

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА Ю-1 ОЛЕНЬЕГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ПРИТОКАМ НА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ

Л. А. ПУХЛЯКОВ

(Представлена кафедрой горючих ископаемых)

В основу методики определения проницаемости пластов по притокам на установившихся режимах была взята формула перепада давлений при притоке в гидродинамически несовершенную скважину,

$$P_{пл} - P_z = \frac{Q_{пл} \cdot \mu}{2\pi K_{эф} h} (G_s + G_\delta + G_R), \quad (1)$$

где $P_{пл}$ и P_z — пластовое и забойное давление в ати, $Q_{пл}$ — приток нефти в скважину, измеренный в пластовых условиях в $см^3/сек$, μ — вязкость нефти в пластовых условиях в сантипуазах, $K_{эф}$ — эффективная проницаемость пласта в дарси, n — число отверстий в фильтре (безразмерная величина), G_s , G_δ и G_R — геометрические характеристики зоны влияния отверстий, зоны сужения потока за счет неполноты перфорации и зоны плоскорадиального потока соответственно в $1/см$.

Приток в пластовых условиях рассчитывается по формуле

$$Q_{пл} = 11,547 Q_{пв} \cdot b, \quad (2)$$

где 11,547 — коэффициент, выражающий число $см^3/сек$ в $м^3/сут$, $Q_{пв}$ — приток в скважину, измеренный в поверхностных условиях в $м^3/сут$, и b — объемный коэффициент нефти, то есть отношение ее объема в пластовых условиях к объему в поверхностных (безразмерная величина всегда больше единицы).

Данные о притоках нефти в различные скважины при различных режимах приведены в табл. 1. Объемный коэффициент и другие физические свойства нефти Оленьего месторождения, полученные в результате исследования ее на УИПН-2М, приведены в табл. 2.

Геометрическая характеристика зоны влияния отверстий в разных условиях выражается по-разному. Прежде всего она зависит от наличия или отсутствия каналов при отверстиях. Определенным образом на нее влияет плотность перфорации.

Плотность перфорации учитывается через так называемый радиус влияния отверстий s , который равен половине среднего расстояния между двумя соседними отверстиями. При высокой плотности перфорации, когда длина фильтра на одно отверстие не достигает $2,55 r$, где r — радиус скважины перед спуском обсадной колонны в см, этот параметр рассчитывается по формуле

$$s = 0,5 \sqrt{2\pi r \frac{h}{n}} \quad (3)$$

Таблица 1

Результаты испытания пласта Ю-1 в скважинах 123, 125 и 129
Оленьего нефтяного месторождения

№№ скважин	Диаметры скважин, см	Интервал пласта, м	Интервал перфорации, м	Число отверстий в колонне	Пластовое давление, атм	Диаметры штуцеров, мм	Забойные давления, атм	Депрессии на пласт, атм	Притоки в скважины, м ³ /сут	Время работы скважины на данном режиме, в часах	Время работы скважины на данном режиме, в сек.	Общее время испытания скважины к концу данного режима в сек.
123	19	2541— 2578	2542— 2549 2555— 2560	120	256,2	2,6	227,0	29,2	12,6	14,0	50400	50400
						4,2	199,0	57,2	31,6	37,0	133200	183600
						6,0	181,1	75,1	48,2	21,0	75600	259200
						8,2	165,7	90,5	56,7	25,0	90000	349200
125	19	2571— 2616	2585— 2600	360	263,8	4	236,3	27,5	33,3	22,0	79200	79200
						6	216,7	47,1	63,0	12,0	43200	122400
						8	208,4	55,4	77,0	4,0	14400	136800
						6	213,8	50,0	62,5	10,0	36000	172800
129	19	2586— 2636	2588— 2596	120	268,6	4	241,0	27,6	50,0	70,0	252000	252000
						6	233,6	35,0	94,0	42,0	151200	403200
						8	214,9	53,7	144,0	31,0	111600	514800
						4	247,8	20,8	54,6	40,0	144000	658800

**Физические свойства нефти Оленьего нефтяного
месторождения и данные о пористости пласта**

Наименование параметров	Единицы измерения	Осредненные результаты анализов
Давление насыщения	ати	100
Коэффициент сжимаемости	$10^{-5} 1/at$	15,37
Газосодержание, отнесенное к единице объема	m^3/m^3	75,84
Газосодержание, отнесенное к единице веса	m^3/t	89,43
Объемный коэффициент	1	1,289
Усадка	%	22,4
Плотность сепарированной нефти	$г/см^3$	0,848
Плотность пластовой нефти	$г/см^3$	0,732
Плотность газа	$г/литр$	1,286
Вязкость неразгазированной нефти в пластовых условиях	сантипуазы	0,64
Вязкость разгазированной нефти в поверхностных условиях	сантипуазы	5,79
Средний коэффициент растворимости газа	$см^3/см^3 \cdot ат$	0,758
Пористость пласта Ю-1 по скважине 123	доли единицы	0,187
Пористость пласта Ю-1 по скважине 125	доли единицы	0,161
Пористость пласта Ю-1 по скважине 129	доли единицы	0,195

где h — длина перфорированной части ствола скважины в пределах данного продуктивного пласта в см, остальные обозначения прежние.

