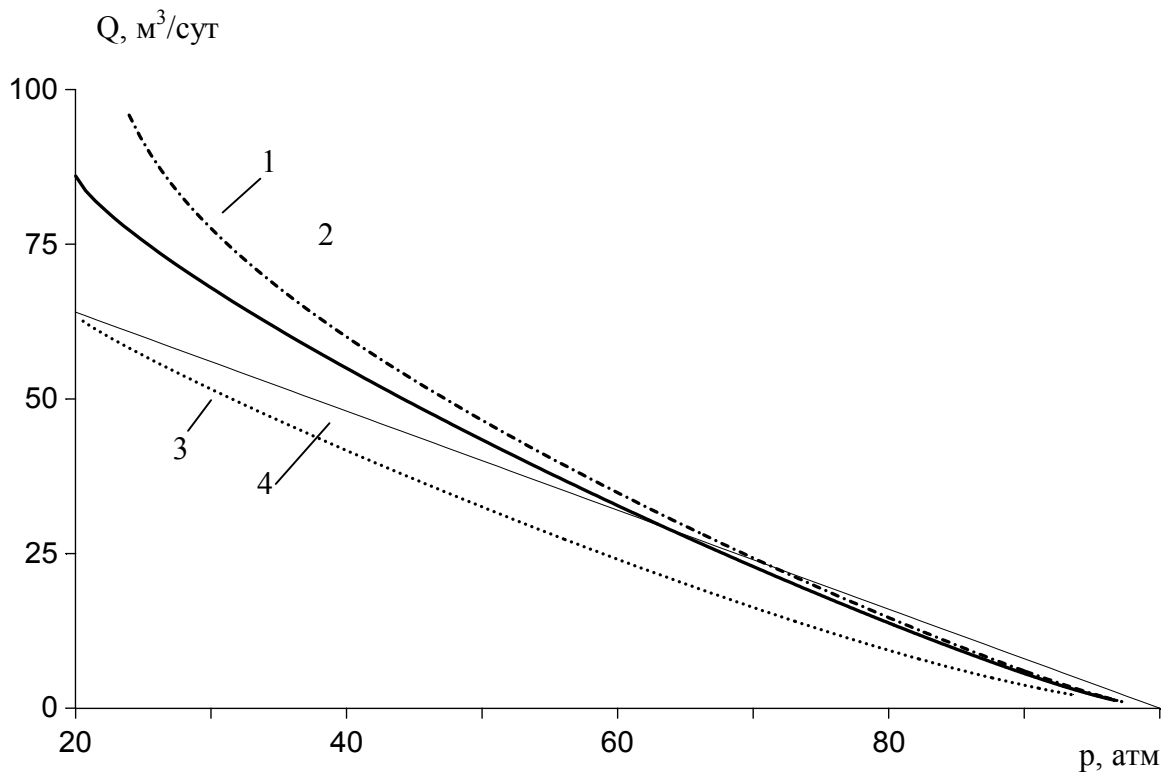


Рис.2. Зависимость дебита от забойного давления (индикаторные кривые).
 1,2,3 - как на рис.1, кривая4 - для жесткого пласта.

