

Особенности определения гидродинамических параметров в добывающих скважинах с переливом после восстановления уровня

ПОНОМАРЕВА Марина Викторовна, к.т.н., доцент, mv_ponomareva18@mail.ru,
 НАО «Карагандинский технический университет имени Абылкаса Сагинова», Казахстан, Караганда,
 пр. Н. Назарбаева, 56.

Аннотация. Обоснованы способы оценки гидродинамических параметров призабойной зоны пласта (пластового давления, коэффициента продуктивности, гидропроводности, пьезопроводности) при освоении и испытании скважин в нестандартных условиях (перелив после восстановления уровня). Рассмотрены теоретические аспекты метода Хорнера и его модификаций для псевдоустановившегося режима (восстановление при закрытом стволе) и метода Маскета-Яковлева, в основе которого лежит допущение о бесконечной величине коэффициента пьезопроводности (модель жесткого пласта, восстановление при открытом устье). Представлены результаты экспериментальной апробации оптимальной методики гидродинамических исследований при выборе временного диапазона, зависимости восстановления давления в скважине от времени, для проведения обработки результатов исследований, при освоении скважин компрессором или свабом, в случае достижения в процессе восстановления уровня устья скважины и последующего перелива. Построены зависимости забойного давления и давления на компрессоре от времени, а также индикаторная диаграмма по результатам исследования скважины нефтегазового месторождения Кумколь, проанализирована взаимосвязь между дебитом скважины и забойным давлением.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, гидропроводность, пластовое давление, индикаторная кривая, перелив, упругий пласт, метод Хорнера, уравнение Маскета-Яковлева.

Введение

Используемые при изучении изменения давления и расхода в скважине жидких составляющих методы гидродинамики приобретают важность и актуальность. Возможность осуществлять зондирование пластов и участков скважины при забое, с определением их гидро- и пьезопроводности, а также оценивать способность скважины по добыче углеводородов позволяет управлять процессами разработки продуктивных залежей.

Актуальность работы определяется необходимостью определения гидродинамических параметров при освоении и испытании скважин в колонне в нестандартных условиях.

Целью и задачами исследований являются рассмотрение теоретических аспектов и экспериментальная апробация оптимальной методики выбора временного диапазона зависимости восстановления давления в скважине, при компрессировании или свабировании, в случае достижения в процессе восстановления уровня устья скважины и последующего перелива.

Методы. Рассмотрены теоретические основы методов Хорнера (восстановление при закрытом стволе) и Маскета-Яковлева (восстановление при открытом устье) [1].

Объектом исследования является зависимость изменения давления в добывающей скважине № 2258 нефтегазового месторождения Кумколь, после проведения работ по компрессированию или прекращению отбора жидкости в работающей скважине, иначе кривой изменения давления (КИД).

Результаты исследований

Распределение давления $p(r, t)$ по простиранию (r) и времени (t) вблизи добывающей или нагнетательной скважины при произвольном изменении во времени дебита (расхода) $Q(t)$ описывается следующим выражением [2]:

$$P_1 - p(r, t) = \frac{1}{4\pi\sigma} \int_0^t Q(\tau) \frac{e^{-\frac{r^2}{4\chi(t-\tau)}}}{t-\tau} d\tau, \quad (1)$$

где $p|_{r \rightarrow \infty} = P_1$, $p|_{t=0} = P_1$; σ – коэффициент гидропроводности;

χ – коэффициент пьезопроводности.

Используя (1), можно определить изменение давления в пласте после прекращения притока жидкости в скважину, проработавшую с постоянным дебитом $Q = \text{const}$ в течение времени T . При $Q(\tau) = Q$ и $t > T$ в формула (1) примет вид.

$$P_1 - p(r, t) = \frac{Q}{4\pi\sigma} \int_0^T \frac{e^{-\frac{r^2}{4\chi(t-\tau)}}}{t-\tau} d\tau = \frac{Q}{4\pi\sigma} \left\{ E_i\left(-\frac{r^2}{4\chi(t-\tau)}\right) - E_i\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right) \right\}, \quad (2)$$

где $E_i(x) = \int_{-\infty}^x (e^y/y) \cdot dy$ – функция, представляемая в виде ряда

$$-E_i(-x) = -\ln x - 0.5772 + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n+1}}{nn!}. \quad (3)$$

Данный ряд показывает сходимость при значениях x от 0 до ∞ . При изменении x от 0 до ∞ функция $-E_i(-x)$ убывает от ∞ до 0. При низких значениях x суммой ряда пренебрегают, тогда $-E_i(-x) \approx -\ln x - 0.5772$ [2]. Относительная погрешность такой замены: $<0.25\%$ для $x \leq 0.01$; $<1\%$ для $x \leq 0.03$; $<5.7\%$ для $x \leq 0.1$.

