

К ВОПРОСУ О ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ ПЛАСТА Б₂ УСТЬ-БАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

Ю. А. МЕДВЕДЕВ

(Представлена научным семинаром кафедры горючих ископаемых)

В статье приведены предварительные данные по гидродинамической характеристике промышленно-нефтеносного пласта Б₂ Усть-Балыкского месторождения нефти в Западной Сибири. В литологическом отношении пласт Б₂ представлен мелко-среднезернистыми полимиктовыми слабосцементированными песчаниками желтовато-серого до темно-бурого цвета и приурочен к толще готерив-баррема. По данным лабораторных анализов открытая пористость песчаников колеблется от 20 и 23,7%, проницаемость — от 74,2 до 388,4 миллидарси.

Для расчета гидродинамических параметров пласта принята методика обработки кривых восстановления устьевых и забойных давлений интегральным способом, который при сокращенном объеме вычислительных работ не уступает по точности другим методам. На последнее обстоятельство указывалось рядом авторов [1, 2, 3, 6]. Теоретическое обоснование интегрального метода Э. Б. Чекалюка и его дальнейшее упрощение были приведены в работах [4, 5, 2, 3].

Промысловые данные, которые нами были подвергнуты обработке, были получены промыслово-исследовательской группой ВНИИ под руководством И. Д. Умрихина в период пробной эксплуатации Усть-Балыкского нефтяного месторождения в 1964 году. Исследования на фонтанных скважинах № 67, 74, 75, 80 и 214 проводились с помощью дифференциальных манометров ДГМ-4 и образцовых манометров по обычной методике.

По принятой методике [2, 4] для расчета физических параметров пласта необходимы как исходные данные две кривые: кривая восстановления забойного давления $\Delta P(t)$ и кривая накопления жидкости в стволе скважины после ее остановки $V(t)$. Первая из них записывается глубинным манометром, вторая находится по данным замеров устьевых давлений по следующей зависимости:

$$V(t) = \frac{1}{\gamma} [(f_k + f_\sigma) \Delta P_c(t) - f_k \cdot \Delta P_k - f_\sigma \cdot \Delta P_\sigma], \quad (1)$$

где f_k и f_σ — площади сечений столбов нефти в кольцевом пространстве и в фонтанных трубах, см²; $\Delta P_c(t)$, ΔP_k , ΔP_σ — приращение забойного, затрубного и буферного давлений, кг/см²; γ — объемный вес пластовой нефти, кг/см³.

При отсутствии интерференции скважин согласно [5] связь между депрессией на забое скважины и суммарным отбором упругой жидкости выражается интегралом Дюамеля

$$V_0(T) = \int_0^T \Delta P_0(T - \tau) dG(\tau), \quad (2)$$

где T — время от начала эксплуатации скважины; $V_0(T)$ — объем добытой пластовой жидкости; $\Delta P_0(T)$ — депрессия забойного давления, $G(\tau)$ — функция, определяющая объем добытой из пласта жидкости при постоянной депрессии, равной единице.

Объем жидкости $V(t)$, накопленной после остановки скважины, с учетом выражения (2) определяется, как

$$V(t) = V_0(T_0 + t) - V_0(T_0), \quad (3)$$

где T_0 — время работы скважины до остановки; t — время исследования.

После длительной работы скважины с постоянным дебитом Q_0 или постоянной депрессией ΔP_0 при $t \ll T_0$

$$Q_0 \cdot t - V(t) = \int_0^t \Delta P(t - \tau) dG(\tau). \quad (4)$$

В безразмерном выражении правая часть уравнения (4) дает значение интеграла Дюамеля для безразмерного \bar{t}

$$D(\bar{t}) = \int_0^{\bar{t}} \Delta P(t - \tau) dG(\bar{\tau}). \quad (5)$$

Для построения функции $\Delta P(t - \tau) = f[G(\tau)]$ Э. Б. Чекалюк [4] предложил пользоваться палетками. Обработка данных роста давления в остановленной нефтяной скважине ведется при этом с помощью основной расчетной зависимости

$$\frac{D(\bar{t}) \cdot \ln \bar{t}}{m [Q_0 \cdot t - V(t)]} = \frac{\nu}{2\pi\kappa h} \left[\ln \frac{\alpha}{r^2} + \ln t \right], \quad (6)$$

где m — масштаб палетки; \bar{t} — безразмерный параметр времени ($\bar{t} = m \cdot t$); ν — вязкость нефти в пластовых условиях, сантипуазы; κ — проницаемость, дарси; h — мощность пласта, см; α — пьезопроводность пласта, см²/сек; r — приведенный радиус скважины, см; $V(t)$ — количество накопленной в стволе скважины жидкости к моменту t , определяемое из выражения (1).

