

ÉĬ, ‡ 3

èééĀāōāō ēĀāēĀĀéí āā çōī íüçōī àōēíéééÛÑōçāâ

3.1. éééōÑōāōçāō íōī çéāéĒāóōēāéâ ūī î ōāī àççéēī à àōéééâūī àâ

На рассматриваемом нефтяном месторождении по годам известна динамика бурения и ввода в эксплуатацию скважин, добычи нефти и жидкости, числа работающих скважин. Такие фактические данные имеются как до проведения мероприятий по увеличению добычи нефти и нефтеотдачи пластов, так и после их проведения.

Как на основе этих фактических данных выявить эффект дополнительно проведенных мероприятий и как выявленный общий эффект разделить между отдельными мероприятиями?

Но прежде всего необходимо оценить эффективность осуществленных проектных мероприятий, чтобы затем оценить эффективность дополнительных мероприятий.

Для достижения поставленной цели надо использовать уравнения разработки нефтяной залежи.

Самым важным среди них является уравнение добычи нефти

$$q^{(t)} = q_0^{(t)} \cdot \left(1 - \frac{Q_D^{(t)}}{Q_0^{(t)}}\right),$$

где $q^{(t)}$ – дебит нефти разрабатываемой залежи в t -й момент времени или в t -м году (на середину t -го года); $q_0^{(t)}$ – амплитудный дебит в t -м году; $Q_D^{(t)}$ – накопленный отбор нефти к середине t -го года; $Q_0^{(t)}$ – введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти тоже к середине t -го года.

Амплитудный дебит в свою очередь зависит от η_{cp} – среднего коэффициента продуктивности скважин, от $n_0^{(t)}$ – числа

пробуренных и введенных в эксплуатацию скважин и $(P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}})$ – разности забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, от φ – функции относительной производительности проектной скважины и других факторов

$$q_0^{(t)} = \tau \cdot \eta_{\text{сп}} \cdot n_0^{(t)} \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) \cdot \varphi \cdot \xi,$$

где новые обозначения: τ – число дней работы скважины в году; ξ – поправочный понижающий коэффициент, учитывающий отрицательное влияние зональной неоднородности пластов и необходимость обеспечения 90%-ной надежности проектной добычи нефти. Функция относительной производительности скважины может иметь такой вид (хотя она может быть значительно более сложной универсальной!):

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_*} + \frac{1}{m_1}} \cdot \frac{1}{1+m},$$

где μ_* – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях; m – соотношение добывающих и нагнетательных скважин; m_1 – соотношение добывающих скважин первой орбиты и нагнетательных скважин, причем $m_1 < m$.

Следующим по важности является уравнение добычи жидкости

$$q_{F2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \cdot \mu_0;$$

$$q_F^{(t)} = q_0^{(t)} \cdot \left(1 - \frac{Q_{FD}^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)}} \right),$$

где $q_{F2}^{(t)}$ и $q_F^{(t)}$ – весовой и расчетный дебиты жидкости в t -й момент времени или в t -м году; μ_0 – коэффициент различия физических свойств (учет различия плотности и подвижности) нефти и вытесняющего агента; $Q_{FD}^{(t)}$ и $Q_{F0}^{(t)}$ – соответственно расчетный накопленный отбор жидкости и введенные в разработку расчетные начальные извлекаемые запасы жидкости к середине t -го года.

Введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти $Q_0^{(t)}$ и расчетные начальные извлекаемые запасы жидкости $Q_{F0}^{(t)}$ выражаются через величину подвижных запасов нефти $Q_{\pi}^{(t)}$

$$Q_0^{(t)} = Q_\pi^{(t)} \cdot K_3,$$

$$Q_{F0}^{(t)} = Q_\pi^{(t)} \cdot F;$$

K_3 – коэффициент использования подвижных запасов нефти $Q_\pi^{(t)}$; F – расчетный суммарный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти $Q_\pi^{(t)}$; величины K_3 и F определяются следующим образом:

$$K_3 = K_{\text{зн}} + (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot A;$$

$$F = K_{\text{зн}} + (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot \ln \frac{1}{1 - A};$$

$$K_3 = K_{\text{зк}} - (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot e^{\frac{F - K_{\text{зн}}}{K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}}};$$

$$K_{\text{зн}} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2}; \quad K_{\text{зк}} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2};$$

$$\theta = \frac{K_{\text{зн}}}{K_{\text{зк}}} = \frac{0,95 + 0,25 \cdot V^2}{1,2 + 4,2 \cdot V^2}; \quad V^2 = \frac{0,95 - 1,2 \cdot \theta}{4,2 \cdot \theta - 0,25};$$

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2},$$

где A и A_2 – соответственно расчетная предельная и весовая предельная доли агента в дебите жидкости добывающей скважины; $K_{\text{зн}}$ и $K_{\text{зк}}$ – это, прежде всего, параметры линейной зависимости текущего дебита нефти от накопленного отбора нефти при фиксированных условиях эксплуатации скважины (при постоянстве разности пластового и забойного давлений $P_{\text{пл}} - P_{\text{сз}} = \text{const}$ и постоянстве эксплуатируемого объема нефтяных пластов, то есть при постоянстве работы соседних добывающих и нагнетательных скважин); $K_{\text{зн}}$ – доля отбора подвижных запасов нефти за безводный (почти безводный) период эксплуатации типичной средней добывающей скважины; $K_{\text{зк}}$ – потенциально возможная доля отбора подвижных запасов нефти по той же добывающей скважине, определяемая путем экстраполяции линейного отрезка до пересечения с осью накопленного отбора нефти; V^2 – показатель расчетной послойной неоднородности эксплуатируемых нефтяных пластов или

показатель общей неравномерности вытеснения нефти агентом в добывающую скважину; $\theta = \frac{K_{\text{зн}}}{K_{\text{зк}}}$ – тоже показатель неравномерности вытеснения нефти, определяемый по фактическому обводнению нескольких добывающих скважин.

Обратите внимание, что самая главная зависимость (K_3 – текущей доли отбора подвижных запасов нефти от величины A – текущей расчетной доли агента) устанавливается индивидуально по отдельным добывающим скважинам, а затем осредняется и присваивается типичной средней добывающей скважине.

Подвижные запасы нефти $Q_{\pi}^{(t)}$ определяются по балансовым геологическим запасам нефти $Q_B^{(t)}$ с учетом трех коэффициентов K_1 , K_2 и K_4 .

Первый из них K_1 называется коэффициентом сетки и учитывает влияние плотности проектной сетки скважин на фоне зональной неоднородности и прерывистости нефтяных пластов и представляется следующей формулой:

$$K_1 = e^{-\frac{w^2}{d^2} \cdot S^1},$$

где w – прерывистость или доля неколлектора по площади распространения обособленных нефтяных слоев и пластов; d – характерный линейный размер или шаг хаотической изменчивости; S^1 – нефтяная площадь, приходящаяся на одну скважину.

Чем больше прерывистость слоев и пластов, чем больше площадь на скважину и чем меньше шаг хаотической изменчивости, тем ниже коэффициент сетки, тем больше потеря запасов нефти. Так, если $w = 0,3$, $d = 0,5$ км и $S^1 = 16$ га = $0,16$ км², то коэффициент сетки равен $K_1 = 0,944$; а если площадь на скважину в четыре раза больше и равна $S^1 = 64$ га = $0,64$ км², то коэффициент сетки равен $K_1 = 0,794$.

Второй коэффициент K_2 называется коэффициентом вытеснения, определяется в лабораторных условиях на образцах породы нефтяных пластов. При вытеснении нефти водой K_2 обычно бывает в пределах от 0,5 до 0,8. По девонскому горизонту Ромашкинского нефтяного месторождения K_2 был равен 0,68. Совокупность установленных значений этого коэффициента по какому-либо эксплуатационному объекту обычно обладает существенной неоднородностью. Поэтому для определения среднего значения этого коэффициента с удовлетворительной

точностью надо исследовать представительную и достаточно большую совокупность образцов керна, исчисляемую многими десятками и даже сотнями.

Четвертый коэффициент K_4 называется коэффициентом надежности системы разработки нефтяной залежи, учитывает ограниченную долговечность и хаотичность аварийного выхода из строя скважин. При отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин этот коэффициент представляется следующей очень простой формулой:

$$K_4^0 = \frac{1}{1 + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c}}.$$

По этой формуле видно, что чем лучше сделаны скважины – чем больше их долговечность T_c , чем больше их амплитудный дебит q_0 и темп отбора потенциальных извлекаемых запасов нефти $\frac{q_0}{Q_0}$, чем меньше среднее время отбора этих запасов

нефти $T_{cp} = \frac{Q_0}{q_0}$, тем выше K_4^0 – коэффициент надежности системы.

