

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА Ю-1 ПЕРВОМАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ПРИТОКАМ НА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ

Л. А. ПУХЛЯКОВ

(Представлена профессором А. В. Аксариним)

Исходным материалом для определения проницаемости пласта Ю-1 Первомайского нефтяного месторождения по притокам на установившихся режимах были результаты испытаний скважин 260, 261, 262 и 264 (табл. 1), а также характеристики нефтей, полученные в процессе исследования их на УИПН-2М, из которых были использованы объемный коэффициент нефти b , вязкость ее в пластовых условиях μ и коэффициент сжимаемости α . Пробы нефти для анализов отбирались из двух скважин: 260 и 264. Среднее значение объемного коэффициента для обеих проб оказалось равным 1,181, вязкости 0,71 *снз* и коэффициента сжимаемости $17,72 \cdot 10^{-5}$ 1/ат.

В качестве расчетной формулы берется формула из статьи [3]

$$P_{\text{пл}} - P_3 = \frac{Q_{\text{пл}} \mu}{2\pi K_{\text{эф}} n} (G_s + G_\delta + GR), \quad (1)$$

где $P_{\text{пл}}$ и P_3 — пластовое и забойное давления в *ати*, μ — вязкость нефти в пластовых условиях в сантипуазах, $K_{\text{эф}}$ — эффективная проницаемость пласта в дарси, n — число отверстий в колонне, $Q_{\text{пл}}$ — приток нефти в скважину в пластовых условиях в *см³/сек*, определяемый в свою очередь по формуле

$$Q_{\text{пл}} = \frac{1000\ 000}{86400} Q_{\text{пв}} \cdot b, \quad (2)$$

где $Q_{\text{пв}}$ — приток нефти в скважину, измеренный в поверхностных условиях в *м³/сут*, b — объемный коэффициент нефти, равный в рассматриваемом случае 1,181; 1000000 и 86400 — коэффициенты для перевода *м³/сут*, в *см³/сек*, G_s — геометрическая характеристика зоны влияния отверстий в 1/см, G_δ — геометрическая характеристика зоны сужения потока за счет неполноты перфорации скважины в 1/см и GR — геометрическая характеристика зоны плоско-радиального потока также в 1/см.

Для определения первой из этих характеристик — G_s нужно прежде всего определить длину фильтра на одно отверстие. Расчет ведется по формуле

$$h' = \frac{h}{n}, \quad (3)$$

где h — длина интервала перфорации скважины в см.

Таблица 1

Исходные данные для определения проницаемости пласта Ю-1 в скважинах 260, 261, 262 и 264 Первомайского нефтяного месторождения

№ сква- жин	Диаметры скважин, мм	Интервал пласта, м	Интервал перфора- ции, м	Число отверстий	Пластовое давление, ати	Диаметры штуцеров, мм	Забойные давления, ати	Депрессии на забое, ати	Притоки в скважи- ны, м ³ /сут.	Время ра- боты сква- жины на данном режиме, часов
260	190	2442— —2472	2442— —2453	180	251,8	3	214,8	37,0	26,2	34,5
							199,7	52,1	87,8	24,5
							174,8	77,0	57,2	31,5
							206,3	45,5	33,6	20,5
							200,3	51,5	68,2	20,0
261	190	2463— —2497	2463— —2497	360	253,7	4	224,3	29,4	20,0	53,0
						6	216,9	36,8	24,0	18,0
						6	217,0	36,7	25,0	14,0
262	190	2463— —2491	2463— —2478	250	252,0	4	219,0	33,0	30,7	10,0
						6	207,0	45,0	43,0	8,0
						8	191,8	60,2	60,5	25,0
						6	207,0	45,0	44,2	6,0
264	190	2484— —2512	2484— —2499	288	255,1	6	213,4	41,7	60,0	23,0
						4	222,3	62,8	48,0	13,0
						8	184,2	70,9	88,0	25,0
						6	206,3	48,8	66,0	10,0
						4	222,3	32,7	39,5	21,0

В скважине 260 интервал перфорации скважины оказался равным 1100 см, число отверстий 180 и длина фильтра на одно отверстие 6,111 см; в скважине 261 интервал перфорации 3400 см, число отверстий 360, длина фильтра на одно отверстие 9,444 см; в скважине 262 интервал перфорации 1500 см, число отверстий 250, длина фильтра на одно отверстие 6,000 см; в скважине 264 интервал перфорации 1500 см, число отверстий 288, длина фильтра на одно отверстие, 5,208 см.

