

Измерительная система определения фильтрационных характеристик нефтяного пласта

Аб. Г. Рзаев^{1,2}, С. Р. Расулов², М. М. Исаев¹, Р. Ш. Асадова¹

¹Институт систем управления НАНА, Баку, Азербайджан

²Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан, e-mail: rasulovsakit@gmail.com

Предложена измерительная система определения фильтрационных характеристик нефтяного пласта по экспериментальной кривой восстановления давления и измеренным значениям оптической плотности сепарированной нефти на выкидной линии скважины. Разработана методика для вычисления текущего значения оптической плотности и расчёта фильтрационных характеристик нефтяного пласта, позволяющая более точно определять гидропроводность, проницаемость и пьезопроводность нефтяного пласта. Приведена схема разработанной системы для реализации предложенной методики.

Ключевые слова: измерительная система, нефтедобывающая скважина, кривая восстановления давления, оптическая плотность, гидропроводность, проницаемость.

Методы определения гидродинамических фильтрационных характеристик нефтяных пластов и скважин по кривой восстановления давления (КВД) получили широкое распространение [1–8]. К ним относятся методы Хорнера, Миллера–Дайса–Хэтчинсона, Маскета и др. Однако всем перечисленным методам свойственны следующие общие недостатки:

при решении обратной задачи определения фильтрационных характеристик нефтяного пласта по КВД используется только асимптотическая часть кривой, представленная в полулогарифмических координатах $\Delta P - \ln t$, где ΔP – изменение депрессии в течение времени t после остановки скважины;

обратные задачи являются некорректно поставленными, так как погрешность определения основных параметров пластов и скважин может достигать до 200 % [2–5].

Постановка задачи. Для исключения несовершенств указанных методов гидродинамические характеристики необходимо определять по всей КВД. Но для практического осуществления такого расчёта требуется выбрать оптимальную структуру математической модели, аппроксимирующей экспериментальные данные по КВД в полулогарифмических координатах.

Авторы настоящей статьи разработали новую методику оценки фильтрационных характеристик нефтяных пластов и скважин. По сравнению с существующими методами она имеет следующие преимущества:

позволяет более точно и надёжно рассчитывать гидродинамические параметры;

при оценке фильтрационных характеристик пласта рассматривается вся КВД, а не только её асимптотическая часть, что позволяет учитывать влияние объёма ствола скважины и скин-фактора призабойной зоны на характер изменения забойного давления после остановки скважины;

обратная задача определения фильтрационных характеристик по КВД по сравнению с существующими методами является корректно поставленной.

Решение задачи. Проведённые исследования показали, что для достижения указанных преимуществ можно использовать математическую модель, представленную в работе [9]. Такая модель выведена аналитическим путём при решении общего уравнения фильтрации и имеет вид

$$P_3(t) = P_{пл} - [P_{пл} - P_3(0)] \exp[-m(\ln t)^{n+1}], \quad (1)$$

где $P_3(t)$, $P_3(0)$ – соответственно текущее и начальное забойное давление; $P_{пл}$ – давление пласта; m , n – экспоненциальные коэффициенты, причём m – пористость пласта, определяемая по керну.

Параметры, входящие в уравнение (1), зависят от характеристик исследуемой скважины и отражают влияние объёма ствола последней скважины и скин-фактора призабойной зоны. На рис. 1 приведены экспериментальные точки, полученные при построении кривой восстановления забойного давления до пластового, описанной в полулогарифмических координатах. На этом же рисунке приведена аппроксимирующая кривая экспериментальных данных, которая описана по предложенной нами математической модели (1).

Математическая модель идентифицируется как

$$\Delta P(t) = 12,5 - 2,85 \exp[-0,02(\ln t)^3].$$

Преимущество математической модели (1) в том, что она, в отличие от существующих моделей, описывает всю КВД. Следовательно, оценить фильтрационную характеристику пласта и продуктивность скважины можно без проведения дополнительных касательных или линеризации квазилинейной части кривой. Математическая модель (1) адекватно и с высокой точностью аппроксимирует экспериментальные данные по КВД.