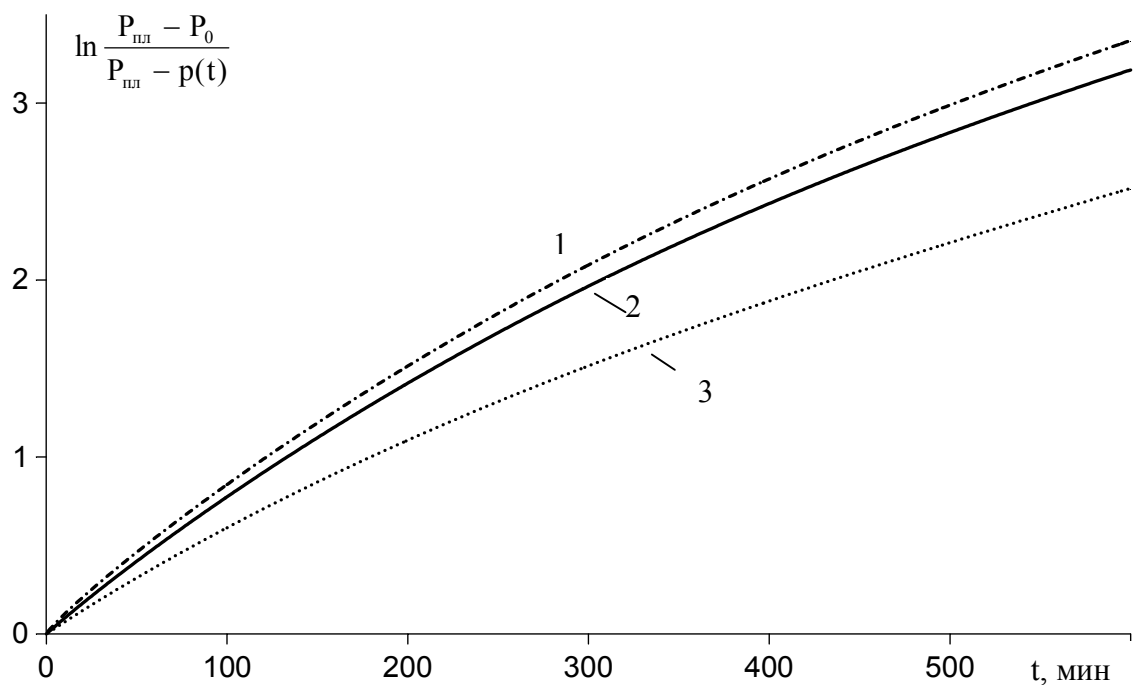


Рис.3. Линеаризация кривых притока по формуле Маскета.
 1- после мгновенного снижения уровня, 2 -после линейного снижения давления в течение часа, 3 - после остановки со стационарного режима.

2. Обобщенный дифференциальный метод (ОДМ). Этот метод обработки данных ГДИ известен как метод Мясникова [1], в методических руководствах по испытанию пластов трубными пластоиспытателями как метод УфНИИ.

Линеаризующими координатами для этого метода являются

$$Y(t) = \frac{p(r, t) - P_0}{Q_0 - Q(t)}, \quad f(t) = \frac{1}{Q_0 - Q(t)} \cdot \int_0^{t-\Delta t} \frac{Q_0 - Q(\tau)}{t - \tau} d\tau \quad (10)$$

Здесь Q_0 и P_0 - дебит и забойное давление стационарного режима скважины до начала опыта, для первоначально невозмущенного пласта $Q_0 = 0$ и $P_0 = P_{пл}$. Поскольку Y и f согласно этому методу связаны линейно

$$Y(t) = \frac{1}{4\pi\sigma} \cdot \left[\ln \frac{2,25 \chi \Delta t}{r^2} + f(t) \right], \quad (11)$$

после анаморфозы данных ГДИ по (10) можно найти гидропроводность пласта σ и отношение пьезопроводности пласта к квадрату радиуса скважины χ/r^2 . Для обработки данных ГДИ этим методом должны быть известны кривая изменения забойного давления $p(t)$ и дебита $Q(t)$.

3. Операционный метод (метод Баренблатта Г.И. и др.[2, 3]).

В основе метода лежит приближенное решение в пространстве изображений Лапласа задачи о поле давления в неограниченном однородном пласте для заданного переменного дебита на стенке скважины $Q(t)$.

$$\psi(r_c, t_0) = \frac{W(r_c, t_0)}{F(t_0)} = \frac{1}{4\pi\sigma} \left(\ln \frac{\chi}{r_c^2} + \ln t_0 \right) \quad (12)$$

Поскольку время наблюдения ограничено $t < T$, функции F и W (преобразование Лапласа для функций изменения дебита и забойного давления) вычисляются по формулам:

$$F(t_0) = \int_0^T [Q_0 - Q(t)] \cdot e^{-t/t_0} dt \quad W(r, t_0) = \int_0^T [p(r, t) - P_0] \cdot e^{-t/t_0} dt,$$

а параметр преобразования t_0 предлагают брать из интервала от $T/20$ до $T/6$. Смысл Q_0 и P_0 тот же, что для ОДМ.