Далее, длина фильтра на одно отверстие сопоставляется с величиной $2,55r$, на основании чего определяется, какой является плотность перфорации, высокой или низкой. Разведочные скважины на Первомайской площади в момент вскрытия нефтяной залежи бурились долотами диаметром 190 мм, отсюда величина $2,55r$ оказывается равной 24,2 см. Она превосходит длину фильтра на одно отверстие во всех скважинах, отсюда плотность перфорации во всех скважинах является высокой. Затем определяется радиус влияния отверстий s . При низкой плотности перфорации он рассчитывается по формуле

$$S = 0,5 \sqrt{\frac{h^2}{n^2} + 0,96\pi^2 r^2}, \quad (4)$$

при высокой — по формуле

$$S = 0,5 \sqrt{2\pi r \frac{h}{n}}. \quad (5)$$

В рассматриваемых скважинах плотность перфорации высокая, для расчета используется формула (5). В результате расчета получаем: в скважине 260 радиус влияния отверстий равен 9,55 см, в скважине 261—11,87 см, в скважине 262—9,46 см и в скважине 264—8,82 см.

Далее, для определения геометрической характеристики зоны влияния отверстий необходимо знать радиусы отверстий λ и глубину каналов при них y . В процессе разведки Первомайского нефтяного месторождения для перфорации скважин применялся кумулятивный перфоратор ПК-80, который, согласно Е. М. Вицени [1], создает отверстия с каналами глубиной (длиной) 5—6 см конической постепенно сужающейся формы. Что касается расчетной длины этих каналов y , то есть той части ее, которая находится за пределами цементного кольца, то ее можно принять равной 2 см.

Радиус канала на внутреннем срезе колонны, согласно Е. М. Вицени [1], равен 0,5 см, на внешней стороне цементного кольца он близок к 3,5 см и в среднем его можно принять равным 0,2 см.

В случае наличия каналов при отверстиях и высокой плотности перфорации скважин геометрическая характеристика зоны влияния отверстий рассчитывается по формуле

$$G_s = \frac{1}{y} \ln \frac{(y+\lambda) s}{(y+s)\lambda} - \frac{0,25}{r+y} \ln \frac{s+y}{\lambda+y} + \frac{1}{16} \cdot \frac{s-\lambda}{(r+y)^2}. \quad (6)$$

При тех же условиях и низкой плотности перфорации ($s > 2r$) расчет ведется по формуле

$$G_s^* = \frac{1}{y} \ln \frac{(y+\lambda) 2r}{(y+2r)\lambda} - \frac{0,25}{r+y} \ln \frac{2r+y}{\lambda+y} + \frac{1}{16} \cdot \frac{2r-\lambda}{(r+y)^2} + \frac{1}{r+y} \ln \frac{(y+4r)s}{(y+2s)2r}. \quad (7)$$

В случае отсутствия каналов при отверстиях (рыхлый пласт, $y \rightarrow 0$) формулами (6) и (7) пользоваться неудобно, поскольку формулы эти в таком случае дают трудно раскрывающуюся неопределенность. В свя-

зи с этим при высокой плотности перфорации вместо формулы (7) рекомендуется пользоваться следующей формулой:

$$G_s^{**} = \frac{1}{\lambda} - \frac{1}{s} - \frac{0,25}{r} \ln \frac{s}{\lambda} + 0,0625 \frac{s-\lambda}{r^2} - 0,0117 \frac{s^2-\lambda^2}{r^3}, \quad (8)$$

а при низкой плотности перфорации ($s < 2r$) формулой

$$G_s^{***} = \frac{1}{\lambda} - \frac{0,1436}{r} - \frac{0,25}{r} \ln \frac{2r}{\lambda} - \frac{0,5}{s} - 0,125 \frac{r^2}{s^3} - 0,05625 \frac{r^4}{s^5}. \quad (9)$$

В рассматриваемых нами скважинах пласт прочный, плотность перфорации высокая. Отсюда воспользуемся формулой (6), подставляя в которую данные, относящиеся к скважине 260, получаем

$$G_s = \frac{1}{2} \ln \frac{(2+0,2) \cdot 9,55}{(2+9,55) \cdot 0,2} - \frac{0,25}{9,5+2} \ln \frac{9,55+2,0}{0,2+2,0} + \\ + \frac{1}{16} \cdot \frac{9,55-0,2}{(9,5-2,0)^2} = 1,0732 \text{ 1/см.} \quad (10)$$

У скважины 261 геометрическая характеристика зоны влияния отверстий оказалась равной 1,0891 1/см, у скважины 262—1,0732 1/см. и у скважины 264—1,0679 1/см.

Геометрическая характеристика зоны сужения потока зависит от нескольких параметров, но прежде всего от характера неполноты перфорации. Неполнота перфорации может быть однокомпонентной, двухкомпонентной, трехкомпонентной, четырехкомпонентной и т. д.