При низкой плотности перфорации, когда длина фильтра на одно отверстие превышает 2,55 r , радиус влияния отверстий рассчитывается по формуле

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

Радиусы всех рассматриваемых в настоящей статье скважин равны 9,5 см, отсюда величина 2,55 r равна 24,2 см. Наибольшая длина фильтра на одно отверстие 20,0 см (скважина 123). Таким образом, во всех рассматриваемых скважинах плотность перфорации высокая, и, следовательно, для расчета радиусов влияния отверстий следует пользоваться формулой (3). Для скважины 123 этот параметр выразится соотношением

$$s = 0,5 \sqrt{6,283 \cdot 9,5 \cdot \frac{1200}{120}} = 12,21 \text{ см} \quad (5)$$

Результаты определения данного параметра для других скважин приведены в табл. 3.

Геометрическая характеристика зоны влияния отверстий в случае отсутствия каналов при отверстиях (рыхлый пласт) и высокой плотности перфорации рассчитывается по формуле

$$G^1_s = \frac{1}{\lambda} - \frac{1}{s} - \frac{1}{4r} \ln \frac{s}{\lambda} + \frac{s-\lambda}{16r^2} - 0,0117 \frac{s^2-\lambda^2}{r^3} + 0,0026 \frac{s^3-\lambda^3}{r^4} - \dots \quad (6)$$

где λ — радиус отверстия в см.

При тех же условиях (отсутствие каналов), но при низкой плотности перфорации этот параметр рассчитывается по формуле

$$G^{11}_s = \frac{1}{\lambda} - \frac{0,14362}{r} - \frac{1}{4r} \ln \frac{2r}{\lambda} - \frac{1}{2s} - \frac{r^2}{8s^3} - \frac{r^4}{32s^5} - \dots \quad (7)$$

В случае наличия каналов при отверстиях (прочный пласт) и высо-

кой плотности перфорации геометрическая характеристика зоны влияния отверстий рассчитывается по формуле

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

где y — глубина (длина) каналов при отверстиях в см за пределами цементного кольца и λ — средний радиус этих каналов также в см.

В случае низкой плотности перфорации и тех же прочих условиях (наличие каналов при отверстиях) геометрическая характеристика зоны влияния отверстий рассчитывается по формуле

$$G_s^{IV} = \frac{1}{y} \ln \frac{(y+\lambda)2r}{(y+2r)\lambda} - \frac{0,25}{r+y} \ln \frac{2r+y}{\lambda+y} + 0,0625 \frac{2r-\lambda}{(r+y)^2} + \frac{1}{y} \ln \frac{(y+4r)s}{(y+2s)2r} \quad (9)$$

В рассматриваемом случае плотность перфорации во всех скважинах высокая (см. выше), пласт прочный, способ перфорации кумулятивный, перфоратор ПК-80, поэтому в качестве расчетной формулы принимается формула (8).

Величины двух из употребляющихся в формуле (8) параметров (радиус скважины и радиус влияния отверстий) приведены выше. Для обоснования глубин каналов и средних радиусов их вспомним, что перфоратор ПК-80 создает каналы глубиной до 5 см и начальным радиусом до 0,5 см [1]. Однако большая часть канала (около 3 см) приходится на металл колонны и цементное кольцо. Таким образом, расчетная длина канала может быть принята равной 2 см. Канал при отверстиях в колонне по мере удаления от его начала, как известно, сужается почти конически. Поэтому для той части его, которая приходится на породу, средний радиус можно принять равным 0,2 см. Подставляя эти величины в формулу (8), получаем

$$G_s = \frac{1}{2} \ln \frac{(2+0,2) \cdot 12,21}{(2+12,21) \cdot 0,2} - \frac{0,25}{9,5+2} \ln \frac{12,21+2}{0,2+2} + \frac{0,0625 \cdot (12,21-0,2)}{(9,5+2,0)^2} = 1,1231 - 0,0406 + 0,0057 = 1,0882 \text{ 1/см.}$$

Для скважины 125-й этот параметр оказался равным 1,0569 1/см и для скважины 129-й — 1,0753 1/см (табл. 3).

Геометрическая характеристика зоны сужения потока за счет неполноты перфорации G_s также имеет разное выражение при различном характере неполноты. Оно зависит прежде всего от количества компонент неполноты. Поэтому рассмотрение данного вопроса необходимо начать с определения компоненты неполноты перфорации.