Для оценки по формуле (1) гидродинамических характеристик (проницаемости, гидропроводности и пьезопроводности)

и продуктивности скважины нефтяного пласта возьмём производную $\Delta P = [P_{пл} - P_3(t)]$ от $\ln t$ в виде:

$$\frac{d(\Delta P)}{d(\ln t)} = \Delta P(\infty) m(n+1)(\ln t)^n \exp[-m(\ln t)^{n+1}]. \quad (2)$$

Из формулы (2) определим значения $P(\infty)$:

$$\Delta P(\infty) = \frac{d(\Delta P)/d(\ln t)}{m(n+1)(\ln t)^n \exp[-m(\ln t)^{n+1}]} = \frac{\varphi(\ln t)}{f(\ln t)}, \quad (3)$$

где φ – производная изменения забойного давления по логарифмическому времени; f – показатель экспоненциального изменения забойного давления в зависимости от $\ln t$.

Для нахождения значения $\Delta P(\infty)$ применим формулу Дюпюи [1, 4]:

$$\Delta P(\infty) = P_{пл} - P_3(0) \frac{Q \mu \ln(R_n/R_c)}{2\pi K h} = \frac{Q \ln(R_n/R_c)}{2\pi \varepsilon}, \quad (4)$$

где Q – дебит скважины в момент её закрытия; μ – динамическая вязкость флюида (пластовой жидкости); R_n , R_c – радиусы контура питания и скважины, соответственно; K – проницаемость пласта; h – эффективная (работающая) толщина (мощность) пласта; ε – коэффициент гидропроводности пласта.

Приравняем формулы (3), (4) при известных значениях Q , μ , R_n , R_c и h и рассчитаем коэффициент гидропроводности пласта в любой точке КВД:

$$\varepsilon_i = \frac{Q \ln(R_n/R_c)}{2\pi} \frac{f_i(\ln t_i)}{\varphi_i(\ln t_i)} = A \frac{f_i(\ln t_i)}{\varphi_i(\ln t_i)} = A/a_i^*, \quad (5)$$

где A – технологический комплексный параметр; a_i^* – уточнённое значение угла наклона кривой в точке i .

Для установления коэффициента ε_i необходимо независимо оценить параметры μ , h , R_n , R_c . Радиус R_n без существенного ущерба для точности обычно примем равным среднему расстоянию между данной скважиной и соседними окружающими [3]. Радиус R_c скважины определим по долоту, а толщину h пласта – по данным геофизических исследований [4]. Динамическую вязкость μ пластовой жидкости найдём лабораторным путём при пластовых условиях. Показатель экспоненциального изменения забойного давления в i -й точке f_i вычислим по формуле

$$f_i = 0,06(\ln t_i)^2 \exp[-0,02(\ln t_i)^2]. \quad (6)$$

На основании полученных по КВД экспериментальных данных составим табл. 1, идентифицируем математическую модель (1) и рассчитаем основные гидродинамические параметры пласта и скважин.

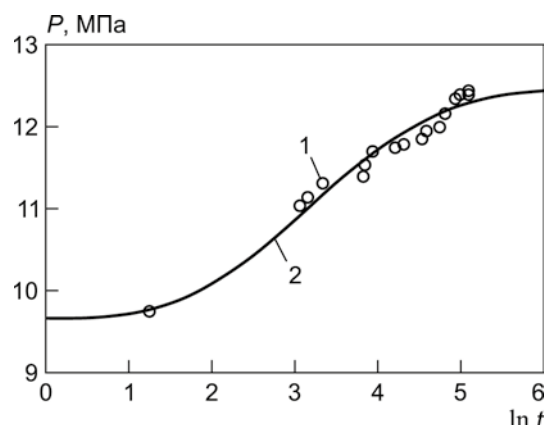


Рис. 1. Экспериментальная кривая восстановления давления:
1 – экспериментальные точки; 2 – аппроксимация по формуле (1) при $n=2$, $m=0,02$

Таблица 1

Расчёты $\ln t_p$, φ_p , f_i и a_i^* по экспериментальным данным кривой восстановления давления