Под однокомпонентной неполнотой перфорации понимается такая неполнота, при которой в пределах пласта, вскрытого скважиной от кровли до подошвы, оказался непроперфорированным один участок, примыкающий либо к кровле, либо к подошве.

Под двухкомпонентной неполнотой понимается такая неполнота перфорации, при которой в пределах пласта остаются непроперфорированными два участка, один из которых примыкает к кровле пласта, а второй к подошве его. Двухкомпонентной же считается и такая неполнота перфорации, при которой непроперфорированным остается один участок, но этот участок расположен где-то в середине пласта.

Под трехкомпонентной неполнотой перфорации понимается такая неполнота, при которой непроперфорированными у скважины остаются два участка, один из которых примыкает либо к кровле либо к подошве пласта, а второй располагается посередине, то есть не примыкает ни к подошве, ни к кровле его.

Под четырехкомпонентной неполнотой перфорации понимается такая неполнота, при которой в пределах пласта остаются непроперфорированными либо два участка, ни один из которых не примыкает ни к кровле, ни к подошве пласта; либо три участка, два из которых примыкают к кровле и подошве пласта, а третий располагается где-то посередине.

Под пятикомпонентной неполнотой перфорации понимается такая неполнота, при которой непроперфорированными остаются три участка, один из которых примыкает либо к кровле, либо к подошве пласта, а два располагаются где-то в середине.

Теоретически неполнота перфорации может иметь сколько угодно компонент, однако на практике неполнота с числом компонент более четырех, видимо, не встречается. Во всяком случае вероятность появления такой неполноты крайне мала.

Под компонентой неполноты понимается либо половина непроперфорированного участка, если этот участок не примыкает ни к подошве,

ни к кровле, либо полная длина его, если он примыкает к кровле или к подошве пласта. Разумеется, во внимание берутся лишь те компоненты, которые превосходят радиус влияния отверстий s .

Первой компонентой неполноты считается та, которая по длине превышает все остальные и встречается только один раз. Она обозначается через σ_1 . Если у скважины с многокомпонентной неполнотой две наибольших компоненты одинаковы, то они считаются вторыми и обозначаются через σ_2 . Если у скважины с многокомпонентной неполнотой одинаковы три наибольших компоненты, то они считаются третьими и обозначаются через σ_3 .

Если у скважины с многокомпонентной неполнотой все компоненты имеют разную длину, то наибольшая считается первой и обозначается через σ_1 , следующая за ней по величине — второй и обозначается через σ_2 и т. д.

Формула геометрической характеристики зоны сужения потока наиболее простой вид имеет при однокомпонентной неполноте перфорации скважины. Для вывода ее допустим, что некоторая скважина прошла пласт перпендикулярно его кровле и подошве на полную мощность H , однако в процессе перфорации была вскрыта лишь некоторая часть его h . При этом верхнее отверстие фильтра оказалось в непосредственной близости кровли пласта, а нижнее — удаленным от подошвы на величину σ_1 .

Выделим вокруг перфорированной части ствола тонкостенное тело в форме цилиндра, заканчивающегося на нижнем конце полусферой радиуса ρ , равного радиусу цилиндрической части его. Очевидно, длина цилиндрической части выделенного нами тела будет равна h . Поверхность этого тела выразится соотношением

$$F = 2\pi\rho h + 2\pi\rho^2, \quad (11)$$

толщина стенок будет равна $d\rho$, и исходное выражение для определения геометрической характеристики будет иметь вид

$$dG = \frac{n}{\rho(h+\rho)} d\rho, \quad (12)$$

где n — число отверстий в фильтре. В числитель выражения (12) величина эта введена потому, что мы рассчитываем сопротивление потоку, приходящемуся на одно отверстие.

Интегрируя левую часть этого выражения в пределах $0 < G < G_1$, а правую часть в пределах $x_0 < \rho < \sigma_1$, где

$$x_0 = r + y + s, \quad (13)$$

получаем

$$G_1 = -\frac{n}{h} \ln \frac{h+\rho}{\rho} \Big|_{x_0}^{\sigma_1} \quad (14)$$

$$G_1 = -\frac{n}{h} \left(\ln \frac{h+\sigma_1}{\sigma_1} - \ln \frac{h+x_0}{x_0} \right), \quad (15)$$

или после соответствующих преобразований

$$G_1 = \frac{n}{h} \ln \frac{(h+x_0)\sigma_1}{(h+\sigma_1)x_0}. \quad (16)$$

Также сравнительно простой вид формула геометрической характеристики зоны сужения потока имеет и при двухкомпонентной непол-