Числовой пример. Пусть темп отбора запасов нефти равен $\frac{q_0}{Q_0} = 0,1 \frac{1}{\text{год}}$, качество строительства и эксплуатации скважин вполне удовлетворительное и их долговечность равна $T_c = 50$ лет, тогда коэффициент надежности системы разработки залежи оказывается равным

$$K_4^0 = \frac{1}{1 + \frac{1}{0,1 \cdot 50}} = 0,833.$$

Произведение приведенных трех коэффициентов при площади на скважину проектной сетки $S^1 = 16 \text{ га} = 0,16 \text{ км}^2$ и при отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин получается равным

$$K_1 \cdot K_2 \cdot K_4^0 = 0,944 \cdot 0,68 \cdot 0,833 = 0,535.$$

При расчетной послышной неоднородности эксплуатируемых нефтяных пластов $V^2 = 0,667$, при весовой предельной обводненности отбираемой жидкости $A_2 = 0,95$ и коэффициенте различия физических свойств нефти и вытесняющей воды $\mu_0 = 3$ получают следующие величины:

расчетная предельная доля агента

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2} = \frac{0,95}{0,05 \cdot 3 + 0,95} = 0,864;$$

параметры коэффициента использования подвижных запасов нефти

$$K_{\text{зн}} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot 0,667} = 0,25;$$

$$K_{\text{зк}} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot 0,667} = 0,895;$$

показатель неоднородности нефтяных пластов по фактическому обводнению скважин

$$\theta = \frac{K_{\text{зн}}}{K_{\text{зк}}} = \frac{0,25}{0,895} = 0,279;$$

сам коэффициент использования подвижных запасов нефти

$$K_3 = K_{\text{зн}} = (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot A = 0,25 + (0,895 - 0,25) \cdot 0,864 = 0,807;$$

расчетный относительный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти

$$F = K_{\text{зн}} + (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot \ln \frac{1}{1 - A} = 0,25 + (0,895 - 0,25) \cdot \ln \frac{1}{1 - 0,864} = 1,537;$$

весовой относительный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти

$$F_2 = K_3 + (F - K_{\text{зн}}) \cdot \mu_0 = 0,807 + (1,537 - 0,807) \cdot 3 = 2,997;$$

соотношение весовых суммарных отборов жидкости и нефти

$$\frac{F_2}{K_3} = \frac{2,997}{0,807} = 3,714;$$

средняя весовая доля нефти в суммарном отборе жидкости

$$\frac{K_3}{F_2} = \frac{0,807}{2,997} = 0,269.$$

Коэффициент нефтеотдачи эксплуатируемых нефтяных пластов представляет собой произведение четырех коэффициентов

$$K_{\text{но}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4^0 = 0,944 \cdot 0,68 \cdot 0,807 \cdot 0,833 = 0,432.$$

Это было рассчитано при плотности проектной сетки скважин $S^1 = 16$ га/скв.; а если сетку скважин разредить вдвое с $S^1 = 16$ га/скв. до $S^1 = 32$ га/скв. и соответственно вдвое уменьшить темп отбора потенциально извлекаемых запасов нефти с $\frac{q_0^1 \cdot n_0}{Q_0} = 0,10 \frac{1}{\text{год}}$ до $\frac{q_0^1 \cdot n_0}{Q_0} = 0,05 \frac{1}{\text{год}}$, то коэффициент нефтеотдачи становится равным

$$K_{\text{но}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4^0 = 0,891 \cdot 0,68 \cdot 0,807 \cdot 0,714 = 0,349$$

или уменьшится в $\frac{0,432}{0,349} = 1,238$ раза.

Для полноты рассматриваемой картины определим значения первого и четвертого коэффициентов K_1 и K_4^0 при различных значениях плотности проектной сетки скважин S^1 , общего числа скважин n_0 и темпа отбора запасов нефти $\frac{q_0^1 \cdot n_0}{Q_0}$; также определим значения коэффициента нефтеотдачи пластов $K_{\text{но}}$ при условии, что второй и третий коэффициенты остаются неизменными $K_2 \cdot K_3 = 0,68 \cdot 0,807 = 0,5488$.

Таблица 3.1

S^1 , га/ скв.	n_0	K_1	$\frac{q_0^1 \cdot n_0}{Q_0}$, 1/год	Значения $\frac{K_4^0}{K_{\text{но}}}$ при T_c					
				20	30	40	50	60	70
64	200	0,794	0,0125	0,2	0,2727	0,333	0,3846	0,4286	0,4667
				0,0871	0,1188	0,1452	0,1676	0,1867	0,2033
			0,0250	0,3333	0,4286	0,5	0,5556	0,6	0,6364
				0,1452	0,1867	0,2179	0,2421	0,2614	0,2773
32	400	0,891	0,0375	0,4286	0,5294	0,6	0,6522	0,6933	0,7241
				0,2096	0,2588	0,2934	0,3189	0,3385	0,354
			0,050	0,5	0,6	0,6667	0,7143	0,75	0,7778
				0,2744	0,2934	0,326	0,3494	0,3667	0,3803
16	800	0,944	0,075	0,6	0,6923	0,75	0,7895	0,8182	0,84
				0,3108	0,3586	0,3885	0,409	0,4239	0,4351
			1,000	0,6667	0,75	0,8	0,8333	0,8571	0,875
				0,3454	0,3883	0,4144	0,4317	0,444	0,4533

Представленные в табл. 3.1 результаты расчета конечной нефтеотдачи пластов, во-первых, соответствуют многим реальным разрабатываемым нефтяным залежам и месторождениям, во-вторых, являются количественной иллюстрацией различных сторон рассматриваемой довольно сложной проблемы определения величины конечной нефтеотдачи и выявления возможных путей ее увеличения.

Анализ приведенных результатов показывает, что при отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин конечная нефтеотдача пластов очень сильно зависит от ограниченной долговечности скважин. Только по этой причине при увеличении долговечности скважин с 20 до 70 лет, или в 3,5 раза, нефтеотдача может увеличиться на 10÷15 %, или в 1,3÷2,3 раза. Влияние ограниченной долговечности можно компенсировать уменьшением среднего времени отбора запасов нефти или увеличением интенсивности отбора запасов нефти: при увеличении годового темпа отбора запасов с $0,0125 \frac{1}{\text{год}}$ до $0,1000 \frac{1}{\text{год}}$, или в 8 раз, нефтеотдача увеличивается на 25 %, или в 2,2÷4,0 раза. Увеличение плотности проектной сетки скважин в 4 раза с $S^1 = 64$ га до $S^1 = 16$ га увеличивает K_1 – коэффициент сетки в 1,2 раза, а коэффициент нефтеотдачи – на 18÷20 %, или в 1,6÷2,4 раза!

Отсюда следует практический вывод о целесообразности улучшения конструкции, повышения качества строительства и эксплуатации скважин ради значительного увеличения их долговечности; также следует практический вывод о целесообразности максимальной рациональной интенсификации отбора запасов нефти, тем более использования всех имеющихся природных и технических возможностей интенсификации.

По приведенным результатам расчета нефтеотдачи пластов видно, что огромный резерв увеличения нефтеотдачи связан со вторым коэффициентом K_2 – коэффициентом вытеснения, который потенциально возможно увеличить в 1,5 раза. Но это не так просто сделать. Вариантом реализации этого резерва может быть применение предложенного нами газового заводнения, при котором в нагнетательные скважины сначала закачивают газ, а потом закачивают воду; перед фронтом воды образуется широкая газовая оторочка. Газовое заводнение создается с целью объединения достоинств газа и воды: высокий, близкий к единице, коэффициент вытеснения нефти газом и высокий коэффициент охвата вытеснением при закачке воды.

Заметный резерв увеличения нефтеотдачи пластов связан с увеличением третьего коэффициента K_3 – коэффициента использования подвижных запасов нефти; тем более это так, поскольку уже приведенные результаты были получены для более благоприятных условий залежей нефти средней вязкости (коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента был равен $\mu_0 = 3$), тогда как по залежам нефти повышенной, высокой и очень высокой вязкости (коэф-

коэффициент различия физических свойств μ_0 равен 10, 30 и 100) все гораздо хуже. При весовой предельной доле агента в дебите жидкости, равной $A_2 = 0,95$, получены следующие результаты:

μ_0	1	3	10	30	100
A	0,950	0,864	0,665	0,388	0,160
K_3	0,863	0,807	0,672	0,500	0,353
$K_{но}$	0,462	0,432	0,360	0,268	0,189

Необходимо обратить внимание, что различие физических свойств нефти и вытесняющего агента, представляемое величиной μ_0 , действует на фоне неоднородности пластов. Чем больше величина V^2 – расчетной послойной неоднородности, тем меньше величина $K_{зн}$ – доли отбора подвижных запасов нефти за начальный безводный период эксплуатации скважин, тем больше отбор подвижных запасов нефти зависит от A – расчетной доли агента в дебите жидкости, которая зависит от A_2 – весовой доли агента и довольно сильно зависит от величины μ_0 – коэффициента различия физических свойств, который в свою очередь зависит от μ_* – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти и γ_* – веса агента для замещения единицы веса товарной нефти в пластовых условиях

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \gamma_*$$

Увеличить третий коэффициент K_3 и соответственно коэффициент нефтеотдачи $K_{но}$ можно различными путями.

Первый путь – осуществление разработки нефтяных пластов (закачки вытесняющего агента в нагнетательных скважинах и отбор нефти в добывающих скважинах) при нестационарном замкнуто-упругом режиме фильтрации, что в значительной мере уменьшает отрицательное влияние послойной неоднородности по проницаемости.

Второй путь – уменьшение величины μ_0 – коэффициента различия физических свойств за счет уменьшения μ_* – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти, например, за счет повышения вязкости закачиваемой воды растворением в ней небольшого количества (0,1÷0,2 %) полимера или чередованием закачки воды и небольшой части (5÷10 %) добытой высоковязкой нефти.

Третий путь – уменьшение величины V^2 – расчетной послойной неоднородности нефтяных пластов по проницаемости, которая учитывает неоднородность между обособленными неф-

тяными слоями и пластами по их средней проницаемости и неоднородность внутри этих слоев и пластов.

Обозначим неоднородность внутри обособленных слоев и пластов через V_*^2 и между обособленными слоями и пластами через V_{**}^2 . Зависимость V^2 – расчетной послойной неоднородности от V_*^2 – внутрислойной неоднородности и V_{**}^2 – межслойной неоднородности представляется следующей формулой:

$$(1 + V^2) = (1 + V_*^2) \cdot (1 + V_{**}^2);$$

$$V^2 = (1 + V_*^2) \cdot (1 + V_{**}^2) - 1.$$

Последовательная эффективная изоляция обводненных нефтяных слоев и пластов позволяет исключить отрицательное влияние V_{**}^2 – межслойной неоднородности на K_3 – коэффициент использования подвижных запасов нефти и на $K_{но}$ – коэффициент нефтеотдачи пластов.