Параметр	Расчётные данные $\ln t_p$, φ_p , f_i , a_i^* в разных точках КВД									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\ln t_i$	1,000	1,500	2,0	2,500	3,000	3,500	4,000	4,500	5,000	5,500
φ_i	1,670	3,440	5,7	8,350	8,680	8,680	7,350	5,500	3,640	1,820
f_i	0,059	0,126	0,2	0,277	0,315	0,311	0,267	0,197	0,117	0,065
$a_i^* = \varphi_i/f_i$	28,3	26,5	28,4	30,1	27,6	27,91	27,5	27,9	31,1	28,0

В результате идентификации модели (1) можно определить значения $m=0,02$ и $n=2$. Таким образом, формулу (6) запишем как

$$f_i(\ln t_i) = 0,06(\ln t_i)^2 \exp[-0,02(\ln t_i)^3]. \quad (7)$$

Расчёт гидродинамических характеристик пласта и скважины с использованием формул (1)–(7) по всей КВД, построенной в полулогарифмических координатах (см. рис. 1), заключается в следующем.

1. Для различных значений $\ln t=0...6$ определим тангенс угла наклона кривой

$$\varphi_i = d(\Delta P)/d(\ln t_i) = \Delta P(\infty) m_n(n+1) \times (\ln t_i)^n \exp[-m(\ln t_i)^{n+1}].$$

2. По формуле (2) вычислим значение f_i для тех же точек (в частном случае – это значение вычисляется по формуле (6)).

3. Определим уточнённое значение угла наклона кривой

$$a_i^* = \varphi_i/f_i.$$

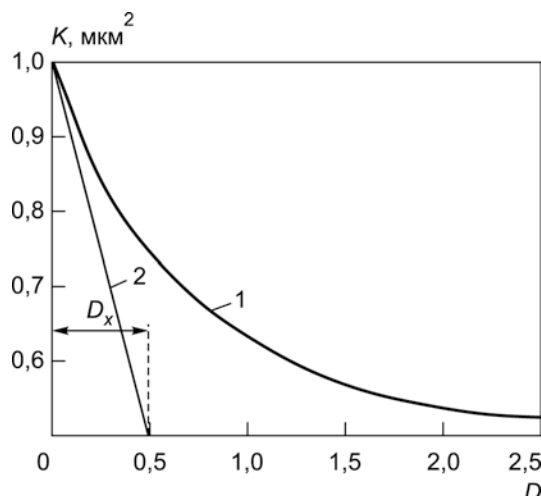


Рис.2. Экспериментальная кривая 1 зависимости K от D и касательная 2 к ней

4. Найдём среднее арифметическое значение

$$a_{\text{ср}}^* = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \varphi_i / f_i,$$

где N — количество точек, определяемых методом касательной к КВД.

Используя расчётные данные табл. 1, определим

$$a_{\text{ср}}^* = \frac{1}{10} \sum_{i=1}^{10} a_i^* = 28,32$$

и соответствующую погрешность

$$\delta = \frac{1}{10} \sum_{i=1}^{10} (a_i^* - a_{\text{ср}}^*) / a_{\text{ср}}^* = 3,2 \text{ \%}.$$

5. При известных значениях R_n , R_c , Q оценим значение технологического комплексного параметра по формуле

$$A = Q \ln(R_n / R_c) / (2\pi).$$

6. По найденным значениям $a_{\text{ср}}^*$, A определим среднее значение гидропроводности пласта по всей КВД:

$$\varepsilon_{\text{ср}} = (K_{\text{ср}} h) / \mu = A / a_{\text{ср}}^*, \quad (8)$$

где $K_{\text{ср}}$ — среднее значение коэффициента проницаемости пласта.

7. При известных значениях h , μ по формуле (8) рассчитаем среднее значение коэффициента проницаемости пласта

$$K_{\text{ср}} = (\mu \varepsilon_{\text{ср}}) / h = \mu A / (h a_{\text{ср}}^*). \quad (9)$$

8. При известных значениях m найдём значение пьезопроводности пласта

$$\chi_{\text{ср}} = K_{\text{ср}} / [\mu (m \beta_{\text{ф}} + \beta_{\text{п}})], \quad (10)$$

где $\beta_{\text{ф}}$, $\beta_{\text{п}}$ — коэффициенты сжимаемости (упругости) флюида и нефтяного пласта.