Перейдя к времени, отсчитываемому с момента прекращения отбора ($\theta = t - T$), получим соотношение, известное как формула Хорнера [3]:

$$p(r, t) \approx P_1 - \frac{Q}{4\pi\sigma} \ln \frac{\theta + T}{\theta} \approx P_1 - 0.1832 \frac{Q}{\sigma} \log_{10} \frac{\theta + T}{\theta}. \quad (4)$$

Формула Хорнера используется для обработки КВД в скважине, проработавшей с постоянным дебитом (расходом) в течение времени T . Для этого массив КВД переформатируется в новых координатах $\left(p, \log_{10} \frac{\theta + T}{\theta}\right)$, после чего выделяется конечный прямолинейный участок с самым большим временем восстановления, который аппроксимируется линейной регрессией $p = a - bx$. В соответствии с (4) значение пластового давления $P_{пл}$ соответствует отсечке данной прямой на оси давлений, а угловой коэффициент (тангенс угла наклона к оси абсцисс линейной регрессии) $b = 0.1832Q/\sigma$. Отсюда гидропроводность пласта $\sigma = 0.1832Q/b$. При известных значениях вязкости пластового флюида μ , упругоэластичности β^* и мощности пласта h можно также рассчитать его проницаемость $K = \sigma\mu/h$ и пьезопроводность $\chi = K/(\mu\beta^*)$.

При выводе формулы Хорнера дебит скважины до остановки предполагался постоянным. Для переменного дебита до остановки скважины используется алгоритм, основанный на аппроксимации такого дебита в интервале $[0, T]$ кусочно-постоянной функцией $q_i(t_{i-1} < t < t_i)$. В этом случае выражение (1) после подстановки разложения (4) и преобразований примет следующий вид:

$$p(r, t) = P_1 - \frac{1}{4\pi\sigma} \sum_{i=1}^n q_i \ln \frac{t - t_{i-1}}{t - t_i}. \quad (5)$$

При использовании данной методики замеренная кривая изменения дебита разбивается на n частей, таким образом, что моментам времени t_i соответствует значение дебита q_i . Участок КВД, соответствующий временам $t > t_n$, пе-

рестраивается в линеаризующих координатах $\left(y = p, x = \sum_{i=1}^n q_i \ln \frac{t - t_{i-1}}{t - t_i}\right)$. По конечному прямолинейному участку проводится аппроксимирующая прямая и по параметрам этой прямой вычисляются пластовое давление и гидропроводность, а также проницаемость пласта.

КИД, записанная при закрытом устье скважины, может содержать участок чистой КВД, которая обрабатывается по методике обработки КВД. КИД, записанная после снижения уровня флюида, соответствует КВУ и обрабатывается по соответствующему логарифму.

При описании процессов в остановленной малодебитной скважине в случае медленно изменяющегося во времени забойного давления может быть использована модель жесткого пласта ($\chi \rightarrow \infty$), для которой справедливо следующее соотношение (формула Маскета-Яковлева):

$$p(r, t) = P_{пл} - (P_{пл} - P) \cdot e^{-\beta(t-t_1)}. \quad (6)$$

Здесь $\beta = K \cdot \gamma \cdot \cos \alpha / S$; $K = \frac{2\pi\sigma}{\ln(R_k/r_c)}$ – коэффициент продуктивности; R_k и r_c – соответственно, радиус контура питания и приведенный радиус скважины; γ – средний удельный вес поднимающейся по стволу скважины жидкости; α – угол отклонения ствола скважины от вертикали; S – площадь зоны течения флюида; P_1 – давление на забое в произвольный момент времени t_1 . Дебит жидкости пропорционален производной давления по времени $Q(t) = \frac{K}{\beta} \cdot \frac{dp}{dt}$. Тогда формулу Маскета-Яковлева можно представить в следующем виде [4]:

$$Q = K \cdot \Delta P, \quad (7)$$

где $\Delta P = P_{пл} - p_{заб}$ – депрессия на пласт.

На основе формул (6) и (7) разработано несколько алгоритмов обработки кривых притока в приближении модели жесткого пласта.