Рассмотрим *числовой пример*.

Разрабатываемый эксплуатационный объект состоит из 5 обособленных нефтяных слоев, одинаковых по эффективной толщине и подвижным запасам нефти, но различных по средней проницаемости (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Номер слоя	Средняя проницаемость слоя	Доля слоя	
		в общих подвижных запасах нефти	в общем дебите
1	3	0,2	0,2000
2	4	0,2	0,2667
3	2	0,2	0,1333
4	5	0,2	0,3333
5	1	0,2	0,0667
	Ср.3	Σ 1,0	1,0

Средняя проницаемость равна $x_{ср} = 3$, средний квадрат проницаемости равен $(x^2)_{ср} = 11$, межслойная неоднородность по проницаемости равна

$$V_{**}^2 = \frac{(x^2)_{ср}}{(x_{ср})^2} - 1 = \frac{11}{3^2} - 1 = 0,222.$$

При расчетной послойной неоднородности $V^2 = 0,667$ и

межслойной неоднородности $V_{**}^2 = 0,222$ внутрислойная неоднородность оказывается равной

$$V_*^2 = \frac{1+V^2}{1+V_{**}^2} - 1 = \frac{1,667}{1,222} - 1 = 0,364.$$

Будем рассматривать разработку в целом всего эксплуатационного объекта и параллельно отдельно наиболее проницаемого слоя и второго по проницаемости слоя, проницаемость у которых выше средней по объекту в $\frac{3}{5} = 1,667$ раза и в $\frac{4}{3} = 1,333$ раза.

В целом по эксплуатационному объекту для заданных значений F – расчетного относительного отбора жидкости в долях подвижных запасов нефти (или относительного времени при условии постоянной депрессии – постоянной разности пластового и забойного давлений у рассматриваемой добывающей скважины $(P_{пл} - P_{сз}) = \text{const}$) определяем $(1 - A)$ – относительный дебит нефти в долях начального дебита, также $\left[(1 - A) + A \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} \right]$ – относительный объемный дебит жидкости в долях начального дебита нефти и K_3 – долю отбора подвижных запасов нефти при следующих данных:

$$V^2 = 0,667; K_{зн} = 0,25; K_{зк} = 0,895; (K_{зк} - K_{зн}) = 0,645 \text{ и } \frac{\mu_0}{\gamma_*} = 3$$

по следующим формулам;

$$(1 - A) = e^{-\frac{F - K_{зн}}{K_{зк} - K_{зн}}} = e^{-\frac{F - 0,25}{0,645}};$$

$$v_{qF_1} = (1 - A) + A \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} = (1 - A) + A \cdot 3 = 3 - 2 \cdot (1 - A);$$

$$K_3 = K_{зн} + (K_{зк} - K_{зн}) \cdot A = K_{зк} - (K_{зк} - K_{зн}) \cdot (1 - A) = 0,895 - 0,645 \cdot (1 - A).$$

Отдельно по двум рассматриваемым нефтяным слоям определяем их индивидуальный вклад в текущий дебит нефти $(1 - A_+)$ и $(1 - A_{++})$, в текущий объемный дебит жидкости v_{qF_+} и $v_{qF_{++}}$ и в отбор подвижных запасов нефти K_{3+} и K_{3++} .

У каждого нефтяного слоя внутрислойная неоднородность равна $V_*^2 = 0,364$ и соответственно $K_{зн} = 0,366$; $K_{зк} = 0,961$ и $(K_{зк} - K_{зн}) = 0,595$.

Наиболее проницаемый нефтяной слой имеет долю в начальном общем дебите нефти эксплуатационного объекта, равную 0,3333, долю в начальных подвижных запасах нефти этого объекта, равную 0,2, и обладает проницаемостью выше средней проницаемости объекта в 1,667 раза. С учетом этого расчетные формулы принимают следующий вид:

$$(1 - A_+) = 0,3333 \cdot e^{-\frac{1,667F - 0,366}{0,595}} = 0,3333 \cdot e^{-\frac{F - 0,220}{0,357}};$$

$$\begin{aligned} v_{qF_+} &= (1 - A_+) + [0,3333 - (1 - A_+)] \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_0} = \\ &= (1 - A_+) + [0,3333 - (1 - A_+)] \cdot 3 = 1 - 2 \cdot (1 - A_+); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} K_{3+} &= 0,2 \cdot \left[K_{зк} - (K_{зк} - K_{зн}) \cdot \frac{(1 - A_+)}{0,3333} \right] = 0,2 \cdot \left[0,961 - 0,595 \cdot \frac{(1 - A_+)}{0,3333} \right] = \\ &= 0,192 - 0,357 \cdot (1 - A_+). \end{aligned}$$

Второй по проницаемости нефтяной слой имеет долю в начальном дебите нефти эксплуатационного объекта, равную 0,2667, долю в начальных подвижных запасах нефти этого объекта, равную 0,2, и обладает проницаемостью выше средней проницаемости объекта в 1,333 раза. С учетом этого расчетные формулы принимают следующий вид:

$$(1 - A_{++}) = 0,2667 \cdot e^{-\frac{1,333F - 0,366}{0,595}} = 0,2667 \cdot e^{-\frac{F - 0,275}{0,446}};$$

$$\begin{aligned} v_{qF_{++}} &= (1 - A_{++}) + [0,2667 - (1 - A_{++})] \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_0} = \\ &= (1 - A_{++}) + [0,2667 - (1 - A_{++})] \cdot 3 = 0,8 - 2 \cdot (1 - A_{++}); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} K_{3++} &= 0,2 \cdot \left[K_{зк} - (K_{зк} - K_{зн}) \cdot \frac{(1 - A_{++})}{0,2667} \right] = 0,2 \cdot \left[0,961 - 0,595 \cdot \frac{(1 - A_{++})}{0,2667} \right] = \\ &= 0,192 - 0,446 \cdot (1 - A_{++}). \end{aligned}$$

Результаты проведенного расчета представлены в табл. 3.3. Проанализируем эти результаты.

1.1.1.3.3

Расчет процесса эксплуатации добывающей скважины

Но- мер перио- да вре- мени по поряд- ку	В целом эксплуатацион- ный объект				Первый по прони- цаемости нефтяной слой			Эксплуатационный объект без первого по проницаемости нефтяного слоя			Второй по проница- емости нефтяной слой			Эксплуатационный объект без первого и второго по проницае- мости нефтяных слоев		
	F	(1-A)	v_{qF_1}	K_3	$(1-A_+)$	v_{qF_+}	K_{3+}	$(1-A_+)$ $-(1-A_+)$	v_{qF_+} $-v_{qF_+}$	K_3-K_{3+}	$(1-A_{++})$	$v_{qF_{++}}$	K_{3++}	$(1-A_+)$ $-(1-A_+)$	$(v_{qF_+}$ $-v_{qF_{++}}$ $-v_{qF_{++}})$	K_3- $-K_{3+}$ $-K_{3++}$
	0	1	1	0	0,3333	0,3333	0	0,6667	0,6667	0	0,2667	0,2667	0	0,4	0,4	0
	0,4	0,7925	1,4150	0,3838	0,2013	0,5974	0,1201	0,5912	0,8176	0,2637	0,2015	0,3970	0,1021	0,3970	0,4206	0,1616
	0,6	0,5812	1,8376	0,5201	0,1150	0,7701	0,1510	0,4662	1,0675	0,3691	0,1287	0,5426	0,1346	0,3375	0,5249	0,2345
	0,8	0,4263	2,1475	0,6201	0,0657	0,8687	0,1686	0,3606	1,2788	0,4515	0,0822	0,6356	0,1553	0,2784	0,6432	0,2962
	1,0	0,3126	2,3748	0,6934	0,0375	0,9250	0,1786	0,2751	1,4498	0,5148	0,0525	0,6950	0,1686	0,2226	0,7548	0,3462
5	1,2	0,2293	2,5415	0,7471	0,0214	0,9572	0,1844	0,2079	1,5843	0,5627	0,0335	0,7330	0,1717	0,1744	0,8513	0,3910
6	1,4	0,1681	2,6637	0,7865	0,0122	0,9755	0,1876	0,1559	1,6882	0,5989	0,0214	0,7572	0,1825	0,1345	0,9310	0,4164
7	1,6	0,1233	2,7534	0,8155	0,0070	0,9860	0,1895	0,1163	1,7674	0,6260	0,0137	0,7727	0,1859	0,1026	0,9947	0,4401
8	1,8	0,0904	2,8191	0,8367	0,0040	0,9921	0,1906	0,0864	1,8270	0,6461	0,0087	0,7825	0,1881	0,0777	1,0445	0,4580
	2,0	0,0663	2,8673	0,8522	0,0028	0,9954	0,1912	0,0635	1,8719	0,6610	0,0056	0,7888	0,1895	0,0579	1,0831	0,4715
	2,2	0,0486	2,9027	0,8636	0,0013	0,9974	0,1915	0,0473	1,9053	0,6721	0,0036	0,7929	0,1904	0,0437	1,1124	0,4817
11	2,4	0,0357	2,9200	0,8720	0,0007	0,9985	0,1917	0,0350	0,9215	0,6803	0,0023	0,7955	0,1910	0,0327	1,1260	0,4893

Сначала рассмотрим обычную эксплуатацию добывающей скважины без проведения изоляции высокообводненных наиболее проницаемых обособленных нефтяных слоев. Тогда скважину придется выключать из работы в конце 7-го периода при достижении расчетной доли агента в дебите жидкости $A = 1 - 0,1233 = 0,8767$. При этом объемная доля агента в дебите жидкости будет $A_1 = 1 - \frac{0,1233}{2,7534} = 0,9552$, доля отбора подвижных запасов нефти будет $K_3 = 0,8155$ при расчетном относительном отборе жидкости $F = 1,6$ и объемном относительном отборе жидкости в долях подвижных запасов нефти

$$F_1 = K_3 + (F - K_3) \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} = 0,8155 + (1,6 - 0,8155) \cdot 3 = 3,169.$$

Но если в этот момент времени добывающую скважину не выключать из работы полностью, а изолировать у нее два высокообводненных наиболее проницаемых обособленных слоя, то тогда ее относительный дебит нефти уменьшится с $(1 - A) = 0,1233$ до $[(1 - A) - (1 - A_+) - (1 - A_{++})] = 0,1233 - 0,0070 - 0,0137 = 0,1026$, зато относительный дебит жидкости уменьшится с $v_{qF_1} = 2,7534$ до

$$[v_{qF_1} - v_{qF_{1+}} - v_{qF_{1++}}] = 2,7534 - 0,9860 - 0,7727 = 0,9947,$$

соответственно уменьшится объемная доля агента в дебите жидкости с $A_1 = 1 - \frac{0,1233}{2,7534} = 0,9552$ до $A_1 = 1 - \frac{0,1026}{0,9947} = 0,8969$.