ноте, но при условии, что обе компоненты равны между собой. Для вывода этой формулы рассмотрим скважину, у которой непроперфорированными оказались два равных между собой участка каждый длиной δ_2 , расположенные один у кровли, другой у подошвы пласта. Выделим вокруг перфорированной части данной скважины тонкостенное цилиндрическое тело радиуса ρ , заканчивающееся по обеим сторонам полусферами того же радиуса ρ . Очевидно, поверхность этого тела выразится соотношением

$$F = 2\pi\rho h + 4\pi\rho^2, \quad (17)$$

и исходное выражение по аналогии с выражением (12) примет вид

$$dG = \frac{n}{\rho(h+2\rho)} d\rho. \quad (18)$$

Интегрируя левую часть этого выражения в пределах $0 < G < G_2$, а правую в пределах $x_0 < \rho < \delta_2$, получаем

$$G_2 = -\frac{n}{h} \ln \frac{h+2\rho}{\rho} \Big|_{x_0}^{\delta_2} \quad (19)$$

или после соответствующих преобразований

$$G_2 = \frac{n}{h} \ln \frac{(h+2x_0)\delta_2}{(h+2\delta_2)x_0}. \quad (20)$$

При трехкомпонентной неполноте перфорации, когда все компоненты равны между собой по аналогии с выражением (20) получаем следующую формулу геометрической характеристики зоны сужения потока за счет неполноты перфорации

$$G_3 = \frac{n}{h} \ln \frac{(h+3x_0)\delta_3}{(h+3\delta_3)x_0}. \quad (21)$$

При аналогичных условиях для скважины с четырехкомпонентной неполнотой получаем

$$G_4 = \frac{n}{h} \ln \frac{(h+4x_0)\delta_4}{(h+4\delta_4)x_0}. \quad (22)$$

Подобным же образом можно поступать при бóльшем числе компонент неполноты перфорации, если длина их будет одинаковой.

Если компоненты неполноты перфорации будут не одинаковыми по длине, то зону сужения потока следует разделить на несколько подзон (по числу компонент) и, пользуясь формулами (16, 20, 21 и 22), составить новые формулы, которые будут чем-то вроде производных от них.

Допустим, что перед нами скважина с двухкомпонентной неполнотой перфорации, и одна из компонент δ_1 превосходит другую δ_2 по длине. Делим зону сужения потока данной скважины на две подзоны: внутреннюю и внешнюю. Внутреннюю снаружи ограничим компонентой δ_2 и изнутри величиной x_0 — см. формулу (13). Внешнюю зону снаружи ограничим компонентой δ_1 , а изнутри компонентой δ_2 .

Для характеристики сопротивлений во внутренней подзоне можно воспользоваться формулой (20) — таким образом, она автоматически превращается в первый член новой формулы. Что касается второго члена ее, то в основе должна лежать формула (16). В нее, однако, вместо прежнего h необходимо подставить сумму $h + \delta_2$, а вместо величины x_0 снова употребить δ_2 . В итоге формула для расчета геометриче-

ской характеристики зоны сужения потока при двухкомпонентной неполноте перфорации и разных длинах компонент принимает вид

$$G_{2-1} = \frac{n}{h} \ln \frac{(h+2x_0) \delta_2}{(h+2\delta_2)x_0} + \frac{n}{h+\delta_2} \ln \frac{(h+2\delta_2)\delta_1}{(h+\delta_2+\delta_1)\delta_2}. \quad (23)$$

При трехкомпонентной неполноте и разных длинах компонент возможны два случая. Первый случай — одна из компонент превышает две других. Расчетная формула имеет вид

$$G_{3-1} = \frac{n}{h} \ln \frac{(h+3x_0)\delta_3}{(h+3\delta_3)x_0} + \frac{n}{h+2\delta_3} \ln \frac{(h+3\delta_3)\delta_1}{(h+2\delta_3+\delta_1)\delta_3}. \quad (24)$$

Второй случай — две компоненты неполноты превышают третью. Расчетная формула принимает вид

$$G_{3-2} = \frac{n}{h} \ln \frac{(h+3x_0)\delta_3}{(h+3\delta_3)x_0} + \frac{n}{h+\delta_3} \ln \frac{(h+3\delta_3)\delta_2}{(h+\delta_3+2\delta_2)\delta_3}. \quad (25)$$

При четырехкомпонентной неполноте число случаев возрастает, однако рассматривать их здесь нет необходимости, так как скважины с четырехкомпонентной неполнотой встречаются крайне редко. Во всяком случае из рассматриваемых скважин три имеют однокомпонентную неполноту перфорации и одна проперфорирована полностью. Иначе, ни одна из них не имеет четырехкомпонентной неполноты.