После определения интегралов Дюамеля для трех и более моментов времени и соответствующих им значений $V(t)$ по формуле (1) согласно выражения (6) отыскивают положение расчетных точек в системе координат $Y(t)$, $\ln t$, где

$$Y(t) = \frac{D(\bar{t}) \cdot \ln \bar{t}}{m [Q_0 \cdot t - V(t)]}, \quad (7)$$

и проводят через полученные точки прямую. Значение уклона i расчетной прямой и величина отрезка α_0 , отсекаемого на оси абсцисс, используются для определения некоторых параметров пласта.

С целью упрощения вычислительных операций и уменьшения их объема в работах [2, 3] предложено пользоваться для определения интеграла Дюамеля универсальной палеткой. На палетке точки, рассчитанные для различных моментов времени по нефтяным и газовым скважинам, удовлетворяют уравнению прямой вида

$$\alpha(d) = 0,075 + 0,925 \varphi(p), \quad (8)$$

где $\alpha(d)$ и $\varphi(p)$ — отношения соответственно площадей интеграла Дюамеля и площади, ограниченной кривой $\Delta P = f(t)$ и осями координат, к площадям мгновенного восстановления давления в соответствующих координатах.

Зная величину $\alpha(d)$ из выражения (8), определяют усредненную депрессию на оси притоков $G(t)$

$$\Delta \bar{P}(t) = \alpha(d) \cdot \Delta P(t). \quad (9)$$

Основное расчетное выражение предлагаемого метода при этом для нефтяных скважин принимает вид

$$Y(t) = \frac{\Delta \bar{P}(t)}{Q_0 - \bar{q}(t)} = \frac{\mu}{4\pi kh} \left[\ln \frac{x}{r^2} + \ln t \right], \quad (10)$$

где $\bar{q}(\bar{t}) = \frac{V(t)}{t}$ — усредненный дебит из пласта за время t после остановки скважины, см/сек; $V(t)$ определяется из формулы (1).

Обработка промысловых данных по упрощенной методике ведется с помощью планиметрирования кривых восстановления давления и последующего определения посредством палетки или по формуле (8) коэффициент $\alpha(d)$. Затем, используя выражение (10), в координатах $Y(t)$, $\ln t$ строится прямая и по ее уклону i и отрезку x_0 определяется гидропроводность пласта

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{1}{4\pi i} \quad (11)$$

и относительная пьезопроводность

$$x/r^2 = e^{-x_0}.$$

Кроме данных параметров, возможно определение статической депрессии на пласт в момент остановки, а следовательно, пластового давления по тем же данным исследования [2].

Для наглядности ниже приводится пример расчета физических параметров нефтеносного пласта Б₂ по скважине № 75 упомянутого выше месторождения.

Пример. Данные о скважине: забой — 2104 м, фильтр — 5" в интервале 2095—2103 м, начальное пластовое давление на глубине 2098 м — 207,62 кг/см², установившийся дебит нефти через 6 мм штуцер — 60 м³/сутки, забойное давление перед остановкой на глубине 2098 м — 183,7 (по МГГ-2У) и 188,23 кг/см² (по ДГМ-4), рабочая депрессия — 19,39 кг/см², давление на буфере — 24,87 кг/см², давление в затрубье — 18,24 кг/см², давление насыщения около 90,0 кг/см², объемный вес пластовой нефти — 0,810 т/м³, объемный вес сепарированной нефти — 0,879 т/м³, коэффициент усадки — 1,16, дата остановки скважины для наблюдения за процессом восстановления давления 9.03.64 г., площадь поперечного сечения фонтанных труб $f = 21,2$ см² и кольцевого пространства $f_k = 135,7$ см².