Но так будет при отсутствии ограничения на производительность закачки вытесняющего агента (агента достаточно и резерв производительности закачки имеется) и производительности глубинного насоса добывающей скважины, если с начала эксплуатации добывающей скважины производительность закачки увеличилась в 2,7534 раза и производительность глубинного насоса увеличилась в 2,7534 раза. А если есть ограничение по производительности закачки и она сохранилась неизменной на первоначальном уровне, то тогда значительное увеличение относительного объемного дебита жидкости в действительности означает дополнительное значительное снижение дебита нефти с $(1 - A) = 0,1233$ до $\frac{(1-A)}{v_{qF_1}} = \frac{0,1233}{2,7534} = 0,0448$.

Тогда изоляция двух высокообводненных наиболее проницаемых обособленных нефтяных слоев означает фактическое

увеличение дебита нефти с $\frac{(1-A)}{v_{qF_1}} = \frac{0,1233}{2,7534} = 0,0448$ до

$$\frac{(1-A)-(1-A_+)-(1-A_{++})}{v_{qF_1}-v_{qF_{1+}}-v_{qF_{1++}}} = \frac{0,1233-0,0070-0,0137}{2,7534-0,9860-0,7727} = \frac{0,1026}{0,9947} = 0,1031, \text{ или в}$$

$$\frac{0,1031}{0,0448} = 2,3024 = 2,3 \text{ раза!}$$

Обычно ограничения производительности закачки и производительности глубинного насоса добывающей скважины бывают гораздо меньше, тем не менее обычно изоляция обводненных нефтяных слоев не только уменьшает отбор жидкости и холостую прокачку вытесняющего агента, позволяет продолжить эксплуатацию и увеличить нефтеотдачу пластов, но также увеличивает текущий дебит нефти! При неизменной производительности глубинного насоса значительное уменьшение обводненности отбираемой жидкости может привести к увеличению дебита нефти!

После изоляции двух высокообводненных нефтяных слоев добывающая скважина будет работать до конца 9-го периода, когда расчетная доля агента в дебите жидкости станет $1 - \frac{0,0579}{0,4} = 0,8553$ и объемная доля агента станет $1 - \frac{0,0579}{1,0831} = 0,9463$. За это время за счет работы неизолированных нефтяных слоев доля использования подвижных запасов нефти увеличится на $(0,4715 - 0,4401) = 0,0314$ с $K_3 = 0,8155$ до $K_3 = 0,8155 + 0,0314 = 0,8469$.

Но если изоляцию высокообводненных нефтяных слоев производить не в последний момент работы добывающей скважины при достижении предельной доли агента в дебите жидкости $A = 0,8767$ и $A_1 = 0,9552$, когда ее надо останавливать, а раньше, например, наиболее проницаемый нефтяной слой изолировать в конце 4-го периода, а второй по проницаемости нефтяной слой – в конце 5-го периода (когда их собственные расчетные предельные доли агента в дебите жидкости $1 - \frac{0,0375}{0,3333}$

$$= 1 - 0,1125 = 0,8875 \text{ и } 1 - \frac{0,0335}{0,2667} = 1 - 0,1256 = 0,8744 \text{ близки к}$$

расчетной предельной доле по эксплуатационному объекту $A = 0,8767$), то за 5-й, 6-й и 7-й периоды объемный отбор жидкости уменьшается в 2,3 раза, отбор нефти уменьшается в 1,2 раза, но объемная доля нефти в отборе жидкости увеличивается в 1,93 раза. При постоянном объемном дебите жидкости отключение высокообводненных нефтяных слоев увеличивает дебит нефти в 1,93 раза; но при отсутствии ограничения роста

объемного дебита жидкости дебит нефти уменьшается в 1,2 раза.

Из-за более раннего отключения двух высокообводненных нефтяных слоев доля отбора подвижных запасов нефти уменьшается

$$\Delta K_3 = \Delta K_{3^*} + \Delta K_{3^{**}} = 0,1786 - 0,1895 + 0,1717 - 0,1859 = -0,0251$$

и уменьшается объемный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти на величину $\Delta F_1 = -0,8798$ с $F_1 = 3,1690$ до $F_1 = 3,1690 - 0,8797 = 2,2883$, или в $\frac{3,1690}{2,2883} = 1,385$ раза.

Как было отмечено, продолжение эксплуатации остальных нефтяных слоев после 7-го периода до конца 9-го периода долю отбора подвижных запасов нефти увеличивает на $\Delta K_3 = 0,0314$ и компенсирует потерю $\Delta K_3 = -0,0251$, остается небольшой выигрыш $\Delta K_3 = 0,0314 - 0,0251 = 0,0063$; также увеличивает объемный отбор жидкости на величину $\Delta F = 0,6362$, но все-таки остается снижение объемного отбора жидкости $\Delta F = -0,8797 + 0,6362 = -0,2425$; но главный результат – снижение текущего объемного дебита жидкости с конца 4-го периода до конца 9-го периода в 1,5÷2,7 раза.

Коротко представим *второй числовой пример*.

Добывающая скважина эксплуатирует объект, состоящий из четырех обособленных нефтяных слоев, одинаковых по толщине, но различных по проницаемости (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Номер слоя	Средняя проницаемость слоя	Доля слоя	
		в общих подвижных запасах нефти	в общем дебите
1	4	0,25	0,2667
2	2	0,25	0,1333
3	8	0,25	0,5333
4	1	0,25	0,0667
	Ср. 3,75	Σ 1,0	1,0000

Как и в первом числовом примере внутрислойную неоднородность принимаем равной $V_*^2 = 0,364$. Межслойную неоднородность определяем по приведенным данным

$$x_{\text{ср}} = \frac{15}{4} = 3,75; (x^2)_{\text{ср}} = \frac{85}{4} = 21,25;$$

$$V_{**}^2 = \frac{(x^2)_{cp}}{(x_{cp})^2} - 1 = \frac{21,25}{(3,75)^2} - 1 = 0,5111.$$

По внутрислойной и межслойной неоднородностям определяем расчетную послойную неоднородность в целом для всего эксплуатационного объекта

$$V^2 = (1 + V_*^2)(1 + V_{**}^2) - 1 = 1,364 \cdot 1,5111 - 1 = 1,061.$$

По эксплуатационному объекту при $V^2 = 1,061$ $K_{зн} = 0,177$, $K_{зк} = 0,823$, $(K_{зк} - K_{зн}) = 0,646$,

$$(1 - A) = e^{-\frac{F-0,177}{0,646}};$$

$$v_{qF_1} = (1 - A) + A \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} = (1 - A) + A \cdot 3 = 3 - 2 \cdot (1 - A);$$

$$K_3 = 0,823 - 0,646 \cdot (1 - A).$$

По отдельному наиболее проницаемому нефтяному слою, проницаемость которого выше средней в $\frac{8}{3,75} = 2,1333$ раза,

при внутрислойной неоднородности $V_*^2 = 0,364$ $K_{зн} = 0,366$, $K_{зк} = 0,961$, $(K_{зк} - K_{зн}) = 0,595$,

$$(1 - A_+) = 0,5333 \cdot e^{-\frac{2,1333 \cdot F - 0,366}{0,595}} = 0,5333 \cdot e^{-\frac{F-0,1716}{0,2789}};$$

$$v_{qF_{1+}} = (1 - A_+) + [0,5333 - (1 - A_+)] \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} = 1,6 - 2 \cdot (1 - A_+);$$

$$K_{3+} = 0,25 \cdot [K_{зк} - (K_{зк} - K_{зн})] \cdot \frac{(1 - A_+)}{0,5333} = 0,2403 - 0,2789 \cdot (1 - A_+).$$

По этим формулам был сделан расчет, результаты которого представлены в табл. 3.5. На основе анализа данных и дополнительных подсчетов можно установить следующее.