Рассмотрим подробнее скважину 260. Интервал перфорации у нее 2442—2453 м, а интервал пласта 2442—2472 м. Таким образом, компонента неполноты здесь одна и равна 1900 см. Величина x_0 выражается соотношением

$$x_0 = 9,5 + 2,0 + 9,55 = 21,05 \text{ см} \quad (26)$$

или приблизительно 21 см. В соответствии с этим геометрическая характеристика зоны сужения потока здесь выражается соотношением

$$G_{\delta} = \frac{180}{1100} \ln \frac{(1100+21) \cdot 1900}{(1100+1900) \cdot 21} = \frac{1}{6,111} \ln 33,808 = 0,5761 \text{ 1/см}. \quad (27)$$

У скважины 261 проперфорирован весь пласт, следовательно, зона сужения потока здесь отсутствует, или, другими словами, геометрическая характеристика этой зоны равна нулю. У скважины 262 геометрическая характеристика зоны сужения потока равна 0,5859 1/см и у скважины 264—0,6814 1/см (табл. 2).

Геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока при отсутствии зоны сужения потока за счет неполноты перфорации выражается соотношением

$$G_R = \frac{n}{H} \ln \frac{R}{r+y+s}. \quad (28)$$

где R — радиус влияния скважины в см, H — полная мощность пласта в см (прочие параметры объяснены выше). При наличии зоны сужения потока за счет неполноты перфорации геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока рассчитывается по формуле

$$G_R^* = \frac{n}{H} \ln \frac{R}{\delta_{\max}}. \quad (29)$$

Все параметры, входящие в формулы (28) и (29), кроме радиуса влияния скважины R , выше были либо приведены в готовом виде, либо определены. Что касается радиуса влияния скважины, то его необходимо определить. Для этой цели можно использовать, то обстоятельство,

что количество нефти, отбираемой из залежи в процессе испытания скважины, время ее работы остается небольшим, благодаря чему залежь работает на упругом режиме. А это значит, что нефть к забоям скважин продвигается за счет собственной сжимаемости.

В. Н. Мамуна и др. [2] рекомендуют определять этот параметр по формуле

$$\alpha = \frac{1}{V_0} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P}, \quad (30)$$

где V_0 — исходный объем образца нефти в $см^3$, ΔV — изменение объема образца в $см^3$ при изменении давления на величину ΔP , выраженную в атмосферах. Как отмечалось выше, у нефти Первомайского месторождения сжимаемость оказалась равной $17,72 \cdot 10^{-5} 1/at$.

Для вывода формулы радиуса влияния скважины выделим в зоне плоскорадиального потока тонкостенный цилиндр, ось которого будет совпадать с осью скважины, а радиус будет равен некоторой переменной x . Толщина стенок этого цилиндра будет равна dx , высота H (мощность пласта) и объем стенки выразится соотношением

$$V' = 2\pi H x dx. \quad (31)$$

Очевидно, количество нефти, которое выделится из стенок данного цилиндра, выразится следующим соотношением:

$$dV_p = 2\pi H m \alpha x P_s \ln \frac{R}{x} dx, \quad (32)$$

где m — пористость пласта, выраженная в долях единицы, и P_s — депрессия на пласт на внешней границе зоны влияния отверстий в $ати$. При отсутствии зоны сужения потока эту величину можно вычислить по формуле

$$\frac{P_s}{P_{пл} - P_3} = \frac{G_R}{G_s + G_R}, \quad (33)$$

при наличии зоны сужения потока — по формуле

$$\frac{P_s}{P_{пл} - P_3} = \frac{G_0 + G_R}{G_s + G_0 + G_R}. \quad (34)$$

Выражение (32) является исходным для определения радиуса влияния скважины. Интегрируя его правую часть в пределах $x_0 < x < R$, а левую в пределах $0 < V < V_p$, получаем

$$V_p = 2\pi H m \alpha P_s \int_{x_0}^R x (\ln R - \ln x) dx, \quad (35)$$

откуда

$$V_p = 2\pi H m \alpha P_s \left[\frac{x^2}{2} \ln R - x^2 \left(\frac{\ln x}{2} - \frac{1}{4} \right) \right] \Big|_{x_0}^R; \quad (36)$$

$$V_p = \pi H m \alpha P_s \left(R^2 \ln R - x_0^2 \ln R - R^2 \ln R + x_0^2 \ln x_0 + \frac{R^2}{2} - \frac{x_0^2}{2} \right), \quad (37)$$

