



УДК 532.546

ВЛИЯНИЕ СКИН-ЭФФЕКТА НА КРИВЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЗМЕРОВ ЗОНЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПЛАСТА ВОКРУГ СКВАЖИНЫ

EFFECT OF SKIN EFFECT ON CURVE CHANGES OF PRESSURE AND DETERMINATION OF SIZES OF THE PLANT POLLUTION ZONE AROUND THE WELL

Дари Кори Винсент

магистрант горно-нефтяного факультета, кафедра разработки и эксплуатации газовых, газо- и нефтеконденсатных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет
Kori120dari@gmail.com

Харин Александр Юрьевич

кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых, газо- и нефтеконденсатных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Аннотация. В рамках статьи проведен анализ влияния скин-эффекта на кривые изменения давления и определение размеров зоны загрязнения пласта вокруг скважины. Статья посвящена определению скин-эффекта и его влияние на кривые изменения давления.

Ключевые слова: скин-эффект, зоны загрязнения, интерпретация результатов, гидродинамические исследования, скважина, проницаемость, трещины, продуктивность, дебиты нефти и газа, месторождение.

Dari Cori Vincent

Master's student at the mining and oil faculty, Department of gas development and operation, gas and oil condensate fields, Ufa State Oil Technical University
Kori120dari@gmail.com

Kharin Alexander Yurievich

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Department of Gas Engineering and Operation, gas and oil condensate fields, Ufa State Oil Technical University

Annotation. The article analyzes the influence of the skin effect on pressure change curves and the size of the contaminated formation around the well. The article is devoted to the definition of the skin effect and its effect on pressure change curves.

Keywords: skin effect, contaminated areas, interpretation of results, hydrodynamic studies, well, permeability, cracks, productivity, oil and gas flow rates, field.

Встречающиеся на практике пласты лишь в первом приближении можно считать однородными. Как правило, в пределах участка пласта, примыкающего к стволу скважины, фильтрационные характеристики продуктивного пласта изменяются в период строительства, эксплуатации или ремонта скважины.

Наличие зон ухудшенной или улучшенной проводимости влияет на график восстановления и падения давления. Знание коллекторских свойств в окрестности скважины позволяет установить необходимость проведения обработки призабойной зоны, выработать соответствующую технологию и оценить эффективность проведенной обработки.

В работах Г.И. Баренблатта и др. [2, 3] рассматривался пласт с кольцевой призабойной зоной с пониженной, вследствие различного рода загрязнений, проницаемостью (рис. 1). В ней исследовалось влияние размеров призабойной зоны на оценку коэффициента проницаемости k_s . Было установлено, что чем больше отличается проницаемость призабойной зоны k_s от проницаемости внешней зоны пласта k_e , тем сильнее отклоняется начальный участок КВД от положения, соответствующего однородной проницаемости пласта.

Если проницаемость призабойной зоны k_s меньше проницаемости внешней зоны k_e , то начальный участок КВД располагается под прямой, соответствующей проницаемости однородного пласта. Если проницаемость k_s больше проницаемости k_e , то начальный участок располагается над ней (рис. 2).

Дополнительной информацией о пласте, которую дают кривые восстановления давления, является оценка состояния ПЗП или скин-эффекта. Количественно влияние скин-эффекта на изменение давления в скважине определяется выражением [1]:

$$\Delta p(t) = \frac{Q\mu}{4\pi k_r H} \left(\ln \frac{2.25\chi t}{r_c^2} + 2S \right),$$

где S – величина скин-эффекта, χ – коэффициент пьезопроводности.

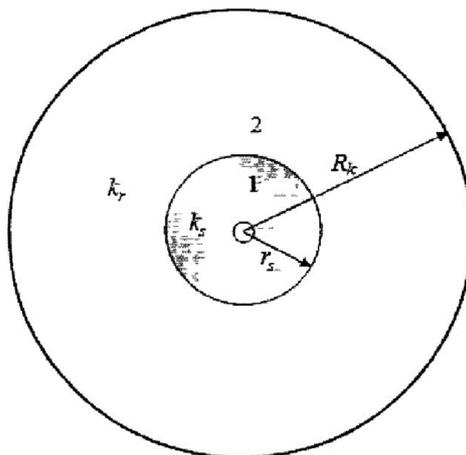


Рисунок 1 – Модель кругового зонально-неоднородного пласта:
 1 – призабойная зона; 2 – удаленная зона; r_s – радиус призабойной зоны; R_k – радиус контура питания;
 k_s – проницаемость призабойной зоны; k_r – проницаемость удаленной зоны