При обычной эксплуатации, без применения изоляции высокообводненного нефтяного слоя, добывающая скважина будет выключена из работы в конце 7-го периода при достижении расчетной доли и объемной доли агента в текущем дебите жидкости соответственно $A = 1 - 0,1105 = 0,8895$ и $A_1 = 1 -$

Таблица 3.5

Расчет процесса эксплуатации добывающей скважины

Номер периода времени по порядку	В целом по эксплуатационному объекту				Наиболее проницаемый слой			Эксплуатационный объект без наиболее проницаемого слоя		
	F	(1 - A)	v_{qF_1}	K_3	(1 - A ₊)	$v_{qF_{1+}}$	K_{3+}	(1-A)-(1-A ₊)	$v_{qF_1} - v_{qF_{1+}}$	$K_3 - K_{3+}$
0	0	1	1	0	0,5333	0,5333	0	0,4667	0,4667	0
1	0,4	0,7081	1,5838	0,3656	0,2351	1,1297	0,1747	0,4730	0,4541	0,1909
2	0,6	0,5195	1,9609	0,4874	0,1147	1,3704	0,2083	0,4048	0,5905	0,2791
3	0,8	0,3812	2,2376	0,5767	0,0560	1,4879	0,2247	0,3252	0,7497	0,3520
4	1,0	0,2797	2,4406	0,6423	0,0274	1,5453	0,2327	0,2523	0,8953	0,4096
5	1,2	0,2052	2,5895	0,6904	0,0134	1,5733	0,2366	0,1918	1,0162	0,4538
6	1,4	0,1506	2,6988	0,7257	0,0065	1,5870	0,2385	0,1441	1,1118	0,4872
7	1,6	0,1105	2,7790	0,7516	0,0032	1,5936	0,2494	0,1073	1,1854	0,5022
8	1,8	0,0811	2,8379	0,7706	0,0016	1,5969	0,2399	0,0795	1,2410	0,5307
9	2,0	0,0595	2,8810	0,7846	0,0008	1,5985	0,2401	0,0587	1,2825	0,6445
10	2,2	0,0464	2,9127	0,7948	0,0004	1,5993	0,2402	0,0460	1,3134	0,5546
11	2,4	0,0320	2,9359	0,8023	0,0002	1,5996	0,2402	0,0318	1,3363	0,5621

$-\frac{0,1105}{2,779} = 0,9602$. При этом объемный относительный дебит жидкости в долях начального дебита нефти достигает величины $v_{qF_1} = 2,779$ и доля отбора подвижных запасов нефти становится равной $K_3 = 0,7516$.

Но если в конце 7-го периода добывающую скважину не выключать из работы, а только изолировать высокообводненный нефтяной слой, то относительный дебит нефти снижается незначительно с $(1 - A) = 0,1105$ до $(1 - A) - (1 - A_1) = 0,1105 - 0,0032 = 0,1073$, а объемный относительный дебит жидкости снижается значительно с $v_{qF_1} = 2,779$ до $v_{qF_1} - v_{qF_{1+}} = 2,779 - 1,5936 = 1,1854$, или в $\frac{2,779}{1,1854} = 2,3444$ раза, расчетная доля и объемная доля агента в текущем дебите жидкости снижается до $1 - \frac{0,1073}{0,4667} = 0,7701$ и $1 - \frac{0,1073}{1,1854} = 0,9095$; и поэтому добывающую скважину можно продолжать эксплуатировать до конца 9-го периода, до расчетной доли агента $1 - \frac{0,0587}{0,4667} = 0,8742$ и объемной доли агента $1 - \frac{0,0587}{1,2825} = 0,9542$. За счет дальнейшей

эксплуатации неизолированных нефтяных слоев доля отбора подвижных запасов нефти возрастет на $0,5445 - 0,5022 = 0,0423$ и достигнет величины $0,7516 + 0,0423 = 0,7937$. При этом объемный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти возрастет на величину $0,4950$ и достигнет $3,2968 + 0,4950 = 3,7918$.

А если изоляцию высокообводненного наиболее проницаемого нефтяного слоя осуществить не в конце 7-го периода, а раньше, в конце 3-го периода, когда у этого слоя собственная расчетная доля агента равна $1 - \frac{0,0560}{0,5333} = 0,8910$ и собственная

объемная доля агента в текущем дебите жидкости равна $1 - \frac{0,0560}{1,4879} = 0,9624$, то тогда доля отбора подвижных запасов неф-

ти уменьшится на величину $0,2494 - 0,2247 = 0,0247$ и станет равной $0,7939 - 0,0247 = 0,7692$, но зато объемный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти уменьшится на величину $1,2493$ и станет равным $3,7918 - 1,2493 = 2,5425$, т.е. уменьшится в $\frac{3,7918}{2,5425} = 1,4914$ раза.

Таким образом, получается, что своевременная изоляция вы-

сокообводненного обособленного нефтяного слоя увеличивает долю отбора подвижных запасов нефти с 0,7516 до $0,7516 + 0,0423 - 0,0247 = 0,7692$, или в 1,0234 раза, и уменьшает объемный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти с 3,2968 до $3,2968 + 0,4950 - 1,2493 = 2,5425$, или в 1,2967 раза.

Еще раз обращаем внимание, что при том или ином ограничении производительности закачки и производительности глубинного насоса добывающей скважины производимое (благодаря изоляции обводненного нефтяного слоя) сокращение текущего объемного дебита жидкости в 2,2–3,0 раза приводит к заметному или значительному увеличению текущего дебита нефти.

Представленные результаты уже показали, что чем выше межслойная неоднородность у рассматриваемого эксплуатационного объекта, тем выше потребность и эффективность изоляции высокообводненных более проницаемых обособленных нефтяных слоев.

Третий числовой пример.

Рассматриваемый эксплуатационный объект во всем, кроме одного, подобен тому, что был во втором числовом примере. Отличие состоит в величине μ_0 – коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента: там было $\frac{\mu_0}{\gamma_*} = 3$, а здесь $\frac{\mu_0}{\gamma_*} = 10$. Величина $\frac{\mu_0}{\gamma_*} = 3$ может соответствовать соотношению вязкостей нефти и вытесняющей воды $\frac{\mu_n}{\mu_b} = 5 \div 10$, а величина $\frac{\mu_0}{\gamma_*} = 10$ соответствует соотношению вязкостей $\frac{\mu_n}{\mu_b} = 20 \div 40$.

При $\frac{\mu_0}{\gamma_*} = 10$ расчетные формулы для эксплуатационного объекта, состоящего из четырех обособленных нефтяных слоев, одинаковых по эффективной толщине, но различных по проницаемости, принимают следующий вид:

$$(1 - A) = e^{-\frac{F - K_{zn}}{K_{zk} - K_{zn}}} = e^{-\frac{F - 0,177}{0,646}};$$

$$v_{qF_1} = (1 - A) + A \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} = 10 - 9 \cdot (1 - A);$$

$$K_3 = K_{zn} - (K_{zk} - K_{zn}) \cdot (1 - A) = 0,823 - 0,646 \cdot (1 - A);$$

расчетные формулы для обособленного наиболее проницаемого нефтяного слоя принимают такой вид:

$$(1 - A_+) = 0,5333 \cdot e^{-\frac{2,1333 \cdot F - 0,366}{0,595}} = 0,5333 \cdot e^{-\frac{F - 0,1716}{0,2789}};$$

$$v_{qF_+} = (1 - A_+) + [0,5333 - (1 - A_+)] \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} = 0,5333 \cdot 10 - 9 \cdot (1 - A_+);$$

$$K_{3+} = 0,25 \cdot \left[0,961 - 0,595 \frac{(1 - A_+)}{0,5333} \right] = 0,2403 - 0,2789 \cdot (1 - A_+).$$

Результаты, рассчитанные по этим формулам, представлены в табл. 3.6.

По приведенным результатам видно, что при обычной эксплуатации, без применения изоляции высокообводненного нефтяного слоя, добывающую скважину надо останавливать в конце 6-го периода при объемной доле вытесняющего агента в дебите жидкости $A_1 = 1 - \frac{0,4450}{5,9947} = 0,928$, при доле отбора подвижных запасов нефти $K_3 = 0,5355$ и объемном отборе жидкости в долях подвижных запасов нефти

$$F_1 = K_3 + (F - K_3) \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} = 0,5355 + (0,7 - 0,5355) \cdot 10 = 2,1805,$$

при среднем объемном водонефтяном факторе $\frac{F - K_3}{K_3} = 3,072$.

Но если в конце 6-го периода изолировать высокообводненный нефтяной слой, то можно продолжить эксплуатацию добывающей скважины. В момент изоляции высокообводненного слоя объемный относительный дебит жидкости сразу снижается на величину $v_{qF_+} = 4,6112$ с $v_{qF_1} = 5,9947$ до $5,9947 - 4,6112 = 1,3835$, или в $\frac{5,9947}{1,3835} = 4,333$ раза. Добывающую скважину можно эксплуатировать до конца 11-го периода, когда объемная доля вытесняющего агента достигает $1 - \frac{0,1918}{2,9401} = 0,9348$. При этом за счет эксплуатации остальных неизолированных нефтяных слоев доля отбора подвижных запасов нефти увеличивается на $0,4538 - 0,3176 = 0,1362$ и достигает величины $0,5355 + 0,1362 = 0,6717$. Но это требует увеличения объемного относительного отбора жидкости на величину

Таблица 3.6

Расчет процесса эксплуатации добывающей скважины

Номер периода времени по порядку	В целом по эксплуатационному объекту				Наиболее проницаемый слой			Эксплуатационный объект без наиболее проницаемого слоя		
	F	(1 - A)	v_{qF_1}	K_3	(1 - A ₊)	$v_{qF_{1+}}$	K_{3+}	(1-A)-(1-A ₊)	$v_{qF_1} - v_{qF_{1+}}$	$K_3 - K_{3+}$
0	0	1	1	0	0,5333	0,5333	0	0,4667	0,4667	0
1	0,2	0,9650	1,3148	0,1996	0,4817	0,9980	0,1060	0,4833	0,3168	0,0936
2	0,3	0,8266	2,5604	0,2890	0,3365	2,3042	0,1464	0,4901	0,2562	0,1426
3	0,4	0,7081	3,6273	0,3656	0,2351	3,2168	0,1747	0,4730	0,4105	0,1909
4	0,5	0,6065	4,5412	0,4318	0,1643	3,8544	0,1945	0,4422	0,6868	0,2373
5	0,6	0,5195	5,3241	0,4874	0,1148	4,2999	0,2083	0,4047	1,0242	0,2791
6	0,7	0,4450	5,9947	0,5355	0,0802	4,6112	0,2179	0,3648	1,3835	0,3176
7	0,8	0,3812	6,5691	0,5767	0,0560	4,8287	0,2247	0,3252	1,7404	0,3520
8	0,9	0,3265	7,0611	0,6121	0,0391	4,9807	0,2294	0,2874	2,0804	0,3827
9	1,0	0,2797	7,4826	0,6423	0,0214	5,0868	0,2327	0,2523	2,3958	0,4096
10	1,1	0,2396	7,8436	0,6682	0,0191	5,1610	0,2350	0,2205	2,6826	0,4332
11	1,2	0,2052	8,1529	0,6904	0,0134	5,2128	0,2366	0,1918	2,9401	0,4538

$$0,1 \cdot \left(\frac{1,3836}{2} + 1,7404 + 2,0804 + 2,3958 + 2,6826 + \frac{2,9401}{2} \right) = 1,1061$$

до $2,1805 + 1,1061 = 3,2866$, при этом средний объемный водо-нефтяной фактор составит $\frac{3,2866 - 0,6717}{0,6717} = 3,8930$.