или после соответствующих преобразований

$$V_p = \pi H m \alpha P_s \left(\frac{R^2}{2} - \frac{x_0^2}{2} - x_0 \ln \frac{R}{x_0} \right). \quad (38)$$

Здесь, однако, необходимо отметить, что величина R всегда на два-три порядка отличается от величины x_0 , а их квадраты отличаются друг

Результаты определения проницаемости пласта Ю-1 в скважинах 260, 261, 262 и 264 Пермского нефтяного месторождения

№ скважины	Длина фильтра на одну отверстие, см	Мощность пласта на одно отверстие, см	Радиус влияния отверстия, см	Радиус влияния фильтра, см	Наибольший диаметр перфорации скважины, см	Геометрические характеристики		Диаметр входов	Притоки в скважину в пластовых условиях, см ³ /сек	Отбор жидкости на данном режиме, тыс. см ³	Отбор жидкости к концу работы на данном режиме, тыс. см ³	Радиус влияния скважины, см	Гом. хвостовая зона диаметра, л/см	Суммарная геометрическая характеристика, л/см	Эффективность проницаемости на данном режиме, %								
						зона влияния отверстия, л/см	зона сужения потока, л/см																
260	6,111	16,667	9,55	21	1900	1,0732	0,5761	3	358,13	44480	44480	4651	0,0537	1,7030	10,35								
								5	516,69	90051	5547	0,0643	1,7136	10,67									
								3	781,87	88863	6402	0,0792	1,7222	10,98									
								4	459,28	33895	8994	0,0933	1,7426	11,04									
								5	522,16	37595	250204	0,0944	1,7437	11,10									
Средн.																							
10,83																							
261	9,444	9,444	11,87	23,4	—	1,0891	—	4	273,64	52160	52160	5482	0,5778	1,6689	4,87								
								6	328,06	21258	5794	0,5836	1,6727	4,68									
								6	341,73	17223	90641	6408	0,5943	1,6834	4,92								
								Средн.															
								4,82															
262	6,000	11,20	9,46	21	1300	1,0732	0,5859	4	419,64	15106	15106	2930	0,0725	1,7316	9,95								
								6	587,77	16928	32034	3623	0,0915	1,7506	10,34								
								8	826,97	74425	106460	5611	0,1306	1,7897	11,11								
								6	604,17	13051	119511	6827	0,1481	1,8072	10,97								
								Средн.															
10,59																							
264	5,208	9,722	8,82	20,3	1300	1,0379	0,6814	6	820,14	67907	67907	5164	0,1419	1,8912	14,89								
								4	656,11	30706	98513	6945	0,1724	1,9217	15,08								
								8	1202,87	108257	206870	6845	0,1709	1,9202	12,78								
								6	902,15	32477	239347	8802	0,1967	1,9460	14,12								
								4	539,93	10818	280166	11535	0,2245	1,9738	12,79								
Средн.																							
13,87																							

от друга уже на четыре-шесть порядков. Поэтому при практических расчетах величиной x_0 можно пренебречь. В таком случае интересующая нас формула принимает более простой вид

$$R^2 = \frac{2V_p}{\pi H m \alpha P_s} \quad (39)$$

В пределах зоны сужения потока зависимость между количеством отобранной нефти и радиусом влияния скважины будет еще более сложной, однако и здесь выражение (39) может быть использовано без большого ущерба для точности решения поставленной задачи.

Для каждого режима радиус влияния скважины определяется отдельно. Рассмотрим это на примере скважины 260. Скважина эта испытывалась на пяти режимах. При первом режиме (3-мм штуцер) скважина работала 34,5 часа, или 124200 сек. Средний дебит ее при этом был равен 358,13 см³/сек и отбор жидкости на данном режиме составил 44480000 см³. (табл. 2). При втором режиме (5-мм штуцер) скважина работала 24,5 часа, или 88200 сек. Средний дебит ее при этом был равен 516,69 см³/сек, отбор жидкости при данном режиме составил 45571 тыс. см³, а всего к концу работы на этом режиме было отобрано 90051 тыс. см³ нефти. Данные о суммарных отборах при других режимах приведены в табл. 2.

Подставляя соответствующие величины в выражение (39) и произведя нужные действия, получаем для первого режима

$$R_1^2 = 295930000 : P_{s-1}; \quad (40)$$

для второго режима

$$R_2^2 = 599110000 : P_{s-2}; \quad (41)$$

для третьего режима

$$R_3^2 = 1189000000 : P_{s-3}; \quad (42)$$

для четвертого режима

$$R_4^2 = 1414500000 : P_{s-4}; \quad (43)$$

и для пятого режима

$$R_5^2 = 1664620000 : P_{s-5}; \quad (44)$$

Далее задача решается методом постепенных приближений, а именно.