Под компонентой неполноты перфорации скважины понимается либо половина непроперфорированного участка, если данный участок не примыкает ни к подошве, ни к кровле его, либо полная длина его, если он примыкает к кровле или к подошве пласта. При этом принимаются во внимание лишь те компоненты, которые превосходят радиус влияния фильтра x_0 , выражаемый соотношением

$$x_0 = r + y + s. \quad (11)$$

Компонента неполноты называется первой и обозначается через δ_1 , если она превосходит все остальные и встречается только один раз. Первая компонента всегда соответствует непроперфорированному участку, примыкающему либо к кровле, либо к подошве пласта.

Компонента неполноты называется второй и обозначается через δ_2 , если она повторяется два раза. Например, скважина имеет один непроперфорированный участок, не примыкающий ни к кровле, ни к по-

дошве пласта. Согласно данному выше определению, на этом участке выделяется две компоненты неполноты, каждая из которых равна половине длины его. Второй пример — скважина имеет два непроперфорированных участка, один из которых примыкает к кровле пласта, второй — к подошве. Каждый из них соответствует компоненте неполноты. Меньшая из этих компонент повторяется в большей, следовательно, она является второй и обозначается через δ_2 . Большая компонента неполноты в подобных случаях называется первой и обозначается через δ_1 . Скважины с двухкомпонентной неполнотой перфорации могут иметь, а могут и не иметь первую компоненту неполноты.

Компонента неполноты перфорации называется третьей и обозначается через δ_3 , если она повторяется три раза. При трехкомпонентной неполноте перфорации в пределах пласта бывает два непроперфорированных участка, один из которых примыкает либо к кровле, либо к подошве пласта, а второй располагается где-то посередине. Первая и вторая компоненты неполноты в такого рода скважинах могут присутствовать, а могут и отсутствовать.

Компонента неполноты перфорации называется четвертой и обозначается через δ_4 , если она повторяется четыре раза. Здесь возможны два случая. Первый: скважина имеет три непроперфорированных участка, два из которых примыкают к подошве и кровле пласта, а третий располагается где-то посередине. Второй случай: скважина имеет два непроперфорированных участка, располагающихся где-то посередине пласта. Первая, вторая и третья компоненты неполноты в скважинах с четырехкомпонентной неполнотой перфорации могут присутствовать, а могут и отсутствовать.

Из рассматриваемых скважин две (125-я и 129-я) обладают двухкомпонентной неполнотой перфорации, а третья, скважина 123-я — четырехкомпонентной. Скважины с числом компонент неполноты перфорации более четырех в пределах Оленьего нефтяного месторождения не встречаются и потому в пределах настоящей статьи не рассматриваются.

При однокомпонентной неполноте перфорации геометрическая характеристика зоны сужения потока рассчитывается по формуле

$$G_{\delta}^I = \frac{n}{h} \ln \frac{(h+x_0)\delta_1}{(h+\delta_1)x_0}, \quad (12)$$

где h — длина интервала перфорации скважины в см, n — число отверстий в колонне (безразмерная величина) и δ_1 — первая (а в данном случае единственная) компонента неполноты перфорации в см.

При двухкомпонентной неполноте перфорации скважин, когда обе компоненты δ_2 равны между собой, геометрическая характеристика зоны сужения потока рассчитывается по формуле

$$G_{\delta}^{II} = \frac{n}{h} \ln \frac{(h+2x_0)\delta_2}{(h+2\delta_2)x_0}. \quad (13)$$

При аналогичных условиях (двухкомпонентная неполнота), но в случае, если одна из компонент неполноты превосходит другую

$$x_0 < \delta_2 < \delta_1, \quad (14)$$

геометрическая характеристика зоны сужения потока рассчитывается по формуле

$$G_{\delta}^{II-1} = G_{\delta}^{II} + \frac{n}{h+\delta_2} \ln \frac{(h+2\delta_2)\delta_1}{(h+\delta_2+\delta_1)\delta_2}, \quad (15)$$

где G_{δ}^{II} рассчитывается по формуле (13).

При трехкомпонентной неполноте перфорации скважин возможны три случая. Первый случай — все компоненты неполноты равны между

собой, или иначе в расчете участвуют только третьи компоненты δ_3 . Формула для определения геометрической характеристики зоны сужения потока имеет вид

$$G_{\delta}^{III} = \frac{n}{h} \ln \frac{(h+3x_0)\delta_3}{(h+3\delta_3)x_0}. \quad (16)$$

Второй случай. Одна компонента превышает две других. Соотношение между компонентами имеет вид

$$x_0 < \delta_3 < \delta_1. \quad (17)$$

Геометрическая характеристика зоны сужения потока выражается формулой

$$G_{\delta}^{III-I} = G_{\delta}^{III} + \frac{n}{h+2\delta_3} \ln \frac{(h+3\delta_3)\delta_1}{(h+2\delta_3+\delta_1)\delta_3}, \quad (18)$$

где G_{δ}^{III} — выражается соотношением (16).