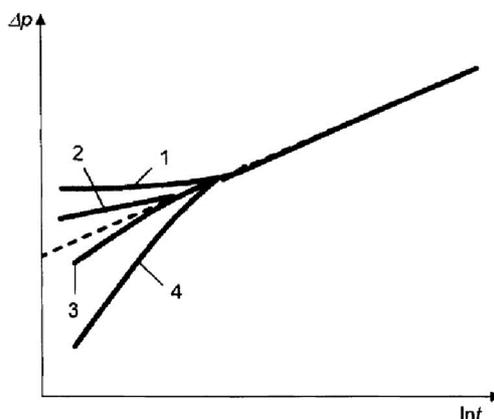


Рисунок 2 – Влияние призабойной зоны на КВД:
 1 – $k_s = 5 \cdot k_r$; 2 – $k_s = 2 \cdot k_r$; 3 – $k_s = 0,5 \cdot k_r$; 4 – $k_s = 0,2 \cdot k_r$

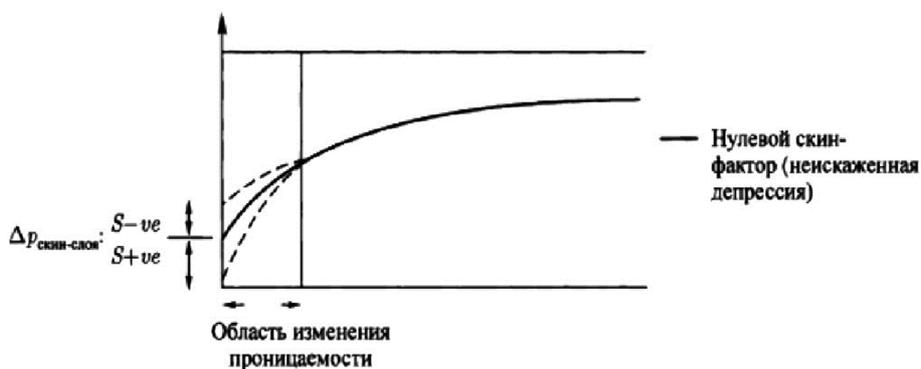


Рисунок 3 – График падения давления в призабойной зоне вследствие изменения ее проницаемости

Несовершенство скважин и изменение проницаемости в ПЗП сказываются только на начальных участках кривых восстановления давления – при значениях времен $t \gg 1$ ч скин-эффект на дальнейший ход кривых не влияет. Поэтому, решая предыдущее уравнение относительно S и полагая $t = 1 \text{ ч} = 3600 \text{ с}$, получаем выражение для определения величины скин-эффекта [79]:

$$S = 1,15 \left(\frac{\Delta P_{3600}}{t} - \lg \frac{\chi}{r_s^2} - 3,908 \right),$$

где ΔP_{3600} – изменение давления на забое скважины через 1 час после ее остановки; i – угол наклона кривой, построенной в десятичных логарифмах:

$$i = \frac{2,3Q\mu}{4\pi k_r H}$$



В 1956 г. M.F. Hawkins предложил формулу для расчета скин-эффекта:

$$S = \left(\frac{k_r}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_c}$$

Величина S положительна, если проницаемость призабойной зоны меньше проницаемости внешней зоны и отрицательна в противном случае.

Для количественной оценки ухудшения свойств ПЗП используют понятие «скин-фактор» и определяют фактический радиус загрязненной зоны пласта. Скин-фактор (S) представляет собой часть общей депрессии на пласт, которая расходуется на преодоление дополнительных фильтрационных сопротивлений в зоне с ухудшенными свойствами пласта. Определение скин-фактора (его знака и значения) позволяет решить практические задачи:

- оценить состояние ПЗП скважины в любой момент ее эксплуатации;
- ранжировать фонд скважин и выделять те из них, которые имеют ухудшенное состояние ПЗП;
- планировать ГТМ, направленных на улучшение состояния ПЗП, увеличение дебитов скважин (установление очередности проведения операций ГТМ, выбор скважины и технологии проведения ГТМ);
- судить об эффективности ГТМ по значениям скин-фактора, определенным до и после проведения ГТМ.

Скин-фактор определяют по формуле:

$$S \approx 1,151 \cdot \left[\frac{P_k - P_c}{B} - \lg T - \lg \frac{\chi}{r_c^2} + 3,23 \right],$$

где T – общее время работы скважины с постоянным дебитом до ее остановки перед снятием КВД.