Для обработки методом линейной анаморфозы данные ГДИ согласно (12) после вычисления необходимых интегралов надо перестроить в координатах

$$y = \psi(r_c, t_0), \quad x = \ln(t_0), \quad (13)$$

тогда коэффициенты аппроксимирующей линейный участок прямой позволят вычислить те же параметры, что и метод ОДМ.

На рисунке 4 представлены результаты обработки модельных кривых (рис.1) этим методом. Видно, что данные ГДИ, полученные тремя различными способами, в линеаризующих координатах операционного метода действительно можно описать одной прямой

$$\psi(r_c, t_0) = 7.97 \cdot 10^8 \ln(t_0, c) + 1.79 \cdot 10^9$$

Сравнивая с формулой (12), получаем, что гидропроводность $\sigma = 9.99$ Дсм/сПз и $\chi/r_c^2 = .45$ 1/с (вместо заданных 10 и 7.62 соответственно).

При обработке данных ГДИ особый интерес представляет выявление неоднородностей пласта. На рисунке 5 представлены результаты обработки данных ГДИ неоднородного пласта операционным методом. На модели (1) - (5) были рассчитаны кривые изменения давления и дебита для пласта с кольцевой неоднородностью. Гидропроводность пласта равна 10 Дсм/сПз, гидропроводность призабойной зоны с радиусом $5r_c$ варьировалась от 1 до 50 Дсм/сПз. Из рисунка видно, что линеаризованные данные практически параллельны, угол наклона определяется гидропроводностью пласта.

Как и отмечалось в работе [3], выход кривой $\psi(r_c, t_0)$ на прямолинейную асимптоту для малых радиусов загрязненной зоны происходит при малых значениях t_0 , что не позволяет определить значение гидропроводности ближней зоны.

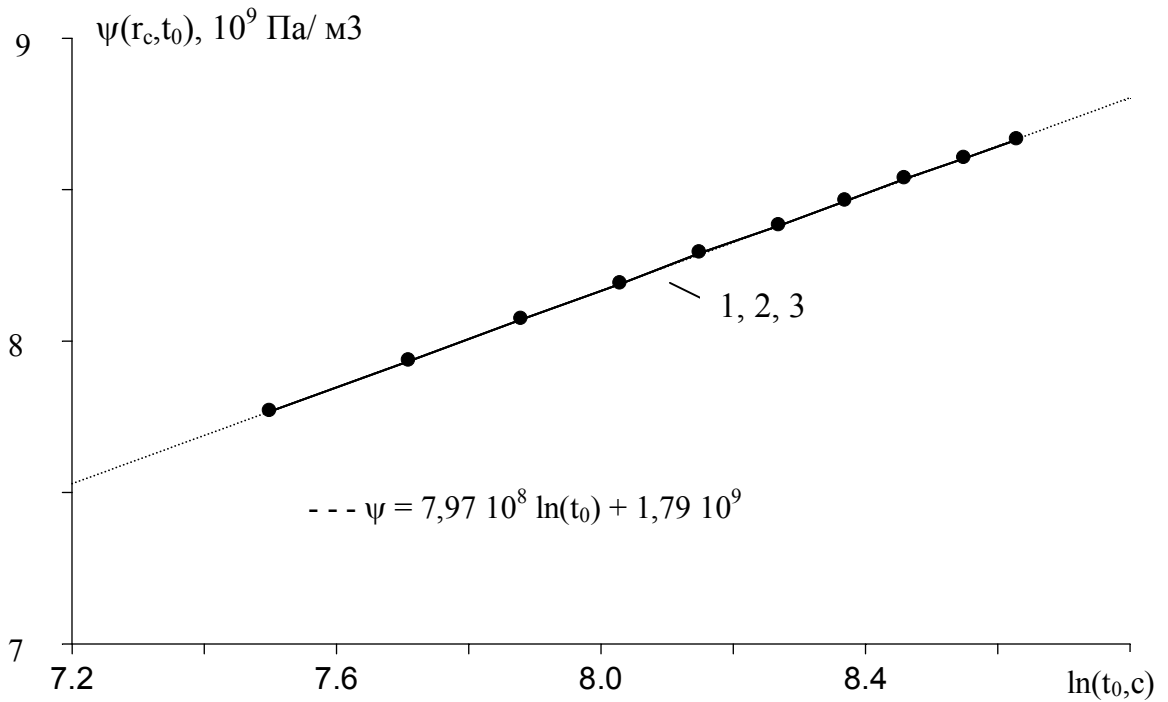


Рис. 4. Результат обработки кривых изменения давления и дебита (рис.1) в линеаризующих координатах операционного метода (Баренблатт Г.И. и др.). 1 - мгновенное снижение уровня, 2 - линейное снижение давления в течение часа, 3 - после длительной работы скважины в стационарном режиме.