При использовании в качестве линеаризующих координат

$$Y = \ln \frac{P_{пл} - P(t)}{P_{пл} - P_1}, \quad X = x - t_1, \quad (8)$$

исходная кривая притока перестраивается в координатах x, y , выбирается прямолинейный участок, по точкам которого проводится аппроксимирующая прямая. Угловой коэффициент линейной регрессии представляет собой параметр β . Откуда по формуле $K = S \cdot \beta / \gamma$ вычисляется коэффициент продуктивности пласта.

Метод индикаторной кривой заключается в следующем: строится зависимость рассчитанного по кривой притока дебита Q от забойного давления p , визуально выделяется линейный участок для аппроксимации линейной регрессией $Y = a - bX$, путем выравнивания методом наименьших квадратов определяются коэффициенты a и b . Пластовое давление $P_{пл} = a$, коэффициент про-

дуктивности $K=1/b$.

При проведении исследований (режим восстановления забойного давления) в скважине 2258 месторождения Кумколь выполнен замер КИД. На рисунках 1-3 приведены результаты измерений и расчетов.

Рассчитанные гидродинамические параметры:

Эффективная мощность, м 1.2
Средняя плотность флюида по стволу, г/см³ 1.0

Пластовое давление, ат 39.9

Коэффициент продуктивности, м³/((сут·ат) 2.9

В данном случае после окончания компресирования почти весь участок КИД является КВУ. Иногда (в частности при исследованиях на скважине 2258 месторождения Кумколь) в процессе восстановления забойного давления условный уровень достигает устья. Дальнейшие измерения проводятся при закрытом (согласно