А если высокообводненный нефтяной слой изолировать и выключать из работы не в конце 6-го периода, а гораздо раньше, в конце 3-го периода, когда по данному слою собственная объемная доля вытесняющего агента в текущем дебите жидкости составляет

$$1 - \frac{1 - A_+}{v_{qF_{1+}}} = 1 - \frac{0,2351}{3,2168} = 0,9269,$$

то произойдет уменьшение доли отбора подвижных запасов нефти на $0,2179 - 0,1747 = 0,0432$, и в итоге эта доля станет равной $0,5355 + 0,1362 - 0,0432 = 0,6285$, что тем не менее выше, чем при обычной эксплуатации без изоляции высокообводненного слоя, в $\frac{0,6285}{0,5355} = 1,1737$ раза, но зато существенно

уменьшается объемный относительный отбор жидкости, его снижение составит

$$0,1 \cdot \left(\frac{3,2168}{2} + 3 \cdot 8544 + 4,2999 + \frac{4,6112}{2} \right) = 1,2069$$

и в итоге объемный относительный отбор жидкости получается равным $2,1805 + 1,1061 - 1,2069 = 2,0797$. Заметим, что при обычной эксплуатации без изоляции для достижения такой же доли отбора подвижных запасов нефти, равной $0,6285$, объемный относительный отбор жидкости должен быть $0,6285 + (0,9545 - 0,6285) \cdot 10 = 3,8885$, что выше, чем при эксплуатации с изоляцией, в $\frac{3,8885}{2,0797} = 1,8697 \approx 1,87$ раза.

Таким образом получается, что по эксплуатационным объектам (нефтяным залежам) с несколькими или многими обособленными нефтяными слоями (пластами) при высокой межслойной неоднородности по проницаемости, при повышенной и высокой вязкости нефти осуществление изоляции высокообводненных нефтяных слоев позволяет при одном и том же отборе жидкости увеличить извлекаемые запасы нефти в 1,2 ра-

за, или при одной и той же нефтеотдаче пластов уменьшить отбор жидкости в 2 раза.

Завершим рассмотрение эффективности качественной изоляции высокообводненных обособленных нефтяных слоев (пластов) следующей предельной оценкой, предполагающей полное исключение отрицательного влияния межслойной неоднородности.

Повторяем, что расчетная послойная неоднородность эксплуатационного объекта V^2 зависит от внутрислойной (внутрипластовой) неоднородности V_*^2 и межслойной (межпластовой) неоднородности V_{**}^2

$$V^2 = (1 + V_*^2) \cdot (1 + V_{**}^2) - 1.$$

В рассмотренных числовых примерах были численные значения

$$V^2 = (1 + 0,364) \cdot (1 + 0,222) - 1 = 0,667;$$

$$V^2 = (1 + 0,364) \cdot (1 + 0,511) - 1 = 1,061.$$

К этому еще добавим

$$V^2 = (1 + 0,364) \cdot (1 + 0,774) - 1 = 1,420.$$

Этот случай соответствует 5 слоям (пластам) с соотношением их средних проницаемостей 1:2:4:8:16.

Примем величину предельной весовой обводненности продукции скважины равной $A_2 = 0,95$ и при заданных разных значениях μ_0 – коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента определим расчетную предельную долю агента

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2}.$$

Для заданных значений расчетной послойной неоднородности V^2 и расчетной предельной доли агента A получается коэффициент использования подвижных запасов нефти K_3 , прямо пропорциональный коэффициенту нефтеотдачи,

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A;$$

$$K_{3н} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2}; \quad K_{3к} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2}.$$

При этом весовой отбор жидкости в долях (единицах) подвижных запасов нефти составляет

$$F_2 = K_3 + (F - K_3) \cdot \mu_0;$$

$$F = K_{\text{зн}} + (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot \ln \frac{1}{1 - A}.$$

Рассчитанные величины представлены в табл. 3.7.

Таблица 3.7

V^2	0,364	0,667	1,061	1,420
V_*^2	0,364	0,364	0,364	0,364
V_{**}^2	0	0,222	0,511	0,774
$K_{\text{зн}}$	0,366	0,250	0,177	0,140
$K_{\text{зк}}$	0,961	0,895	0,823	0,766
Значения K_3				
$\mu_0 = 1 \quad A = 0,95$	0,931	0,863	0,791	0,735
$\mu_0 = 3 \quad A = 0,864$	0,880	0,808	0,735	0,681
$\mu_0 = 10 \quad A = 0,655$	0,756	0,673	0,600	0,550
$\mu_0 = 30 \quad A = 0,388$	0,597	0,500	0,427	0,383
Значения F				
$\mu_0 = 1 \quad A = 0,95$	2,148	2,148	2,112	2,017
$\mu_0 = 3 \quad A = 0,864$	1,553	1,538	1,466	1,390
$\mu_0 = 10 \quad A = 0,655$	0,999	0,936	0,864	0,807
$\mu_0 = 30 \quad A = 0,388$	0,658	0,567	0,494	0,447
Значения F_2				
$\mu_0 = 1 \quad A = 0,95$	2,148	2,184	2,112	2,017
$\mu_0 = 3 \quad A = 0,864$	2,898	2,998	2,927	2,808
$\mu_0 = 10 \quad A = 0,655$	3,189	3,314	3,244	3,115
$\mu_0 = 30 \quad A = 0,388$	2,435	2,496	2,424	2,320
v_{O_0} – уменьшение извлекаемых запасов нефти				
$\mu_0 = 1 \quad A = 0,95$	1	1,079	1,177	1,267
$\mu_0 = 3 \quad A = 0,864$	1	1,089	1,197	1,292
$\mu_0 = 10 \quad A = 0,655$	1	1,123	1,260	1,375
$\mu_0 = 30 \quad A = 0,388$	1	1,194	1,398	1,559

Анализ представленных в табл. 3.7 результатов ясно показывает, что своевременная и качественная изоляция высокообводненных более проницаемых обособленных нефтяных слоев (пластов) позволяет увеличить извлекаемые запасы нефти в 1,1–1,6 раза. Но самое главное – при наличии эффективной

технологии изоляции высокообводненных нефтяных слоев и пластов нет страха перед объединением многих малопродуктивных слоев и пластов многопластовых нефтяных месторождений в крупные эксплуатационные объекты, что значительно уменьшает капитальные и текущие экономические затраты на их разработку.

3.2. ПОТЕРИ ИЗ-ЗА ПРОМЕДЛЕНИЯ

Нефтяные пласты низкой и ультранизкой продуктивности обладают своеобразным непривычным свойством – в этих пластах очень медленно происходят изменения как в сторону ухудшения, так и в сторону улучшения: болезнь приходит медленно, ее долго не замечают, к ней привыкают, как к обычному делу; выздоровление тоже наступает медленно, благоприятные признаки обнаруживаются с большой задержкой и сначала очень нечетко; более того, для выздоровления бывает нужна очень болезненная операция, когда в течение какого-то времени бывает еще хуже, чем при болезни.

Своеобразие таких пластов при их разработке надо также чувствовать, как при управлении автомашиной надо чувствовать ее габариты и ее скоростные возможности, чтобы не оказаться в аварии.

Для приобретения такого чувства приведем числовые примеры.

Пусть рассматриваемые нефтяные пласты низкой и ультранизкой продуктивности обладают средней величиной начального коэффициента продуктивности скважины по нефти, равной $\eta_0 = 0,1$ т/(сут·ат). При депрессии на нефтяной пласт, равной $\Delta \hat{e} = (P_{пл0} - P_{сз}) = (95 - 30) = 65$ ат, где $P_{пл0} = 95$ ат – начальное пластовое давление и $P_{сз} = 30$ ат – забойное давление добывающей скважины, равное давлению насыщения нефти газом $P_{нас} = 30$ ат, амплитудный (начальный максимальный) дебит нефти добывающей скважины оказывается равным

$$q_{0э}^1 = \eta_0 \cdot (P_{пл} - P_{сз}) = 0,1 \cdot (95 - 30) = 6,5 \text{ т/сут.}$$

При запроектированной системе разработки рассматриваемой нефтяной залежи с применением заводнения на четыре добывающие скважины приходится одна нагнетательная скважина

$m = \frac{n_э}{n_n} = 4$. При этом амплитудный дебит нефти на одну

проектную скважину (вместе добывающие и нагнетательные скважины) равен

$$q_0^1 = q_{0э}^1 \cdot \frac{m}{(1+m)} = 6,5 \cdot \frac{4}{(1+4)} = 5,2 \text{ т/сут.}$$