Результаты наблюдений приводятся в табл. 1.

По данным повышения забойного давления, приведенным в табл. 1, построены кривые $\Delta P(t-\tau) = f[G(\bar{t})]$ на рис. 1 для трех значений времени: $t = 160, 220$ и 280 мин. Для построения кривых принято $\bar{t} = 1000$ единиц, т. е. $m = 1/2$. Результаты расчетов двумя выше указанными способами по всем скважинам сведены в табл. 2. На рис. 2 дан расчетный график для определения параметров пласта, значения которых также приведены в соответствующих графиках табл. 2.

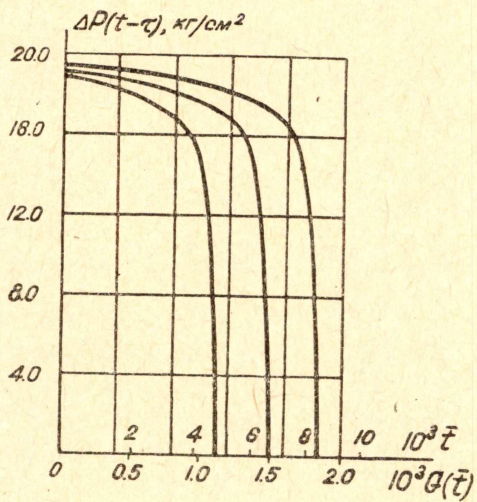


Рис. 1. Кривые повышения забойного давления в скважине № 75 Усть-Балыкского месторождения.

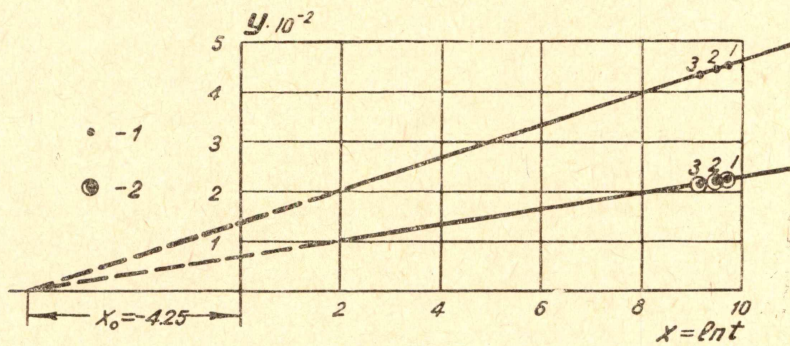


Рис. 2. Характеристика повышения давления в скважине № 75 Усть-Балыкского месторождения: 1 — расчетные точки по методу Э. Б. Чекалюка, 2 — по упрощенному методу.

Таблица 1

№ точек	t , мин	ΔP_c , кг/см ²	ΔP_b , кг/см ²	ΔP_k , кг/см ²
0	0	0,0	0,0	0,0
1	10	9,19	9,13	8,96
2	20	13,78	12,06	12,96
3	30	15,64	12,99	14,69
4	40	16,41	13,43	15,33
5	50	16,67	13,63	15,73
6	60	17,03	13,83	16,13
7	70	17,29	13,87	16,35
8	80	17,58	13,96	16,56
9	90	17,89	14,01	16,69
10	100	18,10	14,06	16,83
11	110	18,14	14,08	16,86
12	120	18,20	14,10	16,88
13	130	18,33	14,10	16,99
14	140	18,44	14,10	17,09
15	150	18,67	14,10	17,20
16	160	18,78	14,10	17,31
17	170	18,79	14,10	17,34
18	180	18,79	14,10	17,36
19	190	18,85	14,05	17,38
20	200	18,91	14,01	17,49
21	210	19,08	13,96	17,41
22	220	19,12	13,91	17,41
23	230	19,13	13,85	17,41
24	240	19,14	13,80	17,41
25	250	19,23	13,73	17,48
26	260	19,33	13,67	17,56
27	270	19,36	13,60	17,63
28	280	19,36	13,55	17,63

Выводы

1. Для расчета физических параметров продуктивных пластов в Среднем Приобье вполне приемлема упомянутая выше методика.