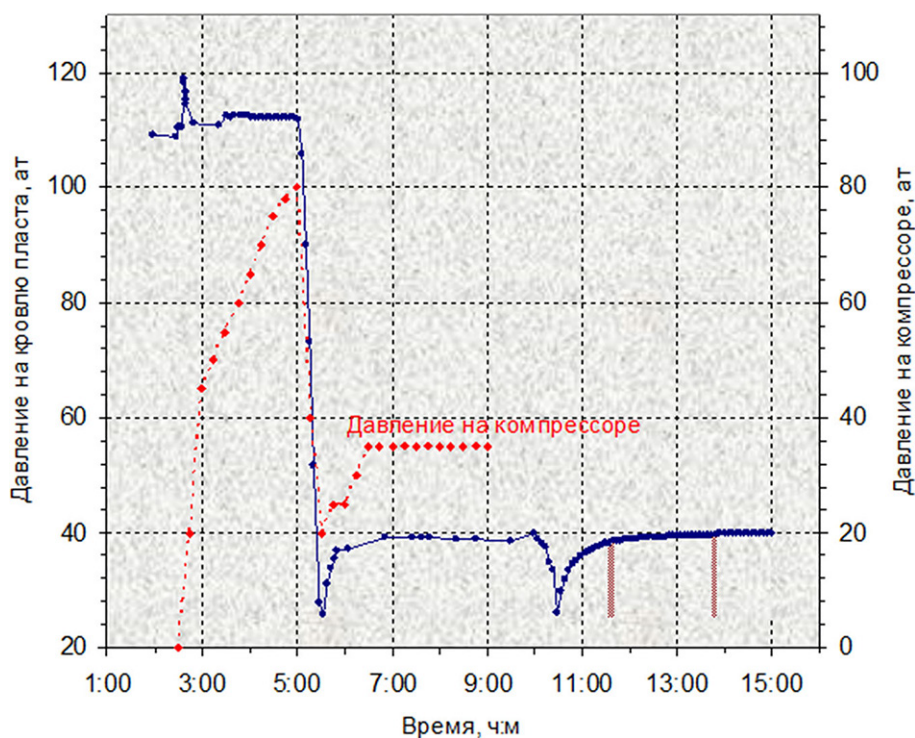


Рисунок 1 – Зависимость забойного давления и давления на компрессоре от времени

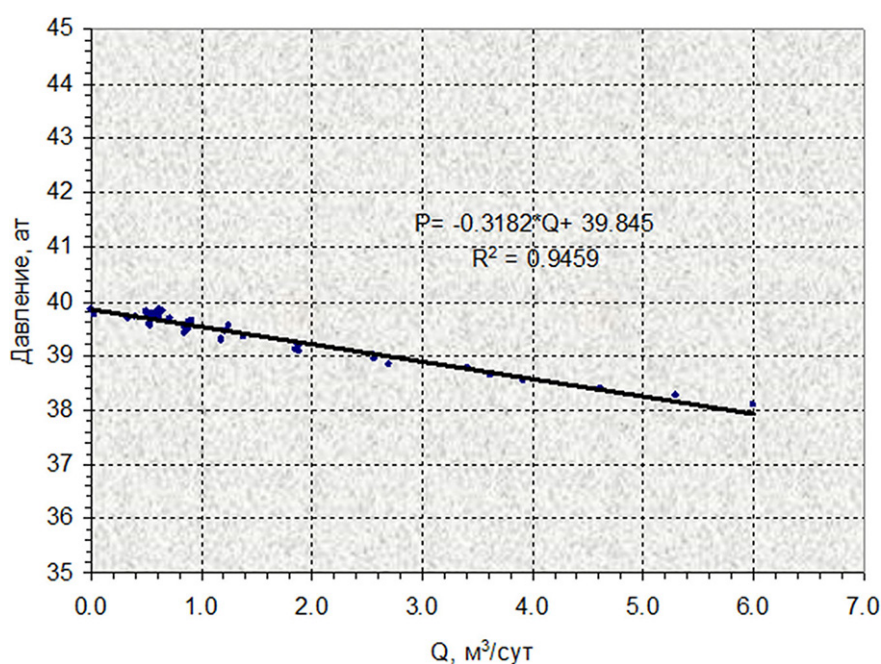


Рисунок 2 – Взаимосвязь между дебитом и забойным давлением

регламенту) устье скважины, а соответствующий фрагмент КИД условно называется участком КВД.

Этот участок не имеет практического значения, так как:

а) обработка всей кривой по методике КВУ

приводит к значительной погрешности из-за влияния именно этого участка;

б) градиент давления на этом участке недостаточен для корректной обработки по методике Хорнера.

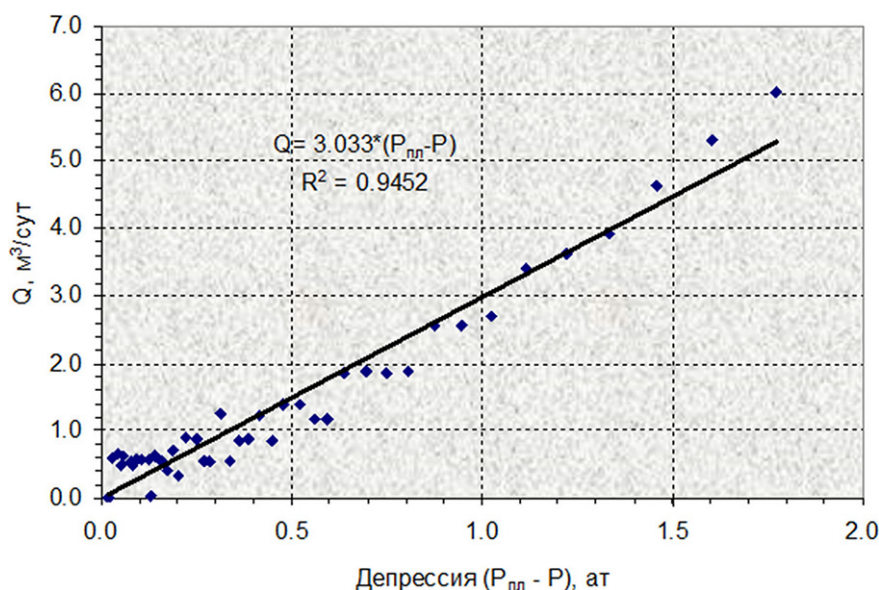


Рисунок 3 – Индикаторная кривая

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пономарева М.В. Гидродинамические исследования при компрессорном освоении скважин: Монография. Караганда: Изд-во КарГТУ, 2019. 115 с.
2. Определение гидродинамических параметров пластов-коллекторов Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна / Р.К. Мадиева [и др.] // Вестник ВКГТУ им. Д. Серикбаева. Усть-Каменогорск, 2018. Вып. 3. С. 27-32.
3. Курочкин В. И., и др. Теоретические основы и анализ гидродинамических исследований скважин. Москва-Ижевск: Изд-во Институт компьютерных исследований, 2015. 372 с.
4. Кременецкий М.И., и др. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. М.: Изд-во МАКС Пресс, 2008. 476 с.

