

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО

ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТОДОМ ГДИС С НЕУСТАНОВИВШЕЙСЯ ФИЛЬТРАЦИЕЙ ЖИДКОСТИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ — МЕТОД ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ

В.С. Колбиков, О.Н. Данильченко

Научно-технический центр Роснефть
ул. Красная, 54, Краснодар, Россия, 350000

Метод ГДИС со снятием кривой восстановления забойного давления $P(t)$ относится к числу важнейших методов промысловых исследований скважин и пластов при изучении продуктивной характеристики нефтяных месторождений на этапе всей истории их разработки.

В настоящей статье разработаны новые методические основы, существенно расширяющие достоверную оценку основных гидродинамических и фильтрационных параметров дренируемых пластовых систем месторождений.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, фильтрационные параметры, залежь, коллектор.

Метод гидродинамического исследования скважин (ГДИС) при неустановившихся процессах фильтрации со снятием $P(t)$ на забое скважин относится к числу старейших, широко распространенных методов промысловых исследований добывающих и нагнетательных скважин.

Соответствующая графическая обработка кривой $P(t)$ и последующий анализ графических зависимостей позволяют определить комплекс гидродинамических и фильтрационных характеристик коллекторов призабойной зоны и области дренирования исследуемой скважины.

Методики анализа показателей ГДИС- $P(t)$ начали создаваться многими отечественными и зарубежными исследователями сравнительно давно — с начала 1950-х гг. [1—7].

На практике ведение промысловых исследований скважин методом $P(t)$ и обработка показателей исследований осуществлялись с использованием действующих отраслевых инструкции и методических руководств.

Во всех публикациях и официальных документах принята единая правильная математическая основа, описывающая процессы упругого режима пластовых систем и насыщающих их жидкостей, и предложены, практически, универсальные методы обработки кривых $P(t)$. Однако во всех случаях рекомендуемые методики ограничивались исследованиями (оценками) только части ряда основных фильтрационных характеристик коллекторов — их гидропроводности, проницаемости, Skin-фактора призабойной зоны и, в редких случаях, текущего пластового давления на контуре питания зон дренирования скважин.

В настоящей статье разработаны новые дополнительные методические основы, существенно расширяющие достоверную оценку основных гидродинамических и фильтрационных параметров дренируемых пластовых систем залежей нефти.

В основе графоаналитической обработке кривых $P(t)$, как известно, лежит базовое уравнение, описывающее неустановившийся режим фильтрации жидкости в пластовых средах [8]:

$$\Delta P(t) = \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,246\chi t}{r_{гс}^2}, \quad (1)$$

где $\Delta P(t)$ — темп восстановления забойного давления после закрытия скважины как функции времени t ; q — дебит скважины перед снятием кривой $P(t)$; t — продолжительность снятия кривой $P(t)$, χ — коэффициент пьезопроводности продуктивного пласта, характеризующий темп перераспределения давления в пласте в условиях упругого режима:

$$\chi = \frac{k}{\mu\beta^*} = \frac{k}{\mu(m\beta_{ж} + \beta_c)},$$

где $\frac{k}{\mu}$ — коэффициент проводимости продуктивного пласта, β^* — коэффициент упругости пласта и насыщающей его жидкости.

Принимаем обозначения параметров базового уравнения (1):

$$\frac{2,303q\mu}{4\pi kh} = m;$$

$$\frac{2,303q\mu}{4\pi kh} \lg \frac{2,246\chi}{r_{гс}^2} = m \lg \frac{2,246\chi}{r_{гс}^2} = A.$$

Тогда уравнение (1) примет вид

$$\Delta P(t) = A + m \lg t.$$

Как известно, количественное определение значений m и A осуществляется с использованием графика зависимости $P(t) = f(\lg t)$ (рис. 1).