9. Определим коэффициент продуктивности

$$K_{\text{пр}} = Q / \Delta \beta = Q / [P_3(\infty) - P_3(0)],$$

где $\Delta \beta$ — депрессия.

Подставим найденные значения $a_{\text{ср}}^*$ в формулы (8)–(10) и более точно (погрешность составит лишь 3,2 %) рассчитаем средние значения гидропроводности $\varepsilon_{\text{ср}}$, проницаемости $K_{\text{ср}}$ и пьезопроводности $\chi_{\text{ср}}$ нефтяного пласта.

По сравнению с известными методами, в которых обратная задача поставлена некорректно и погрешность может достигать 200 % [5], разработанный авторами метод позволяет более точно (с погрешностью 3,2 %) определять фильтрационные характеристики пласта. Из формул (8)–(10) следует, что параметр $a_{\text{ср}}^*$ является определяющим фактором при оценке фильтрационных характеристик пласта, таких как гидропроводность, проницаемость и пьезопроводность. Следовательно, высокая точность определения этого параметра с учётом характера всей КВД, а не только её асимптотической части — весьма актуальная задача, которую нужно решать с помощью методики, коренным образом отличающейся от существующих.

Так как со временем происходит адсорбция положительно заряженных компонентов (асфальтенов, металлопорфириновых комплексов и др.) нефти на отрицательно заряженных поверхностях нефтемещающих капилляров породы пласта (коллектора), то формируются аномальные нефтяные граничные слои, приводящие к уменьшению поперечного сечения капилляров и, следовательно, гидропроводности и проницаемости нефтяного пласта. Поэтому часто проводить активный эксперимент, т. е. останавливать скважину на 10–15 дней с целью оценки показателей ε , k , χ и $K_{\text{пр}}$ с технико-экономической точки зрения нецелесообразно. Для адаптации значений перечисленных показателей к изменяющимся ситуациям (повышению толщины граничного слоя и существенному уменьшению радиуса капилляров) авторы разработали новую измерительную систему, включающую в себя методику и схему её реализации, что позволяет автоматически измерять оптическую плотность нефти при необходимой (требуемой) частоте определения текущих значений фильтрационных характеристик нефтяного пласта.

Описание методики. Сущность предложенной методики заключается в выполнении следующих шагов.

1. Осуществим пробный отбор нефтяной жидкости в ёмкость.
2. Отобранную пробу подвергнем сепарации от сопутствующих воды и газа.
3. Измерим интенсивности падающего инфракрасного излучения J_0 и излучения J , прошедшего через сосуд с нефтью.
4. Рассчитаем оптическую плотность D светопоглощающей среды (нефти) по формуле Бугера–Ламберта–Бера [4]:

$$D = \lg(J_0 / J).$$

5. По лабораторным экспериментальным данным о нефти с различным содержанием асфальтенов построим кривую экспоненциальной зависимости коэффициента K проницаемости от оптической плотности D (рис. 2.).

Таблица 2

Экспериментальные данные K_f , μ_n , ξ_f и результаты расчёта K_p , μ_{nr} , ξ_p и относительных погрешностей абсолютной проницаемости ε_K , динамической вязкости ε_{μ_n} , гидропроводности пласта ε_ξ

Оптическая плотность	K , мД			μ_n , Па·с			ξ , см·мД/Па·с		
	K_f	K_p	ε_K	μ_{nf}	μ_{nr}	ε_{μ_n}	ξ_f	ξ_p	ε_ξ
0,0	353,0	368,0	3,5	5,48	5,26	4,2	644,2	699,20	7,9
0,1	233,9	223,2	4,8	7,13	7,52	5,1	336,5	296,80	13,4
0,2	141,0	135,0	4,5	11,30	11,83	4,8	125,2	114,10	9,7
0,3	77,0	82,0	5,8	15,56	15,14	3,4	49,5	54,20	8,7
0,4	46,0	49,0	5,5	20,62	21,85	5,6	22,31	22,40	0,4
0,5	29,0	30,0	4,1	32,25	30,79	4,6	9,00	9,74	7,6
0,6	19,0	18,5	5,2	43,46	42,03	3,8	4,37	4,40	0,7
0,7	10,6	11,1	4,3	60,06	63,30	5,1	1,77	1,75	1,1
0,8	6,3	6,7	5,2	93,57	90,67	3,2	0,67	0,74	9,4

6. Проведём касательную к построенной кривой и найдём характеризующую оптическую плотность D_x .