Радиус загрязненной зоны определяют по формуле:

$$r_{\text{загр}} = \sqrt{4 \cdot \chi \cdot \theta_{\text{загр}}}$$

где $\theta_{\text{загр}}$ – время распространения давления в границах загрязненной зоны:

$$\theta_{\text{загр}} = \frac{T}{10^{c(t)-1}}$$

где $c(t)$ – координата проекции прямолинейного участка графика на ось абсцисс, перестроенного в координатах « $P_c(t) - \lg \frac{T+t}{t}$ » (рис. 4).

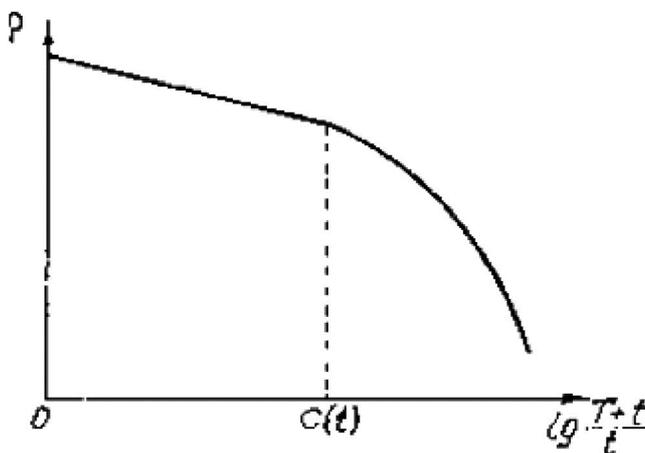


Рисунок 4 – Кривая восстановления давления, перестроенная в координатах « $P_c(t) \lg \frac{T+t}{t}$ »

Исходные данные:

Однородный поровый (гранулярный) пласт проницаемостью $0,64 \text{ мкм}^2$, пористостью $m = 0,22$, начальной водонасыщенностью – $0,42$, через который одновременно фильтруются нефть и пластовая вода. Толщина пласта $h = 10 \text{ м}$, депрессия $\Delta P = 5 \text{ МПа}$, репрессия – 12 МПа .

Скважина гидродинамически совершенная по степени вскрытия. Эксплуатационная колонна диаметром $D = 0,146 \text{ м}$, диаметр перфорационных отверстий $d = 9 \text{ мм}$, количество отверстий $n = 16 \text{ отв/м}$, радиус контура питания $R_k = 250 \text{ м}$, $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$, $T = 10 \text{ ч}$. Результаты исследования скважины на неустановившемся режиме приведены в таблице 1.



Таблица 1 – Результаты исследования скважины со снятием кривой восстановления

t, с	ΔP, МПа	lgt	$\lg \frac{T+t}{t}$	t, с	ΔP, МПа	lgt	$\lg \frac{T+t}{t}$
60	0,21	1,778	4,93652	3600	2,85	3,556	3,15866
120	0,45	2,079	4,63549	5400	2,95	3,732	2,98272
180	0,67	2,255	4,45941	7200	2,99	3,857	2,85794
300	1,10	2,477	4,23757	10800	3,02	4,033	2,68215
600	1,80	2,778	3,93656	14400	3,05	4,158	2,55751
1200	2,35	3,079	3,63558	18000	3,07	4,255	2,4609
1800	2,55	3,255	3,45954	25200	3,10	4,401	2,31537
2700	2,75	3,431	3,28353	36000	3,15	4,556	2,16137

Кривая восстановления давления приведена на рисунке 5, кривая восстановления давления, перестроенная в координатах $P_c(t) - \lg \frac{T+t}{t}$ приведена на рисунке 6.