Третий случай. Две компоненты превышают третью, или иначе

$$x_0 < \delta_3 < \delta_2. \quad (19)$$

Геометрическая характеристика зоны сужения потока выражается формулой

$$G_{\delta}^{III-II} = G_{\delta}^{III} + \frac{n}{h+\delta_3} \ln \frac{(h+3\delta_3)\delta_2}{(h+\delta_3+2\delta_2)\delta_3}, \quad (20)$$

где G_{δ}^{III} — определяется из формулы (16).

При четырехкомпонентной неполноте перфорации скважин возможны следующие семь случаев. Случай первый — все компоненты равны между собой, или иначе в расчете участвуют только четвертые компоненты δ_4 . Формула для определения геометрической характеристики зоны сужения потока здесь имеет вид

$$G_{\delta}^{IV} = \frac{n}{h} \ln \frac{(h+4x_0)\delta_4}{(h+4\delta_4)x_0}, \quad (21)$$

Второй случай. Одна компонента имеет меньшую по сравнению с остальными длину, а три других равны между собой. Это значит, что в расчете принимают участие только четвертые и третьи компоненты

$$x_0 < \delta_4 < \delta_3. \quad (22)$$

Геометрическая характеристика зоны сужения потока здесь выражается формулой

$$G_{\delta}^{IV-III} = G_{\delta}^{IV} + \frac{n}{n+\delta_4} \ln \frac{(h+4\delta_4)\delta_3}{(h+\delta_4+3\delta_3)\delta_4}. \quad (23)$$

где G_{δ}^{IV} — определяется из соотношения (21).

Третий случай. Две компоненты имеют одну длину, а две — другую. Иначе, здесь присутствуют компоненты четвертая и вторая

$$x_0 < \delta_4 < \delta_2, \quad (24)$$

и отсутствуют компоненты первая и третья. Геометрическая характеристика зоны сужения потока здесь выражается формулой

$$G_{\delta}^{IV-II} = G_{\delta}^{IV} + \frac{n}{h+2\delta_4} \ln \frac{(h+4\delta_4)\delta_2}{(h+2\delta_4+2\delta_2)\delta_4}, \quad (25)$$

где G_{δ}^{IV} определяется из соотношения (21).

Четвертый случай. Три компоненты равны между собой и уступают по длине четвертой, или иначе в расчете участвуют первая и четвертая компоненты

$$x_0 < \delta_4 < \delta_1, \quad (26)$$

и отсутствуют вторая и третья. Геометрическая характеристика зоны сужения потока здесь может быть выражена формулой

$$G_{\delta}^{IV-I} = G_{\delta}^{IV} + \frac{n}{h+3\delta_4} \ln \frac{(h+4\delta_4)\delta_1}{(h+3\delta_4+\delta_1)\delta_4}, \quad (27)$$

где G_{δ}^{IV} рассчитывается по формуле (21).

Пятый случай. Две меньших компоненты имеют разную длину, а две больших — одинаковую. В расчете участвуют четвертая, третья и вторая компоненты

$$x_0 < \delta_4 < \delta_3 < \delta_2, \quad (28)$$

отсутствует первая. Формула геометрической характеристики зоны сужения потока в этом случае имеет вид

$$G_{\delta}^{IV-III-II} = G_{\delta}^{IV-III} + \frac{n}{h+\delta_4+\delta_3} \ln \frac{(h+\delta_4+3\delta_3)\delta_2}{(h+\delta_4+\delta_3+2\delta_2)\delta_3}, \quad (29)$$

где G_{δ}^{IV-III} определяется по формулам (21) и (23).

Случай шестой. Наименьшая и наибольшая компоненты непарные, компоненты промежуточной длины парные, иначе в расчете участвуют четвертая, третья и первая компоненты

$$x_0 < \delta_4 < \delta_3 < \delta_1, \quad (30)$$

вторая компонента отсутствует. Формула геометрической характеристики зоны сужения потока здесь имеет следующий вид

$$G_{\delta}^{IV-III-I} = G_{\delta}^{IV-III} + \frac{n}{h+\delta_4+2\delta_3} \ln \frac{(h+\delta_4+3\delta_3)\delta_1}{(h+\delta_4+2\delta_3+\delta_1)\delta_3}, \quad (31)$$

где G_{δ}^{IV-III} определяется из соотношений (21) и (23).

Случай седьмой — наиболее вероятный. Две наименьших компоненты парные (одинаковые по длине), наибольшие непарные (неодинаковые по длине), иначе в расчете участвуют компоненты четвертая, вторая и первая

$$x_0 < \delta_4 < \delta_2 < \delta_1, \quad (32)$$

отсутствует третья. Геометрическая характеристика зоны сужения потока в таком случае определяется соотношением

$$G_{\delta}^{IV-II-I} = G_{\delta}^{IV-II} + \frac{n}{h+2\delta_4+\delta_2} \ln \frac{(h+2\delta_4+2\delta_2)\delta_1}{(h+2\delta_4+\delta_2+\delta_1)\delta_2}, \quad (33)$$

где G_{δ}^{IV-II} рассчитывается по формулам (21) и (25).