При нефтяной площади, приходящейся на одну проектную скважину, равной $S^1 = 16 \text{ га} = 16 \cdot 10^4 \text{ м}^2$, и средней эффективной толщине нефтяного пласта $h_{эф} = 5 \text{ м}$ объем нефтяного пласта на одну проектную скважину равен

$$S^1 \cdot h_{эф} = 16 \cdot 10^4 \cdot 5 = 8 \cdot 10^5 \text{ м}^3.$$

При коэффициенте упругости пласта $\beta_* = 3 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ат}$ и депрессии на пласт $\Delta \hat{e} = (P_{пл0} - P_{нар}) = 65 \text{ ат}$ упругий запас нефти, приходящийся на одну проектную скважину, равен

$$S^1 \cdot h_{эф} \cdot \beta_* \cdot \Delta \hat{e} = 8 \cdot 10^5 \cdot 3 \cdot 10^{-5} \cdot 65 = 1560 \text{ м}^3.$$

При пористости и начальной нефтенасыщенности нефтяного пласта $\beta_n = 0,15$ и $\beta_n = 0,667$ геологические запасы нефти на одну проектную скважину равны

$$S^1 \cdot h_{эф} \cdot \beta_n \cdot \beta_n = 8 \cdot 10^5 \cdot 0,15 \cdot 0,667 = 8 \cdot 10^4 \text{ м}^3,$$

а с учетом плотности нефти в пластовых условиях

$\gamma_* = \frac{\gamma_n}{b} = 0,9 \frac{\text{т}}{\text{м}^3}$ геологические запасы нефти на одну проектную скважину равны

$$S^1 \cdot h_{эф} \cdot \beta_n \cdot \beta_n \cdot \gamma_* = 8 \cdot 10^5 \cdot 0,15 \cdot 0,667 \cdot 0,9 = 72 \cdot 10^3 \text{ т.}$$

При проектном коэффициенте нефтеотдачи пластов $K_{но} = 0,25$ начальные извлекаемые запасы нефти на одну проектную скважину равны

$$8 \cdot 10^4 \cdot 0,25 = 20 \cdot 10^3 \text{ м}^3 \text{ или } Q_0^1 = 20 \cdot 10^3 \cdot 0,9 = 18 \cdot 10^3 \text{ т.}$$

Таким образом, начальный упругий запас нефти меньше начальных извлекаемых запасов нефти в $\frac{20\,000}{1560} = 12,8$ раза и

составляет $\frac{1}{12,8} = 0,078$, или 7,8 % от них. При в два раза бо-

лее высоком коэффициенте нефтеотдачи $K_{но} = 0,5$ упругий запас нефти составит только 3,9 % от начальных извлекаемых запасов нефти. А если вместо запроектированного режима заводнения нефтяных пластов будет осуществлен режим истощения пластовой энергии при снижении пластового давления

до давления насыщения, то конечная нефтеотдача пластов вместо 25 % будет $1,95 \approx 2$ %.

Упругий запас нефти, который в основном находится в ближайшей окрестности добывающей скважины и исчерпывается в первый период ее эксплуатации, пока воронка депрессии распространяется до границы дренируемого участка, восполняется при остановке скважины и восстановлении ее забойного давления до уровня пластового давления, согласно формуле В.Н. Щелкачева, в 15,44 раза $\left(2 \cdot \ln \frac{R_c}{r} = 2 \cdot \ln \sqrt{\frac{S^1}{\pi \cdot r_c^2}} = \ln \frac{16 \cdot 10^4}{\pi \cdot 0,1^2} = 15,44 \right)$ меньше начального упругого запаса нефти и составляет

$$\frac{1560}{15,44} = 101 \text{ м}^3, \text{ или } 0,9 \cdot 101 = 90,9 \text{ т};$$

здесь r_c – радиус скважины; $\pi \cdot r_c^2$ – площадь поперечного сечения скважины.

При остановке добывающей скважины происходит уменьшение ее текущей депрессии на пласт $\Delta \hat{e}$ по сравнению с начальной депрессией $\Delta \hat{e}_0$ по известному показательному закону

$$\frac{\Delta P}{\Delta P_0} = e^{-\frac{15,44 \cdot Q_{\text{об}}^1}{Q_{\text{об}}^1}} = e^{-\frac{15,44 \cdot 6,5}{0,9 \cdot 1560}} = e^{-\frac{6,5}{90,9} \cdot t},$$

где t – время, прошедшее после остановки скважины, сут.

Для рассматриваемых конкретных условий покажем уменьшение текущей депрессии в долях начальной депрессии.

Восстановление давления в остановленной добывающей скважине

t, сут				0,03125	0,0625	0,125	0,25
t, мин	5,625	11,25	22,5	45	90	180	360
$\frac{\Delta P}{\Delta P_0}$,	0,9997	0,9994	0,9989	0,9978	0,996	0,991	0,982
t, сут	0,5	1	2	4	8	16	32
t, мин							
$\frac{\Delta P}{\Delta P_0}$,	0,965	0,931	0,867	0,751	0,564	0,319	0,101
							0,010

Как видно, в рассматриваемых условиях почти полное восстановление давления в добывающей скважине происходит за

64 сут. Тогда текущая депрессия $\Delta \hat{e}$ по сравнению с начальной депрессией $\Delta \hat{e}_0$ уменьшается на 99 %.

А если бы коэффициент продуктивности добывающей скважины был в 64 раза больше, т.е. вместо $\eta_0 = 0,1 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$ был $6,4 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$, то восстановление давления произошло бы не за 64 сут, а за 1 сут! Кстати, коэффициент продуктивности скважины $6,4 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$ по известной классификации соответствует нефтяным пластам повышенной продуктивности, а коэффициент продуктивности $0,1 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$ соответствует нефтяным пластам низкой и ультранизкой продуктивности.

При промедлении с созданием системы заводнения вместо запроектированного режима заводнения (режима поддержания пластового давления) действует режим истощения пластовой энергии (режим исчерпания очень малого упругого запаса нефти)¹. При режиме истощения дебит нефти добывающей скважины, естественно, во времени неуклонно снижается.

Для рассматриваемых конкретных условий покажем динамику снижения дебита нефти добывающей скважины; при этом текущий дебит нефти выразим в долях начального максимального (амплитудного) дебита

$$\frac{q_b^1}{q_{0s}^1} = e^{-\frac{q_{0s}^1}{Q_{10s}^1} \cdot t} = e^{-\frac{6,530}{0,91560} \cdot t} = e^{-0,139 \cdot t},$$

где t – время эксплуатации скважины, мес.

Снижение дебита нефти при режиме истощения

t, мес.....	1	2	4	8	16	32
$\frac{q_b^1}{q_{0s}^1}$	0,870	0,757	0,574	0,329	0,108	0,012

Как видно, при режиме истощения дебит нефти добывающей скважины за 32 мес., или за 2,7 года, снижается почти до нуля; за 6 мес., или полгода, дебит нефти снижается в 2,3 раза, а за один год снижается в 5,3 раза. Отсюда понятна необходимость скорейшего создания системы заводнения.

Правда, в реальных сложных условиях неоднородных неф-

¹ Начальный упругий запас нефти по рассматриваемым добывающим скважинам в пределах эксплуатируемой нефтяной площади может быть ограничен: гидродинамически – соседними работающими скважинами, литологически – непроницаемыми породами и физически – на залежах высоковязкой нефти сверхвысокой вязкостью нефти на контакте с водой на границе с внешней водоносной областью.

тяных пластов, при всей необходимой срочности создания системы заводнения, нельзя эту систему создавать по простому геометрическому принципу и назначать нагнетательные скважины раньше их бурения, освоения и исследования, т.е. без использования эффекта избирательности.

При неизменном забойном давлении, равном давлению насыщения, в конкретных условиях это $P_{сз} = P_{нас} = 30$ ат, снижению текущего дебита нефти $q_в^1$ соответствует снижение текущего упругого запаса нефти и снижение пластового давления

$$\frac{P_{пл} - P_{сз}}{P_{пл0} - P_{сз}} = \frac{q_в^1}{q_{0в}^1} = e^{-\frac{q_{0в}^1}{Q_{гв}^1} \cdot t} = e^{-0,139 \cdot t} \quad \text{при } P_{сз} \geq P_{нас};$$

отсюда получается формула текущего пластового давления

$$P_{пл} = P_{сз} + (P_{пл0} - P_{сз}) \cdot e^{-\frac{q_{0в}^1}{Q_{гв}^1} \cdot t};$$

в рассматриваемых конкретных условиях

$$P_{пл} = 30 + 65 \cdot e^{-0,139 \cdot t} \text{ ат.}$$

Снижение пластового давления при режиме истощения

t, мес.....	1	2	4	8	16	32
$P_{пл}$, ат.....	88,6	79,2	67,3	51,4	37,0	31,1

Как видно, за короткое время происходит крутое падение пластового давления от начальной величины $P_{пл0} = 95$ ат почти до давления насыщения $P_{нас} = 30$ ат.

Обычно, осуществляя разработку нефтяных пластов при режиме истощения, стремятся не уменьшать теоретическую производительность (определяемую по воде) штангового глубинного насоса (ШГН), спущенного в добывающую скважину. Эта теоретическая производительность глубинного насоса сохраняется постоянной

$$Q_{шгн} = \frac{q_{0в}^1}{\gamma_*} = \text{const.}$$

Но при этом происходит снижение пластового давления $P_{пл} < P_{пл0}$ и, соответственно, снижение забойного давления ниже давления насыщения $P_{сз} < P_{нас}$. А это вызывает снижение коэффициента продуктивности по нефти η ниже его первоначальной величины η_0 в соответствии со следующей формулой:

$$\frac{\eta}{\eta_0} = e^{-\alpha(P_{\text{нас}} - P_{\text{сэ}})}$$

В рассматриваемых конкретных условиях эта формула принимает вид

$$\frac{\eta}{\eta_0} = e^{-0,04(30 - P_{\text{сэ}})}$$

По этой формуле были сделаны подсчеты.