Өндіруші ұңғымалардағы деңгейді құю арқылы қалпына келтіру күйінде гидродинамикалық параметрлердің ерекшеліктерін анықтау

ПОНОМАРЕВА Марина Викторовна, т.ғ.к., доцент, mv_ponomareva18@mail.ru,
«Әбілқас Сағынов атындағы Қарағанды техникалық университеті» КеАҚ, Қазақстан, Қарағанды,
Н. Назарбаев даңғылы, 56.

Аңдатпа. Мақалада ұңғымаларды стандартты емес жағдайларда (деңгейді қалпына келтіргеннен кейін толып кету) игеру және сынау кезінде қабаттың кенжар жанындағы аумақтың гидродинамикалық параметрлерін (қабат қысымы, өнімділік коэффициенті, гидроөткізгіштік, пьезоэлектрлік өткізгіштік) бағалау әдістері негізделеді. Хорнер әдісінің теориялық аспектілері және оның псевдотұрақтылық күйге арналған модификациялары (жабық оқпан жағдайында қалпына келтіру) және пьезоөткізгіштік коэффициентінің шексіз мәнін қабылдауға негізделген Маскет-Яковлев әдісі (ашық сағасы жағдайында қалпына келтіру, қатты қабат үлгісі) қарастырылады. Гидродинамикалық зерттеулердің оңтайлы әдісінің тәжірибелік апробациясының нәтижелері уақыт диапазонын таңдау кезінде, ұңғымадағы қысымның қалпына келу уақытына тәуелділігі, зерттеулер нәтижелерін өңдеу үшін, компрессормен немесе свабпен ұңғымаларды игеру кезінде, егер ұңғыма сағасының деңгейіне қалпына келтіру және кейінгі толып кету процесінде жетеді. Түтік қысымы мен компрессор қысымының уақытқа тәуелділіктері құрастырылды, сонымен қатар Құмкөл мұнай-газ кен орнындағы ұңғыманы зерттеу нәтижелері бойынша индикаторлық диаграмма құрылды, ұңғыманың дебиті мен түп қысымы арасындағы байланыс талданды.

Кілт сөздер: гидродинамикалық зерттеулер, гидроөткізгіштік, қабат қысымы, индикаторлық қисық, перелив, серпінді қабат, Хорнер әдісі, Маскет-Яковлев теңдігі.

Features of Determining Hydrodynamic Parameters in Production Wells with Overflow after Level Recovery

PONOMAREVA Marina, Cand. of Tech. Sci., Docent, mv_ponomareva18@mail.ru,
NPJSC «Abylkas Saginov Karaganda Technical University», Kazakhstan, Karaganda, N. Nazarbayev Avenue, 56.

Abstract. The article deals with methods of assessing the hydrodynamic parameters of the bottomhole formation zone (reservoir pressure, productivity factor, hydraulic conductivity, piezoelectric conductivity) when developing and testing the wells in non-standard conditions (overflow after the level recovery). Theoretical aspects of the Horner method and its modifications for the pseudo-steady state (closed-hole recovery) and the Masket-Yakovlev method that is based on the assumption of an infinite value of the piezoconductivity coefficient (rigid reservoir model, open-hole recovery) are considered. The results of experimental approbation of the optimal method of hydrodynamic studies are presented when selecting the time range, the dependence of the pressure recovery in the well on time, for processing the results of the studies when developing wells with a compressor or swab, if the wellhead level is reached in the process of recovery and subsequent overflow. The bottomhole pressure and compressor pressure dependences on time have been built, as well as an indicator diagram based on the results of studying a well in the Kumkol oil and gas field, and the relationship between the well flow rate and bottomhole pressure has been analyzed.

Keywords: hydrodynamic studies, hydraulic conductivity, reservoir pressure, indicator dia-gram, overflow, elastic reservoir, Horner method, Masket-Yakovlev equation.

REFERENCES

1. Ponomareva M.V. (2019). Hydrodynamic studies during compressor development of wells: Monograph. Karaganda: Publishing House of KSTU. 115 p.
2. Determining hydrodynamic parameters of reservoirs of the South Torgai oil and gas basin (2018) / R.K. Madisheva [et al.] // Bulletin of EKSTU n.a. D. Serikbayev. Ust-Kamenogorsk. Issue. 3. Pp. 27-32.
3. Kurochkin V.I., et al. (2015). Theoretical foundations and analysis of hydrodynamic studies of wells. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Re-search. 372 p.
4. Kremenetsky M.I., et al. (2008). Hydrodynamic and field-technological studies of wells. Moscow: Publishing House MAKS Press. 476 p.