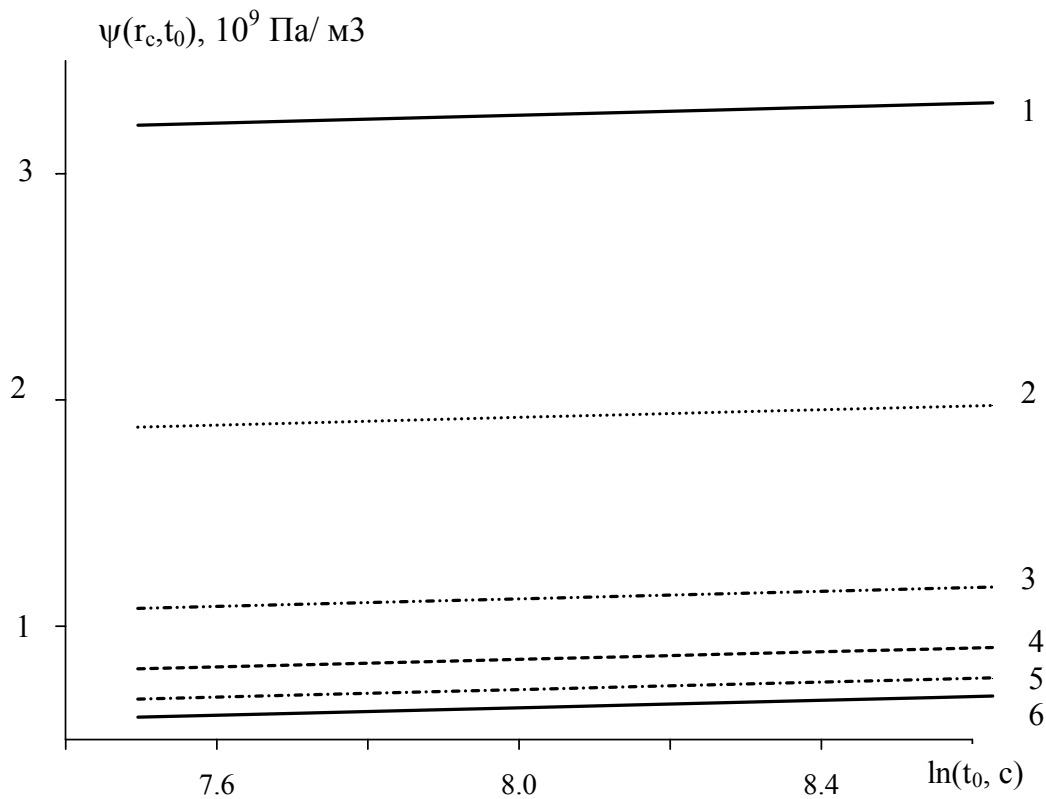


Рис.5. Линейная анаморфоза по Баренблатту Г.И. данных ГДИ неоднородного пласта. $\sigma_{пл} = 10 \text{ Д см/сПз}$, $r_n = 5 r_c$. Шифр кривых - гидропроводность ближней зоны, Д см/сПз: 1 - 1, 2 - 2, 3 - 5, 4 - 10, 5 - 20, 6 - 50.

По свободному члену аппроксимирующей прямой можно определить приведенный радиус скважины и скин-фактор.

Результаты обработки сведены в таблицу 2.