Неполнота перфорации скважины 123 четырехкомпонентная, наименьшая компонента непарная, ее длина 100 см. Она повторяется во всех остальных, отсюда ее можно считать четвертой δ_4 . Следующая компонента парная, ее длина 300 см. Кроме того, она повторяется в наибольшей. Таким образом она является третьей δ_3 . Наибольшая компонента неполноты перфорации имеет длину 1800 см. Она повторяется только в самой себе, то есть один раз и потому считается первой δ_1 . Это соотношение между компонентами соответствует случаю шестому и формулам (21), (23) и (31).

Подставляя в формулу (21) приведенные выше величины, а также радиус влияния фильтра, который в данном случае в соответствии с формулой (11) выражается соотношением

$$\chi_0 = 9,5 + 2,0 + 17,3 = 28,8 \text{ см}, \quad (34)$$

получаем

$$G_{\delta}^{IV} = \frac{120}{1200} \ln \frac{(1200+4 \cdot 23,7) \cdot 100}{(1200+4 \cdot 100) \cdot 23,7} = 0,1228 \text{ 1/см}. \quad (35)$$

Производя аналогичные подстановки в формулу (23), получаем

$$G_{\delta}^{IV-III} = 0,1228 + \frac{120}{1200+100} \ln \frac{(1200+4 \cdot 100) \cdot 300}{(1200+100+3 \cdot 300) \cdot 100} = \\ = 0,1228 + 0,0720 = 0,1948 \text{ 1/см.} \quad (36)$$

Наконец, подставляя соответствующие данные в формулу (31), получаем

$$G_{\delta}^{IV-III-I} = 0,1948 + \frac{120}{1200+100+600} \ln \frac{(1200+100+3 \cdot 300) \cdot 1800}{(1200+100+2 \cdot 300+1800) \cdot 300} = \\ = 0,1948 + 0,0804 = 0,2752 \text{ 1/см.} \quad (37)$$

Неполнота перфорации скважин 125 и 129 двухкомпонентная, компоненты неполноты в обоих случаях разные. Таким образом, геометрическая характеристика зоны сужения потока здесь должна рассчитываться по формулам (13) и (15). Для скважины 125 этот параметр оказался равным 0,7913 1/см, а для скважины 129 — 0,4755 1/см (табл. 3).

Геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока в разных условиях также выражается по-разному. А именно, при отсутствии зоны сужения потока по формуле

$$D_R^I = \frac{n}{H} \ln \frac{R}{r+y+s}, \quad (38)$$

где H — полная мощность пласта в см и R — радиус влияния скважины в см.

При наличии зоны сужения потока за счет неполноты перфорации геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока рассчитывается по формуле

$$G_R^{II} = \frac{n}{H} \ln \frac{R}{\delta_{\max}}. \quad (39)$$

Из величин, употребляющихся в формулах (38) и (39), особого рассмотрения требует радиус влияния скважины. Некоторые авторы рекомендуют определять его по формуле

$$R^2 = 2,25 \kappa t, \quad (40)$$

где κ — пьезопроводность пласта и t — время работы скважины в процессе ее испытания. Здесь, однако, следует отметить, что пьезопроводность пласта является параметром, который требует предварительного определения. В связи с этим на первом режиме работы скважины радиус ее влияния предлагается определять не по пьезопроводности, а по количеству отобранной жидкости, для чего рекомендуется пользоваться формулой

$$R^2 = \frac{2V}{\pi m \alpha H P_s}, \quad (41)$$

где V — объем нефти или другой жидкости, отобранной из скважины на первом режиме в см^3 (для скважины 123 эта величина равна 9 474 000 см^3), m — пористость пласта в долях единицы (для скважины 123 эта величина равна 0,187), α — коэффициент сжимаемости нефти или другой жидкости в $1/\text{ат}$ (для нефти Оленьего месторождения эта величина равна $15,37 \cdot 10^{-5} 1/\text{ат}$), H — мощность пласта в см (в рассматриваемом случае эта величина равна 3700 см) и P — депрессия на пласт на границе зоны влияния отверстий, определяемая по формуле

$$P_s = (P_{пл} - P_3) \frac{G_{\delta} + G_R}{G_s + G_{\delta} + G_R}. \quad (42)$$

Определение это ведется методом постепенных приближений. Рассмотрим это на примере первого режима скважины 123. Примем в первом приближении радиус влияния скважины равным 4000 см. Тогда ге-

ометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока в соответствии с формулой (39) выразится соотношением

$$G_R = \frac{120}{3700} \ln \frac{4000}{1800} = 0,0258 \text{ л/см.} \quad (43)$$

Депрессия на пласт на внешней границе зоны влияния отверстий при этих условиях в соответствии с формулой (42) выразится соотношением

$$P_s = 29,2 \frac{0,2752 + 0,0258}{1,0882 + 0,2752 + 0,0258} = 6,3268 \text{ атм.} \quad (44)$$

В соответствии с этим по формуле (41) получаем

$$R^2 = \frac{2 \cdot 9474000}{3,1416 \cdot 0,187 \cdot 15,37 \cdot 10^{-5} \cdot 3700 \cdot 6,3268} = 8.964.720 \text{ см}^2, \quad (45)$$

откуда радиус влияния скважины во втором приближении оказывается равным 2980 м.

Геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока во втором приближении оказалась равной 0,0163 л/см, депрессия на внешней границе зоны влияния отверстий — 6,16931 атм.

Аналогичным образом в третьем приближении получаем: радиус влияния скважины 3032 см, геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока 0,0169 л/см и депрессия на внешней границе зоны влияния отверстий 6,17932 атм.

В четвертом приближении радиус влияния скважины оказывается равным 3030 см, остальные характеристики остаются такими же, как и в третьем приближении. Поэтому принимаем их в качестве окончательных (табл. 3).

Для определения радиуса влияния скважины на втором и последующих режимах можно воспользоваться формулой (40), для чего первоначально в нее подставляются данные, относящиеся к первому режиму (радиус влияния скважины 3030 см и время работы скважины 50400 сек). В итоге получаем пьезопроводность пласта, которая оказалась равной 80,96 см²/сек.

Далее в ту же формулу (40) подставляем полученную пьезопроводность и суммарное время истечения жидкости из скважины к концу работы на данном режиме. Время это для второго режима выражается соотношением

$$t_2 = 50400 + 133200 = 183600 \text{ сек,} \quad (46)$$

для третьего режима

$$t_3 = 50400 + 133200 + 75600 = 259200 \text{ сек.} \quad (47)$$

Для четвертого режима это время оказалось равным 349200 сек.

В соответствии с этим радиус влияния скважины для второго режима выразился соотношением

$$R = \sqrt{2,25 \cdot 80,96 \cdot 183600} = 5783 \text{ см.} \quad (48)$$

Для третьего режима этот параметр оказался равным 6871 см и для четвертого — 7976 см (табл. 3).

Геометрические характеристики зоны плоскорадиального потока оказались следующими: для второго режима 0,0379 л/см, для третьего — 0,0434 л/см и для четвертого — 0,0483 л/см (табл. 3).

Подставляя полученные величины в формулу (1) и произведя соответствующие преобразования, находим эффективную проницаемость пласта при работе скважины на первом режиме

$$k_1 = \frac{187,979 \cdot 0,64}{6,2832 \cdot 120 \cdot 29,2} \cdot (1,0882 + 0,2752 + 0,0169) = 0,007534 \text{ дарси,} \quad (49)$$

или 7,534 миллидарси.

Таблица 3

Результаты определения эффективной проницаемости пласта Ю-1 по скважинам 123, 125 и 129 Оленьего нефтяного месторождения

№№ скважин	Мощность пласта на одно отверстие, см	Длина фильтра на одно отверстие, см	Радиус влияния отверстий, см	Радиус влияния фильтра, см	Компоненты неполноты перфорации				Диаметры штурцов, мм	Притоки в скважину в пластовых условиях, см ³ /сек	Отбор жидкости на первом режиме, тыс.см ³	Радиус влияния скважины, см	Геометрические характеристики			Суммы геометрических характеристик, 1/см	Эффективные проницаемости пласта, в милл. дарси
					первая, см	вторая, см	третья, см	четвертая, см					зоны влияния отверстий, 1/см	зоны сужения потока, 1/см	зоны плоскорadiaльного потока, 1/см		
123	30,833	10,0	12,21	23,7	1800	—	300	100	2,6	187,979	9474	3030	1,0882	0,2752	0,0169	1,3803	7,543
									4,2	471,440		5783		0,0379	1,4013	9,803	
									6,0	719,095		6871		0,0434	1,4068	11,434	
									8,2	845,906		7976		0,0483	1,4117	11,200	
									среднее значение								
125	12,50	4,1667	7,885	19,4	1600	1400	—	—	4	496,802	39347	4257	1,0569	0,7913	0,0783	1,9265	9,847
									6	939,896		5292		0,0957	1,9439	10,976	
									8	1148,76		5595		0,1001	1,9483	11,431	
									6	932,436		6288		0,1095	1,9577	10,330	
									среднее значение								
129	41,667	6,6667	9,974	21,5	4000	200	—	—	4	745,949	187979	9571	1,0753	0,4755	0,0209	1,5717	36,057
									6	1402,38		12100		0,0266	1,5774	53,649	
									8	2148,33		13680		0,0295	1,5803	53,664	
									4	814,576		15475		0,0325	1,5833	52,632	
									среднее значение								

Для других режимов этот параметр оказался равным 9,803, 11,434 и 11,200 миллиарды. Среднее значение для четырех режимов оказалось равным 9,995 миллиарды (табл. 3). Для скважины 125 среднее значение эффективной проницаемости равно 10,646 миллиарды и для скважины 129 — 49,0 миллиарды (табл. 3 и 4).