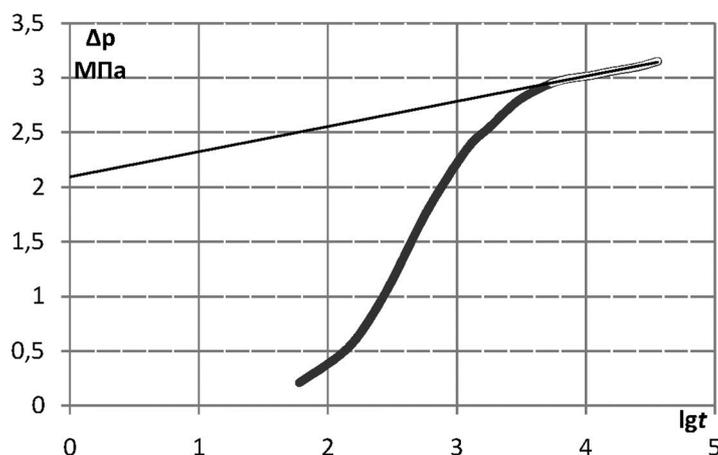


Рисунок 5 – Кривая восстановления давления на забое скважины

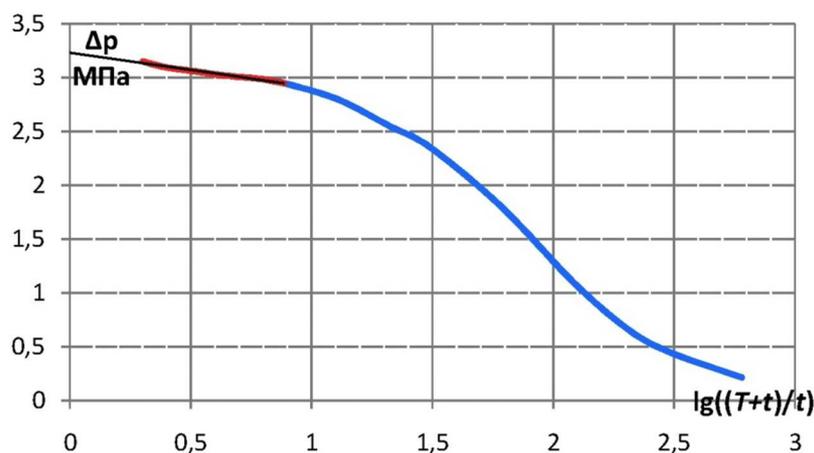


Рисунок 6 – Кривая восстановления давления на забое скважины перестроенная в координатах $P_c(t) - \lg \frac{T+t}{t}$

Таблица 2 – Результаты решения задачи по определению размеров зоны загрязнения пласта вокруг скважины

Параметры	значения
Время распространения давления, $\theta_{загр}$, с	21,2
Радиус загрязненной зоны, $r_{загр}$, м	43,1
Скин-фактор, S	-1,85



По результатам расчетов можно сделать следующие выводы:

- 1) ПЗП загрязнена не существенно;
- 2) скин-фактор отрицателен, что говорит о недавно проведенной обработке призабойной зоны пласта;
- 3) приведенный радиус скважины меньше радиуса по долоту;
- 4) фактическая продуктивность меньше потенциальной.

Литература:

1. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений / Р.С. Хисамов [и др.]. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 1999. – 227 с.
2. Баренблатт Г.И., Ентов В.И., Рьжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. – М. : Недра, 1972. – 286 с.
3. Баренблатт Г.И., Максимов В.А. О влиянии неоднородностей на определение параметров нефтяного пласта по данным нестационарного притока жидкости к скважинам // Известия АН СССР, ОТН, Механика и машиностроение. – 1958. – № 7. – С. 852–864.
4. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. – Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. – 736 с.
5. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М. : Недра, 1983. – 510 с.
6. Басниев В.А., Кочина И.Н. Подземная гидромеханика. – М. : Недра, 1993.
7. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М. : Недра, 2004. – 269 с.
8. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти : учебное пособие для техникумов. – М. : Недра, 1989. – 245 с.

References:

1. Hydrodynamic studies of wells and methods of processing of measurement results / R.S. Khisamov [et al.]. – М. : JSC «VNIOENG», 1999. – 227 с.
2. Barenblatt G.I., Entov V.I., Ryzhik V.M. The theory of non-stationary liquid and gas filtration. – М. : Nedra, 1972. – 286 с.
3. Barenblatt G.I. Maksimov V.A. On the influence of inhomogeneities on the determination of the oil reservoir parameters according to the data of the unsteady liquid inflow to the wells (in Russian) // Izvestia of the USSR Academy of Sciences, OTN, Mechanics and Machine Building. – 1958. – № 7. – С. 852–864.
4. Shchelkachev V.N., Lapuk B.B., Underground hydraulics. – Izhevsk : Research Center «Regular and chaotic dynamics», 2001. – 736 с.
5. Shchurov V.I. Technology and technique of oil production. – М. : Nedra, 1983. – 510 с.
6. Basniev V.A., Kochina I.N. Underground hydromechanics. – М. : Nedra, 1993.
7. Buzinov S.N., Umrikhin I.D. Investigation of the oil and gas wells and reservoirs. – М. : Nedra, 2004. – 269 с.
8. Mischenko I.T. Calculations in the oil production : a manual for the technical schools. – М. : Nedra, 1989. – 245 с.