Таблица 2

№ кривой	σ_2 , Д см/сПз вычисл.	Прив. радиус, мм		скин-фактор	
		заданный	вычисл.	заданн.	вычисл.
1	9.2	$5.5 \cdot 10^{-5}$	10^{-4}	14.48	14
2	9.4	0.17	0.18	6.44	6.4
3	9.56	21.6	19	1.61	1.74
4	9.6	108	93.1	0	0.15
5	9.6	240	207	-0.8	-0.65
6	9.63	388	335	-1.28	-1.13

4. **Обработка неполных данных.** По результатам пп.2, 3 обработки полных данных об изменении дебита и забойного давления за весь период освоения скважины можно сделать вывод о возможности применения операционного метода и ОДМ для определения гидродинамических параметров. При этом в обоих методах вместе с данными об изменении давления используются и данные об изменении дебита. Поскольку на практике при исследовании малодобитных скважин это не всегда реализуется, представляет интерес обработка этими методами неполных данных, когда полностью или частично отсутствуют данные по предыстории до регистрации кривой притока. Предположим, что дебит жидкости из пласта не измерялся, его вычисляли по формуле (6') по КП, т.е. по кривой изменения давления после остановки скважины. При этом относительно недостающей информации можно сделать следующие предположения:

- 1) кривая притока зарегистрирована после мгновенного снижения забойного давления с $P_{пл}$ до P_0 ;
- 2) скважина до остановки на регистрацию КП работала в стационарном режиме с забойным давлением P_0 и дебитом Q_0 (эти значения определяются по КП в момент остановки);
- 3) до остановки скважины регистрировалось забойное давление (предыстория изменения давления известна), дебит в этот период был постоянным и равным среднему дебиту, рассчитанному по известному отобранному объему жидкости;
- 4) известна предыстория изменения забойного давления, а дебит до остановки скважины был прямо пропорционален текущей депрессии на пласт.

На рис.6 представлены результаты обработки операционным методом модельной кривой притока 2 из рис.1 (КП после линейного снижения давления в течение часа с $P_{пл}=100$ атм до $P_0 = 20$ атм). Из рисунка видно, что худшие результаты дает предположение 3): замена предыстории дебита средним значением при снижении давления. В остальных случаях перестроенные по формулам (13) данные можно аппроксимировать прямой. Результаты обработки параметров аппроксимирующих прямых представлены в таблице3.

Таблица3

Вариант обработки	Гидропроводность, Д см/сПз	χ / r_c^2 , 1/с
(полные данные), кр.1	9.99	9.45
предположение1, кр.2	20.5	$6.8 \cdot 10^5$
--/-- 2, кр.4	9.7	0.5
--/-- 3, кр.3	4.7	$5 \cdot 10^{-10}$
--/-- 4, кр.5	12.4	1.97