Таблица 4

Сопоставление результатов определения эффективной проницаемости по притокам на установившихся режимах с результатами определения этого параметра по кернам

№№ скважин	Эффективные проницаемости пластов, определенные по притокам на установившихся режимах, миллиарды	Средние проницаемости пластов, определенные по кернам, по данным Г. Н. Волощука, миллиарды	Коэффициент несходимости
123	9,995	6,5	1,538
125	10,6	32,0	0,331
129	49,0	60,0	0,817
Среднее значение			0,746

Возникает вопрос, насколько полученные данные соответствуют тем проницаемостям, которые получаются при определении этого параметра по кернам. Согласно устному сообщению Г. Н. Волощука, средние проницаемости рассматриваемого пласта при определении их по кернам оказались следующими: по скважине 123 — 6,5 миллиарды, по скважине 125 — 32,0 миллиарды и по скважине 129 — 60 миллиарды (табл. 4).

Для сопоставления рассматриваемых данных предлагается воспользоваться коэффициентом несходимости, под которым понимается отношение проницаемости, определяемой по притокам в скважину, к проницаемости, определяемой по кернам. Коэффициент этот, как показано в табл. 4, отклоняется то в ту, то в другую сторону от единицы и порой в значительной степени. Однако среднее значение данного коэффициента для всех рассматриваемых скважин, которое в данном случае представляет собой корень кубический из произведения трех исходных значений его, равно 0,746, что довольно близко к единице.

Интересна и такая деталь. При определении по керну наибольшее значение проницаемости (60 миллиарды) оказалось в скважине 129. В этой же скважине она оказалась наибольшей (49 миллиарды) и при определении по притокам на установившихся режимах. Таким образом, мы имеем право говорить, что проницаемости, полученные по притокам нефти на установившихся режимах, достаточно близки к тем, которые получаются при определении рассматриваемого параметра по кернам.

Из таблицы 3 видно, что в большинстве случаев с увеличением радиуса влияния скважин проницаемость пласта также увеличивается. Причина этого явления заключается, видимо, в том, что эффективная проницаемость представляет собой нечто среднее между проницаемостью заглинизированной в процессе вскрытия пласта призабойной зоны и проницаемостью удаленной от скважины незаглинизированной зоны. И чем больше в этой сумме доля незаглинизированных участков, тем больше эффективная проницаемость.

Исходя из сказанного, для определения проницаемости незаглинизированных зон предлагается пользоваться формулой

$$K_{из} = \frac{K''\Sigma G'' - K'\Sigma G'}{\Sigma G'' - \Sigma G'} \quad (50)$$

где k' и $\Sigma G'$ — эффективная проницаемость и сумма геометрических характеристик при режиме с меньшим радиусом влияния скважины, а k'' и $\Sigma G''$ — эффективная проницаемость и сумма геометрических характеристик при режиме с большим радиусом влияния скважины.

Следует однако отметить, что для определения проницаемости незаглинизированных зон брать данные непосредственно из таблицы 3 нецелесообразно. Это связано прежде всего с тем, что каждая скважина испытывается, как правило, не на двух, а на трех, четырех и большем количестве режимов, благодаря чему получается не две эффективных проницаемости, а гораздо больше. Формула (50) приспособлена для двух из них.

При гидродинамических методах исследования в подобных ситуациях большое количество данных сводится к меньшему либо графическим построением, либо путем нахождения средних. В рассматриваемом случае, когда количество эффективных проницаемостей и сумм геометрических характеристик равно четырем, целесообразно найти средние арифметические по двум первым и двум последним замерам каждой скважины.

По скважине 123 средняя эффективная проницаемость по двум первым режимам оказалась равной 8,673 миллидарси, а соответствующая ей средняя сумма геометрических характеристик 1,3908 1/см. По двум последним режимам эти параметры оказались равными 11,317 миллидарси и 1,40925 1/см соответственно. В итоге расчет проницаемости незаглинизированных зон по этой скважине в соответствии с формулой (50) принимает вид

$$k_{\text{из}} = \frac{11,317 \cdot 1,40925 - 8,673 \cdot 1,3908}{1,40925 - 1,3908} =$$

$$= \frac{3,8861}{0,01845} = 210,6 \text{ миллидарси.} \quad (51)$$

Продолжая расчет аналогичным образом, находим, что в скважине 125 проницаемость равна 61,7 миллидарси, а в скважине 129 — 1854 миллидарси (таблица 5).