1. В первом приближении допустим, что радиус влияния скважины равен 5000 см. Тогда геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока в соответствии с формулой (29) выразится соотношением

$$G_R = \frac{180}{3000} \ln \frac{5000}{1900} = \frac{1}{16,667} \ln 2,6316 = \frac{0,9759}{16,667} = 0,0581 \text{ л/см}. \quad (45)$$

2. В соответствии с формулой (34) давление на границе зоны влияния отверстий выразится соотношением

$$P_{s-1} = 37 \frac{0,5761 + 0,0581}{1,0732 + 0,5761 + 0,0581} = 13,743 \text{ атм}. \quad (46)$$

3. Пользуясь выражением (40), находим радиус влияния скважины во втором приближении. А именно:

$$R_1^2 = 295930000 : 13,743 = 21553300 \text{ см}^2, \quad (47)$$

ткуда

$$R_1 = 4642 \text{ см}.$$

4. Аналогичным образом во втором приближении получаем: геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока равна

0,0536 1/см, давление на внешней границе зоны влияния отверстий 13,682 атм.

5. В третьем приближении получаем: радиус влияния скважины 4651 см, геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока 0,0537 1/см и давление на внешней границе зоны влияния отверстий 13,683 атм.

6. В четвертом приближении радиус влияния скважины оказывается таким же, как и в третьем приближении 4651 см. Остальные расчеты повторять нет необходимости.

Подставим же полученные данные, а также вязкость нефти Первомайского месторождения в пластовых условиях, которая оказалась равной 0,71 сантипуаза, в выражение (1). В итоге такой подстановки получаем

$$251,8 - 214,8 = \frac{358,13 \cdot 0,71}{6,2832 \cdot 180 \cdot k_1} \cdot (1,0732 + 0,5761 + 0,0537), \quad (48)$$

откуда

$$k_1 = \frac{358,13 \cdot 0,71 \cdot 1,7030}{6,2832 \cdot 180 \cdot 37} = 0,010348 \text{ дарси}, \quad (49)$$

или 10,35 миллидарси.

При втором режиме получаем радиус влияния скважины 5547 см, геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока 0,0643 1/см и проницаемость пласта 10,67 миллидарси. Результаты расчетов по другим режимам данной скважины и другим скважинам приведены в таблице 2.

Там же приведены и средние значения проницаемости по отдельным скважинам: в скважине 260—10,83 мд, в скважине 261—4,82 мд, в скважине 262—10,59 мд и в скважине 264—13,87 мд.

Проницаемости рассматриваемого пласта, установленные по кернам Г. Н. Волощуком и др., оказались почти такими же. А именно, в скважине 260—9,5 мд (несходимость 1,14), по скважине 261—11,7 мд (несходимость 0,412), в скважине 262—13,4 мд (несходимость 0,790) и по скважине 264—33,2 мд (несходимость 0,418). Средняя несходимость оказалась равной 0,628.

Причина несходимости кроется, по-видимому, в том, что при определении по кернам во внимание принимается проницаемость по напластованию, при притоках в скважины определенную роль играет и проницаемость поперек напластования. Кроме того, в какой-то степени здесь сказалось ухудшение проницаемости за счет глинизации.

Ведь движение глинистого раствора по так называемым проточным порам имеет место. Во всяком случае фонтан на Губкинском газовом месторождении удалось заглушить лишь после закачки в пласт 400 м³ глинистого раствора. Закачанные до этого 35 тыс. м³ воды эффекта не дали. Однако в призабойную зону пласта глинистый раствор проникает легче, чем в керн, так как в керне внутри пор за счет находящейся там нефти создается достаточное противодействие. В призабойной зоне пласта такое противодействие не возникает, так как нефть отодвигается буровым раствором в удаленные от забоя части пласта. В итоге призабойные зоны пласта оказываются загрязненными в большей степени, чем керн.

Строго установившихся режимов работы скважин быть не может, так как теоретически благодаря непрерывному расширению воронки депрессии сумма геометрических характеристик должна постоянно воз-

растать, а проницаемость увеличиваться. Ведь в зоне, охватываемой воронкой депрессии, все большую и большую долю должны составлять удаленные от забоя скважины незаглинизированные породы. В трех из рассмотренных скважин увеличение эффективной проницаемости наблюдается, в последней не наблюдается.

Из сказанного следует: в отдельных случаях это явление можно использовать для определения проницаемости пласта в удаленных от скважин незаглинизированных частях его, однако результаты такого определения будут менее надежными по сравнению с результатами определения эффективной проницаемости пластов, которые приведены в таблице 2.