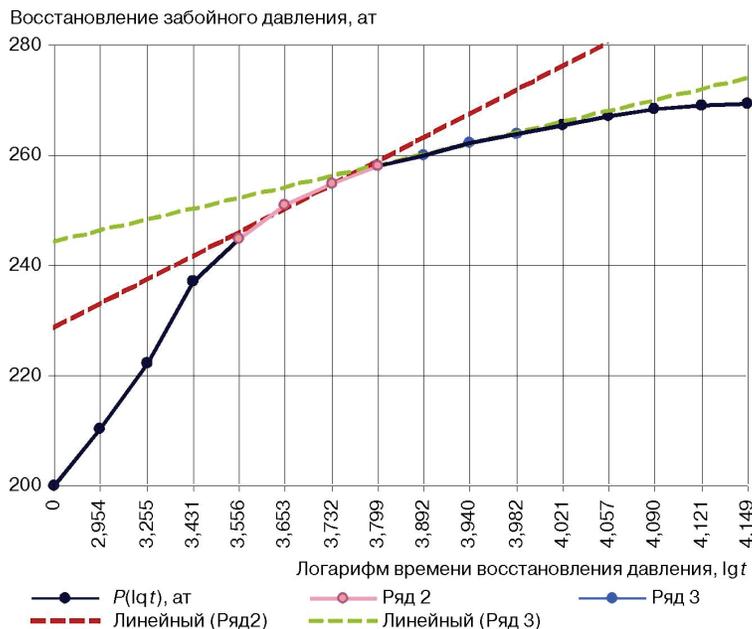


Рис. 1. Кривая восстановления давления на забое остановленной скважины в полулогарифмических координатах — $P(t) = f(\lg t)$, сек.

Показатель m характеризует важнейшие фильтрационные параметры продуктивных коллекторов, таких как гидропроводность $\left(\frac{kh}{\mu}\right)$, проводимость $\left(\frac{k}{\mu}\right)$ и проницаемость (k). Количественно m соответствует тангенсу наклона прямолинейного участка кривой $P(t)$ на этапе влияния динамики изменения упругоэластичности области дренирования данной скважины (зеленый пунктир):

$$m = \operatorname{tg} \alpha = \frac{2,303q\mu}{4\pi kh}. \quad (2)$$

Тогда гидропроводность коллекторов области дренирования (за пределом призабойной зоны) будет равна

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{2,303}{4\pi} \cdot \frac{q}{m} = 0,1834 \frac{q}{m}. \quad (3)$$

При известных параметрах h и μ определяются коэффициенты проводимости и проницаемости.

Показатель A характеризует степень гидродинамического несовершенства исследуемой скважины, т.е. характер и степень вскрытия продуктивного пласта. Количественно A определяется как разность интерполированного значения прямолинейного участка (см. рис. 1) на ось давления и величины забойного давления перед снятием кривой $P(t)$. Показатель A используется для определения гидродинамически совершенного радиуса скважины.

Закономерность изменения кривой в координатах $P(t) = f(\lg t)$ в интервале времени от начала записи $P(t)$ до начала выхода на прямолинейный участок, характеризующий гидропроводность коллекторов области дренирования, связана с запасом упругоэластичности объемов собственно скважинной системы и ее приза-

бойной зоны. И в этой области (см. рис. 1) также путем интерполяции участка кривой на ось давлений (см. рис. 1) определяется параметр A^* :

$$A^* = m \lg \frac{2,246\chi}{r^2}, \quad (4)$$

где r — радиус эксплуатационной колонны в обсаженной скважине или долота при открытом стволе скважины.

Отношение коэффициентов A и A^* равно

$$\frac{A}{A^*} = \lg \frac{r^2}{r_{гс}^2}. \quad (5)$$

Равенство (5) позволяет определить радиус гидравлически совершенной скважины:

$$\lg r_{гс} = \lg r - \frac{A}{2A^*}.$$

Как следствие, определяется широко используемый параметр призабойной зоны — Skin-фактор:

$$\text{Skin-фактор} = \lg \frac{r}{r_{гс}} = 0,5 \frac{A}{A^*}. \quad (6)$$

При известном значении коэффициента m и Skin-фактора, т.е. дополнительного фильтрационного сопротивления коллекторов призабойной зоны, определяется давление, поглощаемое этим фактором:

$$\Delta \Delta P_S = \frac{m \text{Skin}}{1,152} = m \frac{A}{A^*}. \quad (7)$$

Текущее пластовое давление на контуре питания (области дренирования) данной скважины P_k может оцениваться путем экстраполяции кривой $P(t)$, если ее характер восстановления близок к квазиустановившемуся состоянию, или путем использования методики Хорнера, как $P = f[\lg(t/T + t)]$ [3]. Достаточно точно и сравнительно просто P_k определяется при исследовании скважин методом установившихся отборов.

При известных значениях P_k , P_c и ΔP_S открывается возможность оценки продуктивности не только скважины, как отношение $\frac{q}{(P_k - P_c)} = \frac{q}{\Delta P}$, но и продуктивности дренируемых природных коллекторов как отношение

$$\eta_k = \frac{q}{(P_k - P_c) - \Delta P_S} = \frac{q}{\Delta P - \Delta P_S}, \quad (8)$$

где η_k — продуктивность природных коллекторов области дренирования; q — дебит скважины перед снятием $P(t)$; P_k — текущее пластовое давление на контуре питания (области дренирования); P_c — забойное давление перед снятием $P(t)$; ΔP_S — давление, поглощаемое Skin-фактором; ΔP — депрессия перед снятием $P(t)$.