Чтобы учесть, насколько изменилась проницаемость по мере перехода от незаглинизированных удаленных от забоя зон к призабойным заглинизированным зонам, предлагается ввести термин коэффициент глинизации, под которым понимается отношение этих проницаемостей. В пределах рассматриваемых скважин этот коэффициент изменяется в очень широких пределах от 37,8 до 5,8, но нетрудно видеть, что он увеличивается с увеличением эффективной проницаемости. Из этого следует, что глинизация пластов в какой-то степени зависит от проницаемости. Это и естественно, ибо глинистый раствор в более широкие поры должен проникать с большей легкостью.

Существует мнение, согласно которому глинистый раствор в поры пласта не проникает, или проникает не более чем на 2—3 см (вариант 2—3 мм), и коллекторские свойства пласта за счет этого якобы не ухудшаются. В крайнем случае сторонники этой теории признают проникновение в пласт фильтрата, то есть воды, выделяющейся из глинистого раствора.

В качестве возражения против такого мнения можно привести следующий факт. При укрощении одного крупного газового фонтана на реке Пур по соседству с фонтанирующей скважиной была заложена вторая, через которую первоначально закачали 35 тыс. м³ воды; однако эффекта это не дало. Когда же в нее стали закачивать глинистый раствор, то 400 м³ этого раствора оказалось достаточно, чтобы заглинизировать пласт и прекратить фонтанирование аварийной скважины. Таким обра-

Расчет проницаемости пласта Ю-1 в незаглинизированных частях
по скважинам 123, 125 и 129 Оленьего месторождения

Таблица 5

№№ скважин	$\Sigma G'$	k'	$\Sigma G''$	k''	$k' \Sigma G'$	$k'' \Sigma G''$	$k'' \Sigma G'' - k' \Sigma G'$	$\Sigma G - \Sigma' G''$	Прониц. неза- глинизирован- ных зон	Кoeffици- ент глини- зации
123	1,3908	8,673	1,4093	11,317	12,0624	15,9485	3,8861	0,01845	210,6	21,1
125	1,9352	10,412	1,9530	10,881	20,1493	21,2506	1,1013	0,0178	61,7	5,8
129	1,57455	44,853	1,5818	53,148	70,6233	84,0695	13,4462	0,00725	1854	37,8

зом, при достаточно низких давлениях глинистый раствор довольно интенсивно заполняет крупные поры, которые обуславливают проницаемость пласта и, следовательно, делает его непроницаемым. При высоких пластовых давлениях проникновение раствора в пласт идет менее интенсивно, но и это приводит к некоторому ухудшению проницаемости пласта в призабойной зоне.

Именно в связи с глинизацией пластов в процессе их вскрытия введено понятие «скин-эффект», которое в какой-то мере соответствует употребляемому в настоящей статье понятию «коэффициент глинизации».

Излагаемая методика определения эффективной проницаемости пластов по притокам на установившихся режимах не единственная. Аналогичная методика изложена Н. М. Базловым, которая рекомендует определять дополнительные сопротивления в зоне влияния отверстий и зоне сужения потока посредством графиков В. И. Щурова [5]. Недостатком этих графиков является то, что они пригодны только для ручной обработки данных о притоках нефти в скважины. Для использования этих графиков при машинной обработке данных о притоках в скважины их необходимо предварительно переводить в табличную форму, а это связано с такими затратами ручного труда, что машинная обработка данных о притоках не оправдывается. Проведение аналогичных расчетов по формулам, приведенным в настоящей статье, позволяет использовать для них электронно-счетные машины.

Второй недостаток графиков В. И. Щурова заключается в том, что составлены они исходя из возможности лишь однокомпонентной неполноты перфорации скважин. Во всяком случае данные, получаемые из графиков, предназначенных для определения коэффициента C_2 , соответствуют таким значениям геометрической характеристики зоны сужения потока, которые получаются из формулы (12). Практика показала, что скважины с числом компонент неполноты перфорации более одной встречаются довольно часто.

Это и послужило причиной того, что изложенная выше обработка данных о притоках в скважины 123, 125 и 129 Оленьего месторождения была выполнена не по той методике, которую излагают М. Н. Базлов и др. авторы, а в соответствии с разработками, сделанными в работах [2, 3, 4].

ЛИТЕРАТУРА

1. Е. М. Вицени. Кумулятивные перфораторы, применяемые в нефтяных и газовых скважинах. Изд-во «Недра», 1971.
2. Л. А. Пухляков, М. В. Самойлова. К вопросу притока нефти в гидродинамически несовершенную скважину. Известия ТПИ, т. 196, 1969.
3. Л. А. Пухляков. Вывод формулы притока в гидродинамически несовершенную скважину. Известия ТПИ, т. 201, 1972.
4. Л. А. Пухляков. Методика определения проницаемости пластов в незаглицеринизованных зонах по результатам исследования скважин на установившихся режимах. Информационный листок № 100-74 Томского ЦНТИ, 1974.
5. Б. С. Чернов, М. Н. Базлов, А. И. Жуков. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. Гостоптехиздат, 1960.