Для вывода формулы проницаемости незаглинизированных частей пласта сделаем следующее.

1. Представим сумму геометрических характеристик области дренирования скважины при более раннем режиме ΣG_1 в виде двух частей: геометрической характеристики заглинизированной зоны $G_{гг}$ и геометрической характеристики незаглинизированной зоны $G_{нз}$.

2. Сумму геометрических характеристик области дренирования при более позднем режиме ΣG_2 представим в виде трех частей, из которых две первых в точности равны соответствующим характеристикам более раннего режима, а третья представляет собой разность рассматриваемых сумм

$$G_{доп} = \Sigma G_2 - \Sigma G_1. \quad (50)$$

3. Составим систему уравнений

$$\begin{cases} k_2 \Sigma G_2 = G_{гг} \cdot k_{гг} + G_{нз} \cdot k' + G_{доп} \cdot k' \\ k_1 \Sigma G_1 = G_{гг} \cdot k_{гг} + G_{нз} \cdot k', \end{cases} \quad (51)$$

где k_1 и k_2 — эффективные проницаемости пласта при первом и втором режимах испытания скважины, $k_{гг}$ — проницаемость пласта в заглинизированной части и k' — проницаемость пласта в незаглинизированной части.

4. Вычитая из первого уравнения системы (51) второе, получаем

$$k_2 \Sigma G_2 - k_1 \Sigma G_1 = G_{доп} \cdot k', \quad (52)$$

откуда проницаемость пласта в незаглинизированной части его выразится соотношением

$$k' = \frac{k_2 \Sigma G_2 - k_1 \Sigma G_1}{\Sigma G_2 - \Sigma G_1}. \quad (53)$$

В выражение (53) можно подставлять данные, относящиеся непосредственно к тем или иным режимам работы скважины, а затем находить средние значения проницаемости незаглинизированных зон. Можно поступать и иначе, а именно: сначала находить средние значения эффективной проницаемости и сумм геометрических характеристик для первых режимов, а потом эти же параметры для последних. По скважине 260 Первомайского месторождения для первых двух режимов получаем: средняя эффективная проницаемость 10,51 миллидарси, и средняя сумма геометрических характеристик 1,7083 1/см; для двух последних режимов 11,07 миллидарси и 1,74315 1/см соответственно. Подставляя эти данные в выражение (53), получаем

$$k'_{260} = \frac{11,07 \cdot 1,74315 - 10,51 \cdot 1,7083}{1,74315 - 1,7083} = 38,52 \text{ мд}. \quad (54)$$

По скважине 261 находим средние сначала по первому и второму режимам, а потом по второму и третьему. Подставляя эти данные в выражение (53), получаем

$$k'_{261} = \frac{4,80 \cdot 1,67805 - 4,775 \cdot 1,6698}{1,67805 - 1,6698} = 9,86 \text{ мд.} \quad (55)$$

По скважине 262 находим средние сначала по первому и второму, а затем по третьему и четвертому режимам. Подставляя полученные данные в выражение (53), получаем

$$k'_{262} = \frac{11,04 \cdot 1,79845 - 10,145 \cdot 1,7411}{1,79845 - 1,7411} = 38,21 \text{ мд.} \quad (56)$$

Сравнивая между собой проницаемость незаглинизированных частей пластов с проницаемостью заглинизированных, мы получим количественное выражение скин-эффекта скважины. У нас однако нет проницаемости заглинизированных участков пластов, а есть средние эффективные проницаемости их. Поэтому, сопоставляя их, мы получим не истинный, а приближенный скин-эффект. Расчетная формула этого параметра

$$\Gamma = \frac{k'}{k_{\text{эф}}}. \quad (57)$$

Подставляя в эту формулу данные, относящиеся к скважине 260, получаем 3,56, аналогичным образом по скважине 261 получаем 2,05 и по скважине 262—3,61.

Таким образом, обработка данных о притоках нефти в скважины на установившихся режимах позволяет получить представление не только об эффективных проницаемостях пластов, но также и о приближенном значении скин-эффекта в этих скважинах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Е. М. Вицени. Кумулятивные перфораторы, применяемые в нефтяных и газовых скважинах. Изд. 2-е. М., «Недра», 1971.
2. В. Н. Мамуна, Г. Ф. Требин, Б. В. Ульяновский. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. М., ГОСИНТИ, 1960.
3. Л. А. Пухляков. Методика определения проницаемости пластов в незаглинизированных зонах по результатам исследования скважин на установившихся режимах. Информационный листок, № 100—74. Томск, Томский ЦНТИ, 1974.