2. Сходимость результатов по тому и другому методу вполне удовлетворительная.

3. Как видно из табл. 2, колеблемость полученных значений параметров для различных участков пласта значительная: пласт неоднороден.

4. Следует отметить своеобразный характер притока жидкости в скважину после остановки последней. В скважине № 74 в заключительные моменты периода восстановления забойного давления наблюдался отток жидкости в пласт. Подобное явление отмечено в скважине № 236, данные по которой в статье не приведены вследствие боль-

Таблица 2

№ скв.	t , мин	$V(t)$, см ³	$D(\bar{t})$	$Y(t)$	$x = \ln t$	$i = \frac{\Delta y}{\Delta x}$	$\frac{\kappa h}{\mu}$, $\frac{\text{д см}}{\text{спз}}$	$\frac{z}{r^2}$, сек ⁻¹
67	370	196610	21244,9	$\frac{0,06220^*}{0,03143}$	10,0078	$\frac{0,00567^*}{0,00290}$	$\frac{26,2^*}{27,4}$	$\frac{2,46^*}{2,72}$
	300	181003	17236,9	$\frac{0,06095}{0,03109}$	9,7981			
	230	168599	13225,4	$\frac{0,05945}{0,02973}$	9,5324			
74	270	-3859450	16828,0	$\frac{0,00877}{0,00424}$	9,6927	$\frac{0,00202}{0,0010}$	$\frac{78,64}{79,62}$	$\frac{0,0034}{0,0041}$
	210	-3887120	12288,0	$\frac{0,00774}{0,00388}$	9,5178			
	150	-3926400	8517,6	$\frac{0,00705}{0,00361}$	9,1050			
75	280	414676	32754,9	$\frac{0,04518}{0,02245}$	9,7291	$\frac{0,00327}{0,00165}$	$\frac{48,6}{48,3}$	$\frac{70,2}{70,2}$
	220	422810	25899,0	$\frac{0,04458}{0,02216}$	9,4879			
	160	368334	18874,0	$\frac{0,04341}{0,02170}$	9,1696			
80	290	545128	13454,5	$\frac{0,01335}{0,00589}$	9,7533	$\frac{0,000779}{0,000376}$	$\frac{204,3}{211,9}$	$\frac{330,3}{403,4}$
	230	530918	10638,5	$\frac{0,01306}{0,00585}$	9,5217			
	170	511910	7951,4	$\frac{0,01290}{0,00581}$	9,2198			
214	240	379442	16469,9	$\frac{0,00991}{0,00496}$	9,5749	$\frac{0,000975}{0,00476}$	$\frac{163,3}{167,3}$	$\frac{1,82}{2,23}$
	180	311622	12475,7	$\frac{0,00966}{0,00479}$	9,2873			
	120	165357	8371,0	$\frac{0,00924}{0,00467}$	8,8819			

Примечание: * В числителе—значение параметров по методу Э. Б. Чекалюка, в знаменателе—по упрощенному методу.

шого разноса расчетных точек. По-видимому, отток жидкости был связан с накоплением выделявшегося из нефти газа в затрубном пространстве и созданием за счет этого дополнительного давления, компенсирующегося иногда значительным оттоком в пласт.

5. Исследование скважин по принятой методике дает возможность сокращать время наблюдения, а следовательно, получать дополнительно тысячи тонн нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Б. А. Богачев. К анализу гидродинамических методов исследования скважин. Изв. ВУЗов, нефть и газ, № 1, 1963.

2. А. П. Канюга, Ю. А. Медведев. Упрощенный интегральный метод обработки кривых восстановления забойного давления. Тр. ВНИИ, вып. 24, 1964.
 3. А. П. Канюга. Фильтрационные свойства нефтяных коллекторов Предкарпаття. Автореферат диссертации, Львов, 1964.
 4. Э. Б. Чекалюк. Метод определения физических параметров пласта. Нефтяное хозяйство, № 11, 1958.
 5. Э. Б. Чекалюк. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. Киев, 1961.
 6. Р. Г. Шагиев. Некоторые особенности обработки промысловых кривых восстановления давления. Изв. ВУЗ, нефть и газ, № 6, 1962.
-