Приведенный радиус круговой области дренирования данной скважины R_k может быть приближенно оценен с использованием широко известного уравнения плоскорадиального притока флюида к скважине (Дюпюи) или параметра Фурье.

Параметр Фурье — «безразмерное время» при исследовании процессов упругого режима [1] равен

$$F_k = \frac{\chi \cdot t}{R_k^2}.$$

Преобразуя это равенство по отношению к R_k , получим

$$R_k = \sqrt{1/F \cdot 10^{-4} \chi \cdot t + r_{гс}^2} \quad (9)$$

или приближенно

$$R_k \approx \sqrt{19 \cdot 10^{-4} \chi \cdot t}. \quad (10)$$

Приведем пример графоаналитического исследования кривой $P(t)$, снятой в скважине с оценкой комплекса фильтрационных характеристик залежи нефти.

Исходные данные примера:

- кривая восстановления забойного давления в скважине снималась около четырех часов;
- на рис. 2 приведен график восстановления давления;
- установившийся дебит скважины (по нефти) — $30 \text{ м}^3/\text{сут}$ или в пластовых условиях — $39 \text{ м}^3/\text{сут} = 451,2 \text{ см}^3/\text{сек}$;
- динамическая вязкость пластовой нефти — $1,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$;
- средняя эффективная нефтенасыщенная толщина области дренирования равна 20 м ;
- радиус скважины (эксплуатационной колонны) — $7,6 \text{ см}$;
- график $P(t)$ в полулогарифмической зависимости приведен по тексту на рис. 1.

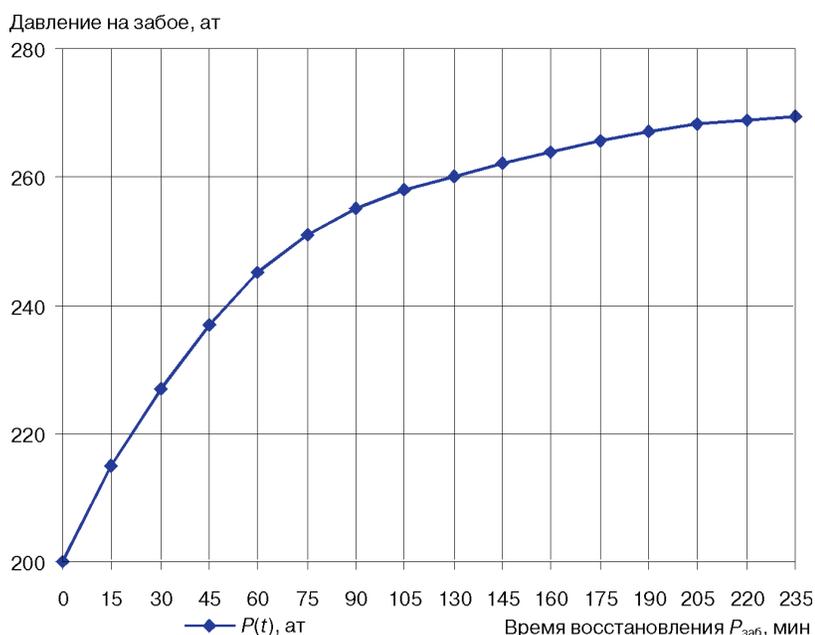


Рис. 2. Кривая восстановления давления на забое остановленной скважины — $P(t) = f(t)$

Порядок анализа результатов исследований скважины и расчетные фильтрационные параметры и гидродинамические показатели приведены в табл. 1.