7. Определим абсолютную проницаемость K и динамическую вязкость μ_n нефти по формулам

$$K = K_{cp} \exp(-D/D_x); \quad (11)$$

$$\mu_n = a \exp(bD), \quad (12)$$

где a , b – коэффициенты соответствия, определяемые экспериментально.

8. Вычислим гидропроводность пласта:

$$\xi = hK/\mu_n. \quad (13)$$

9. Формулы (11), (12) подставим в формулу (13) и определим гидропроводность пласта

$$\xi = hK/\mu_n = [hK_{cp} \exp(-D/D_x)]/[a \exp(bD)].$$

На основе экспериментальных данных, полученных в лабораторных условиях по физической модели пласта при $K=1000$ мД (миллидарси), $D_x=0,5$ (см. рис. 2), найдём по формуле (11) фактические K_f и расчётные K_p значения этих коэффициентов в зависимости от значения D . По этой же формуле определим фактические и расчётные значения μ_n при $a=3,695$, $b=1,421$ в зависимости от значения D . С учётом найденных значений вычислим фактическое и расчётное значения ξ .

Характеристики точности предложенной методики были определены с использованием формулы (11) при значениях $D=0...0,8$ и приведены в табл. 2. Средние относительные погрешности указанных параметров составляют: $\varepsilon_{K_{cp}}=4,77$ %; $\varepsilon_{\mu_{ncp}}=4,42$ %; $\varepsilon_{\xi_{cp}}=6,5$ %.

Из табл. 2 следует, что средняя относительная погрешность предложенной авторами методики не превышает 6,5 %.

Измерительная система для реализации методики определения фильтрационных характеристик нефтяного пла-

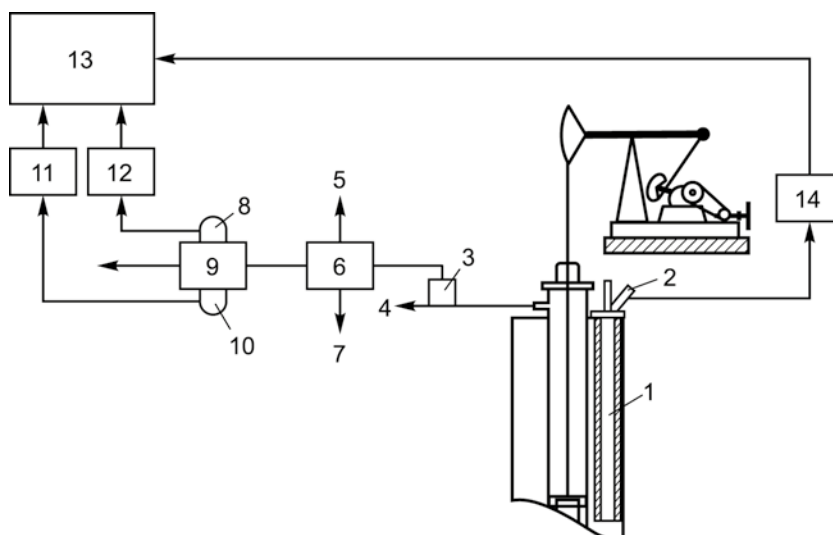


Рис. 3. Устройство для реализации методики определения фильтрационных характеристик нефтяного пласта:

1 – скважина; 2 – датчик (эхолот); 3 – пробоотборник; 4 – выкидная линия; 5, 7 – соответственно линии газа и воды; 6 – сепаратор; 8, 10 – соответственно источник и приёмник инфракрасного излучения; 9 – ёмкость для нефти; 11, 12, 14 – преобразователи; 13 – блок индикации