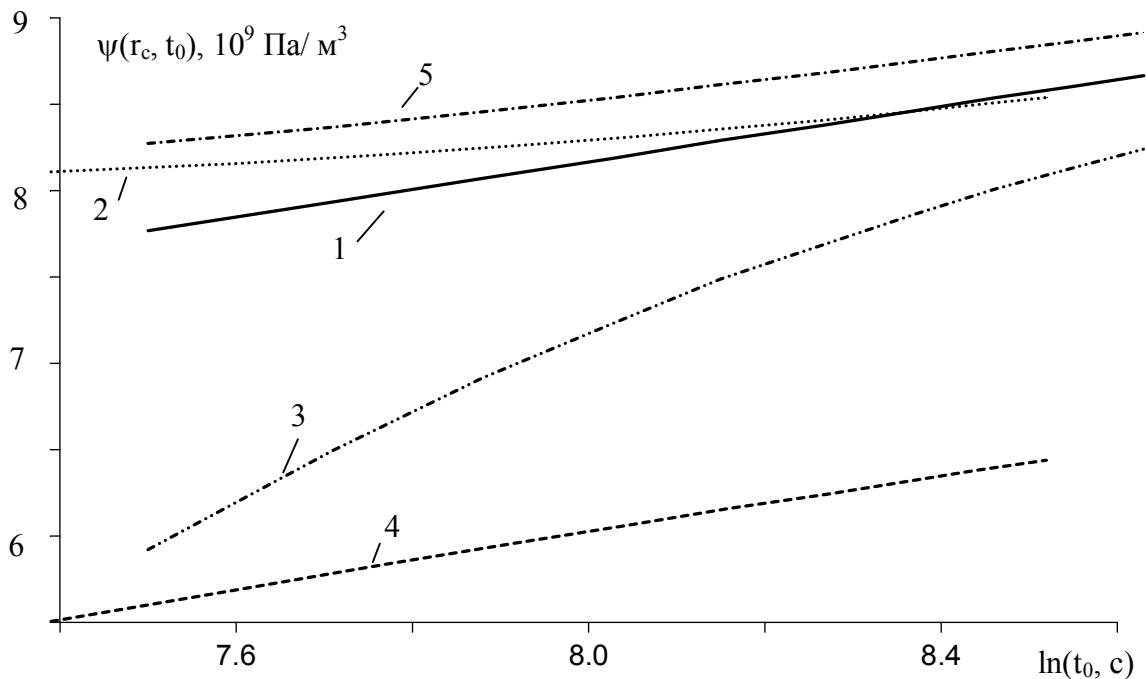


Рис. 6. Обработка модельной кривой притока, "зарегистрированной" после линейного снижения давления в течение одного часа.
 1- с учетом предыстории изменения давления и дебита,
 2- без учета предыстории, как после мгновенного снижения давления в скважине,
 3- предполагается, что скважина до остановки работала в течение часа с постоянным дебитом, равным среднему дебиту при снижении давления,
 4- предполагается, что скважина до остановки работала с постоянным дебитом в стационарном режиме,
 5- считается, что дебит скважины при снижении давления был пропорционален депрессии на пласт.

Из рассмотренных вариантов обработки при отсутствии данных о дебитах наиболее подходящими являются второй и четвертый. Параметр χ/r_c^2 для всех вариантов обработки неполных данных вычисляется с большой погрешностью. Аналогичные выводы сделаны по результатам обработки неполных данных и методом ОДМ.

Дальнейшие исследования вариантов обработки неполных данных показали, что:

- при обработке неполных данных ГДИ неоднородного пласта операционным методом по второму варианту удовлетворительные значения гидропроводности пласта получаются только для отрицательных скин - факторов. Для загрязненной призабойной зоны, хотя преобразованные данные и линеаризуются, но вычисленные по ним значения гидропроводности и параметра χ/r_c^2 заметно отличаются от заданных;
- на результаты обработки вторым методом влияет так же темп изменения забойного давления после остановки скважины. Темп изменения давления для метода КВУ при прочих равных условиях зависит от параметров ствола скважины (S, ρ, α);
- удовлетворительные результаты по гидропроводности пласта и параметру χ/r_c^2 для неоднородного пласта получились при обработке операционным методом и методом ОДМ неполных данных ГДИ по четвертому варианту, когда неизмеренные дебиты при воздействии на пласт до регистрации кривой притока заменялись вычисленными.

5. Выводы.

1. При обработке данных гидродинамических исследований методом КВУ малодебитных скважин по алгоритмам модели жесткого пласта можно получить приближенные оценки пластового давления и коэффициента продуктивности. Обычно при этом получа-

ются заниженное значение пластового давления и завышенное значение продуктивности пласта, они должны носить лишь оценочный характер. Модель жесткого пласта не позволяет определить отдельно параметры пласта и призабойной зоны.

2. Есть методы обработки данных КВУ, позволяющие определить гидропроводность пласта и оценить состояние призабойной зоны через скин-фактор. Среди методов линейной анаморфозы это операционный метод Баренблатта и обобщенный дифференциальный метод Мясникова. Для их корректного использования необходим учет всей истории изменения дебита и забойного давления в скважине.

3. Исследования на модельных данных ГДИ показали, что при отсутствии измеренных данных о дебите, для периодов восстановления давления дебит можно вычислять по кривой притока, а для периодов снижения давления - считать пропорциональным депрессии на пласт.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хасан Акрам, Вольпин С.Г., Мясников Ю.А. и др. Исследования малодебитных скважин в России. - Нефтегазовое обозрение, весна 1999.

2. Баренблатт Г.И., Борисов Ю.П., Каменецкий С.Г. и др. Об определении параметров нефтеносного пласта по данным о восстановлении давления в остановленных скважинах. - Изв. АН СССР, ОТН, № 11, 1957.

3. Баренблатт Г.И., Максимов В.А. О влиянии неоднородностей на определение параметров нефтеносного пласта по данным нестационарного притока жидкости к скважинам. - Изв. АН СССР, ОТН, № 7, 1958.