Таблица 1

**Расчетные фильтрационные параметры и гидродинамические показатели
по данным анализа кривой $P(t)$**

Параметры и показатели	Обозначение	Расчетная формула по тексту	Вспомогательные данные	Количественные значения
Гидропроводность коллекторов области дренирования, $\text{мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{мПа} \cdot \text{с}$	kh/μ	(3)	$14,5^\circ$ $m = 0,259$	319,5
Проницаемость коллекторов, мкм^2	k	(3)	—	0,240
Проводимость коллекторов, $\text{мкм}^2 / \text{мПа} \cdot \text{с}$	k/μ	(3)	—	0,160
Гидродинамически совершенный радиус скважины, см	$r_{гс}$	(5)	$A^* = 23$ ат $A = 45$ ат	0,80
Skin-фактор	Skin	(6)	$r = 7,6$ см	1,0
Давление, поглощаемое Skin-фактором, ат	ΔP_s	(7)	—	0,51
Давление на контуре питания скважины, ат	P_k	по $P(t)$	—	270,0
Депрессия на пласт перед снятием $P(t)$, ат	ΔP	—	$P_c = 200$ ат	70,0
Продуктивность скважины, $\text{м}^3 / \text{сут} / \text{ат}$	$\eta_{скв}$	—	$q = 30$ $\text{м}^3 / \text{сут}$	0,429
Продуктивность коллекторов области дренирования, $\text{м}^3 / \text{сут} / \text{ат}$	η_k	(8)	$\Delta P_s = 0,5$ ат $q = 39$ $\text{м}^3 / \text{сут}$	0,518
Привед. радиус области дренирования, м	R_k	(9)	$\chi = 25\,000$ $\text{см}^2 / \text{сек}$ $t = 5$ лет	865

Таким образом, ГДИС с применением метода неустановившейся фильтрации упругой жидкости в упругом продуктивном пласте позволяет получить ценнейшую информацию о гидродинамических показателях дренирования продуктивных пластов залежи, фильтрационных свойствах природных коллекторов и степень нарушения коллекторов призабойной зоны скважины при ее строительстве и эксплуатации.

Предлагаемая к практическому использованию методика анализа кривых $P(t)$ позволяет определять следующие параметры и показатели скважинных систем и продуктивных пластов:

— гидропроводность продуктивных коллекторов $\frac{kh}{\mu}$ в области дренирования исследуемой скважины;

— проницаемость продуктивных коллекторов k в области дренирования исследуемой скважины (за пределом призабойной зоны),

— коэффициент подвижности пластовой нефти $\frac{k}{\mu_n}$ в продуктивном коллекторе;

— радиус гидродинамически совершенной скважины $r_{гс}$;

— Skin-фактор, характеризующий степень нарушения (позитивного или негативного) фильтрационных свойств коллекторов призабойной зоны скважины и состояние вскрытия пласта скважиной;

— давление Skin-фактора: положительное — при ухудшении коллекторских свойств, отрицательное — при улучшении коллекторских свойств;

— текущее пластовое давление на контуре области питания;

— депрессия на пласт перед снятием $P(t)$;

— продуктивность скважины с влиянием Skin-фактора;

— продуктивность природных коллекторов области дренирования;
— приведенный внешний радиус области дренирования (радиус контура питания),

Описанная методика анализа кривой восстановления забойного давления $P(t)$ позволяет осуществить оценку семи параметров фильтрационных свойств коллекторов области дренирования и призабойной зоны и четырех гидродинамических показателей.

В перспективе для повышения оперативности проведения анализа ГДИС рекомендуется составление компьютерной программы обработки показателей $P(t)$ с методической основой описанной выше.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. — Гостоптехиздат, 1953.
- [2] Thomas G.B. Analysis of pressure build-up data. Petroleum Transactions, AIME, 1953.
- [3] Horner D.R. Pressure build-up in wells. Proc. Third. World Petroleum Congress. the Hague, 1951.
- [4] Баренблатт Г.И., Борисов Ю.П., Каменецкий С.Г., Крылов А.П. Об определении параметров нефтеносного пласта по данным восстановления давления в остановленных скважинах // Известия АН СССР. — 1957. — № 11.
- [5] Борисов Ю.П. Определение параметров пласта при исследовании скважин на неустановившихся режимах с учетом продолжающегося притока жидкости // Труды ВНИИ. Вып. XIX. — Гостоптехиздат, 1959.
- [6] Чарный И.А., Умрихин И.Д. Об одном методе определения параметров пластов по наблюдениям неустановившегося режима притока к скважинам. — М., 1957.
- [7] Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. Гидродинамические методы скважин и пластов. — Гостоптехиздат, 1960.
- [8] Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. — М.: Гостоптехиздат, 1959.

THE STUDY OF OIL FIELD WELL USING GDIS-METHOD TO UNSTEADY FLUID INJECTION IN A POROUS MEDIUM — A METHOD OF RESTORING THE BOTTOM HOLE PRESSURE

V.S. Kolbikov, O.N. Danilchenko

Rosneft scientific and technical center
Krasnaya str., 54, Krasnodar, 350000

Well testing method to the removal of bottom-hole pressure recovery curve $P(t)$ is one of the most important methods of field research wells and reservoirs in the study of the characteristics of productive oil fields during the entire history of their development. In this paper we have developed new methodological framework, significantly extending the reliable assessment of the basic hydrodynamic parameters and filtration systems drained reservoir deposits.

Key words: hydrodynamic studies, filter settings, pool, sewer.