ста. Авторы настоящей статьи разработали измерительную систему для реализации описанной выше методики (рис. 3). Система работает следующим образом. Нефтяная жидкость (нефть – вода) с газом с выкидной линии 4 добывающей скважины 1 через пробоотборник 3 поступает в сепаратор 6, где отделяются и отводятся газ и вода по линиям 5, 7. Отсепарированная нефть подаётся в ёмкость 9 для измерения её оптической плотности. Инфракрасное излучение источника 8 проходит через ёмкость с нефтью. Часть излучения поглощается нефтью, а остальное излучение улавливается приёмником 10 инфракрасного излучения. На выходе приёмника 10 образуются сигналы, связанные с изменением интенсивности поглощаемого излучения. Измеренные значения интенсивности вместе с её исходным значением через преобразователи 11, 12 поступают в блок 13 управления и индикации. В блоке управления и индикации по измеренным и вы-

численным параметрам определяются текущие значения проницаемости и гидропроводности пласта (коллектора). Полученные значения отображаются на индикаторе. Датчик 2 и преобразователь 14 используются в процессе снятия КВД в нестационарном режиме скважин, т. е. при их остановке.

В системе использованы стандартные приборы, такие как источник инфракрасного излучения TSAL6100 (Vishay Semiconductors, Германия); приёмник инфракрасного излучения TSOP1738 (Vishay Semiconductors, Германия); блок усиления сигналов AD7787 (Analog Devices, Norway); микропроцессор ATMEGA (Atmel Corporation, Украина) или PIC 16F877 (New York Semiconductor Corp. USA); индикатор АЛ304 (Ай-Пи Электрон, Россия); шлейф – плоский ленточный кабель FRC 1-09-31 (Ай-Пи Электрон, Россия).

Следует отметить, что данная система разработана на уровне евразийского патента [10].

Заключение. Разработана новая методика оценки фильтрационных характеристик нефтяного пласта, позволяющий более точно и надёжно вычислять гидродинамические параметры нефтяного пласта. При определении фильтрационных характеристик пласта использована вся кривая восстановления давления, а не только асимптотическая часть кривой, что позволило учесть влияние ствола скважин и скин-фактора призабойной зоны на характер изменения забойного давления после остановки скважины. Предложена измерительная система, реализующая методику определения гидродинамических фильтрационных характеристик нефтяного пласта.

Литература

1. Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М.: Недра, 1970.
2. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006.
3. Гиматулинов Ш. К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. М.: Недра, 1983.
4. Муравьев В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1978.
5. Мирзаджанзаде А. Х., Хасанов М. М., Бахтизин Р. Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи: нелинейность, неравновесность, неопределённость. Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004.
6. Шагиев Р. Г. Исследование скважин по КВД. М.: Наука, 1998.
7. Оркин К. Г., Кучинский П. К. Расчёты в технологии и технике добычи нефти. М.: Наука, 1959.
8. Понамарёва И. Н. К обработке кривых восстановления давления низкопродуктивных скважин // Нефтяное хозяйство. 2010. № 6. С. 78–79.
9. Рзаев Аб. Г., Расулов С. Р., Келбалиев Г. И. Анализ и исследование нефтяного пласта по кривой восстановления давления // Нефтепромышленное дело. 2014. № 4. С. 37–41.
10. Пат. 024788 Евразийский патент. Способ определения гидропроводности пласта / Т. А. Алиев, Аб. Г. Рзаев, Г. А. Гулиев, Г. И. Келбалиев. 2016. № 10.

Дата принятия: 21.08.2018.

Measuring system for determining the filtration characteristics of an oil reservoir

Ab. H. Rzayev^{1,2}, S. R. Rasulov², M. M. Isayev¹, R. Sh. Asadova¹

¹Institute of Control Systems of NASA, Baku, Azerbaijan

²Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan, e-mail: rasulovsakit@gmail.com

A measuring system for determining the filtration characteristics of the oil reservoir according to the experimental pressure recovery curve and the measured values of the optical density of the separated oil in the flow line of the well has been proposed. A technique has been developed for determining the current value of optical density and calculating the filtration characteristics of an oil reservoir, which allows to more accurately determine the hydraulic conductivity, permeability and piezoelectricity of an oil reservoir. The scheme of the implementation of the above methodology.

Key words: measuring system, oil well, pressure recovery curve, optical density, hydraulic conductivity, permeability.