Снижение коэффициента продуктивности скважины при забойном давлении ниже давления насыщения

$P_{\text{сэ}}$, ат.....	30	20	10	5	2
$\frac{\eta}{\eta_0}$	1	0,670	0,449	0,368	0,326

В рассматриваемых условиях начальное газосодержание 1 т нефти равно $G_0 = 5 \text{ м}^3/\text{т}$ и 1 м^3 пластовой нефти равно $\gamma_* \cdot G_0 = 0,9 \cdot 5 = 4,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$. При снижении забойного давления $\hat{E}_{\text{сэ}}$ ниже уровня давления насыщения $P_{\text{нас}}$ из нефти выделяется газ, происходит усадка нефти, но увеличивается объем смеси нефти и выделившегося газа.

При условии, что глубинный насос спущен до забоя скважины, коэффициент увеличения объема нефти и выделившегося газа представляется следующей формулой:

$$\begin{aligned} v &= \gamma_* + (1 - \gamma_*) \cdot \frac{P_{\text{сэ}}}{P_{\text{нас}}} + \gamma_* \cdot G_0 \cdot \frac{P_{\text{нас}} - P_{\text{сэ}}}{P_{\text{нас}} \cdot P_{\text{сэ}}} = \\ &= \gamma_* \cdot \left(1 - \frac{G_0}{P_{\text{нас}}}\right) + \frac{1 - \gamma_*}{P_{\text{нас}}} \cdot P_{\text{сэ}} + \frac{\gamma_* - G_*}{P_{\text{сэ}}}, \end{aligned}$$

которая в рассматриваемых конкретных условиях принимает вид

$$v = 0,9 \cdot \left(1 - \frac{5}{30}\right) + \frac{1 - 0,9}{30} \cdot P_{\text{сэ}} + \frac{4,5}{P_{\text{сэ}}} = 0,75 + 0,003333 \cdot P_{\text{сэ}} + \frac{4,5}{P_{\text{сэ}}}$$

Подсчеты по этой формуле дали следующие результаты.

Увеличение объема нефти и газа при давлении ниже давления насыщения

$P_{\text{сэ}}$, ат.....	30	25	20	15	10	5	2
v	1,000	1,013	1,042	1,100	1,233	1,667	3,007

Для сравнения были сделаны подсчеты при неизменных параметрах, кроме двух $\gamma_* = 0,85$ и $G_0 = 10$, которые дали следующие результаты:

$P_{сэ}$, ат.....	30	25	20	15	10	5	2
v	1,000	1,032	1,092	1,208	1,467	2,292	4,827

При условии, что после первого периода эксплуатации (когда действовал упругий режим и воронка депрессии распространялась от забоя скважины до границы дренируемого ею участка), в течение второго периода эксплуатации (когда действует замкнуто-упругий режим) текущее пластовое давление $P_{пл}$ неуклонно снижается, но остается выше давления насыщения $P_{пл} > P_{нас}$, а текущее забойное давление $P_{сэ}$ снижается ниже давления насыщения $P_{сэ} < P_{нас}$, величину текущего пластового давления $P_{пл}$ можно определить через начальное пластовое давление $P_{пл0}$ и давление насыщения $P_{нас}$, а также через текущую долю еще неотобранного начального упругого запаса нефти второго периода эксплуатации (из общего упругого запаса нефти вычтен упругий запас нефти, отобранный в первый период эксплуатации):

$$\frac{P_{пл} - P_{нас}}{P_{пл0} - P_{нас}} = 1 - \frac{\sum q_3^1}{\gamma_* \cdot S^1 \cdot h_{эф} \cdot \beta_* \cdot (P_{пл0} - P_{нас}) \cdot \left(1 - \frac{1}{\ln \frac{S^1}{\pi \cdot r_c^2}} \right)};$$

$$P_{пл} = P_{пл0} - \frac{\sum q_3^1}{\gamma_* \cdot S^1 \cdot h_{эф} \cdot \beta_* \cdot \left(1 - \frac{1}{\ln \frac{S^1}{\pi \cdot r_c^2}} \right)}.$$

При заданной постоянной теоретической производительности глубинного насоса, определяемой по воде, получается равенство

$$q_{шгн} = \frac{q_{0э}^1}{\gamma_*} = \frac{\eta_0}{\gamma_*} \cdot (P_{пл0} - P_{нас}) = \text{const};$$

$$\frac{q_{0э}^1}{\gamma_*} = \frac{q_3^1}{\gamma_*} \cdot v = \text{const};$$

$$\begin{aligned} \frac{\eta_0}{\gamma_*} \cdot (P_{\text{пл}0} - P_{\text{нас}}) &= \frac{\eta_0}{\gamma_*} \cdot e^{-\alpha(P_{\text{нас}} - P_{\text{сэ}})} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{сэ}}) \cdot \nu = \\ &= \frac{\eta_0}{\gamma_*} \cdot e^{-\alpha(P_{\text{нас}} - P_{\text{сэ}})} \cdot \left(P_{\text{пл}0} - \frac{\sum q_b^1}{\gamma_* \cdot S^1 \cdot h_{\text{эф}} \cdot \beta_* \cdot \left(1 - \frac{1}{\ln \frac{S^1}{\pi \cdot r_c^2}} \right)} - P_{\text{сэ}} \right) \times \\ &\quad \times \left(\gamma_* + (1 - \gamma_*) \cdot \frac{P_{\text{сэ}}}{P_{\text{нас}}} + \gamma_* \cdot G_0 \cdot \frac{P_{\text{нас}} - P_{\text{сэ}}}{P_{\text{нас}} \cdot P_{\text{сэ}}} \right). \end{aligned}$$

После деления правой части равенства на левую часть равенства и некоторых несложных преобразований получается

$$\begin{aligned} 1 &= \frac{e^{+\alpha \cdot P_{\text{сэ}}}}{e^{+\alpha \cdot P_{\text{нас}}}} \cdot \left(\frac{P_{\text{пл}0}}{P_{\text{пл}0} - P_{\text{нас}}} - \frac{\sum q_b^1}{\gamma_* \cdot S^1 \cdot h_{\text{эф}} \cdot \beta_* \cdot (P_{\text{пл}0} - P_{\text{нас}}) \cdot \left(1 - \frac{1}{\ln \frac{S^1}{\pi \cdot r_c^2}} \right)} - \frac{P_{\text{сэ}}}{P_{\text{пл}0} - P_{\text{нас}}} \right) \times \\ &\quad \times \left(\left(\gamma_* - \frac{\gamma_* \cdot G_0}{P_{\text{нас}}} \right) + \frac{1 - \gamma_*}{P_{\text{нас}}} \cdot P_{\text{сэ}} + \frac{\gamma_* \cdot G_0}{P_{\text{сэ}}} \right); \end{aligned}$$

последнее равенство представим следующим образом:

$$1 = \frac{e^{+\alpha \cdot P_{\text{сэ}}}}{C_1} \cdot \left(\ddot{e}_2 - \frac{\sum q_b^1}{\dot{e}_3} - \frac{P_{\text{сэ}}}{\dot{e}_4} \right) \left(\ddot{e}_5 + \frac{\ddot{e}_6}{\dot{e}_6} \cdot P_{\text{сэ}} + \frac{\dot{e}_7}{\dot{e}} \right),$$

$$\text{где } C_1 = e^{+\alpha \cdot P_{\text{нас}}}; C_2 = \frac{P_{\text{пл}0}}{P_{\text{пл}0} - P_{\text{нас}}};$$

$$C_3 = \gamma_* \cdot S^1 \cdot h_{\text{эф}} \cdot \beta_* \cdot (P_{\text{пл}0} - P_{\text{нас}}) \cdot \left(1 - \frac{1}{\frac{S^1}{\pi \cdot r_c^2}} \right);$$

$$C_4 = (P_{\text{пл}0} - P_{\text{нас}}); \quad C_5 = \gamma_* \cdot \left(1 - \frac{G_0}{P_{\text{нас}}} \right); \quad C_6 = \frac{1 - \gamma_*}{P_{\text{нас}}};$$

$$C_7 = \gamma_* \cdot G_0.$$

Правую часть равенства представим функцией и обозначим

$$f = \frac{e^{+\alpha \cdot P_{\text{с}3}}}{C_1} \cdot \left(C_2 - \frac{\sum q_3^1}{\dot{e}_3} - \frac{P_{\text{с}3}}{C_4} \right) \cdot \left(C_5 + C_6 \cdot P_{\text{с}3} + \frac{C_7}{P_{\text{с}3}} \right)$$

и для заданных значений $\frac{\sum q_3^1}{\dot{e}_3}$ будет отыскивать то значение текущего забойного давления $P_{\text{с}3}$, при котором функция становится равной единице $f = 1$.

После определения текущего значения забойного давления добывающей скважины $P_{\text{с}3}$ определяем текущее значение дебита нефти этой скважины

$$q_3^1 = \frac{\eta_0 \cdot e^{+\alpha \cdot P_{\text{с}3}}}{C_1} \cdot C_4 \cdot \left(C_2 - \frac{\sum q_3^1}{\dot{e}_3} - \frac{P_{\text{с}3}}{C_4} \right)$$

и текущее значение пластового давления

$$P_{\text{пл}} = C_4 \cdot \left(C_2 - \frac{\sum q_3^1}{\dot{e}_3} \right).$$

Рассматриваемый второй период эксплуатации продолжается до тех пор, пока пластовое давление остается выше давления насыщения нефти газом.

В рассматриваемых конкретных условиях имеются следующие исходные данные: $\alpha = 0,04 \text{ 1/ат}$, $\dot{e}_{\text{пл}0} = 95 \text{ ат}$, $\dot{e}_{\text{нас}} = 30 \text{ ат}$, $\gamma_* = 0,9 \text{ т/м}^3$, $S^1 = 16 \text{ га} = 16 \cdot 10^4 \text{ м}^2$, $h_{\text{эф}} = 5 \text{ м}$, $G_0 = 5 \text{ м}^3/\text{т}$, $\eta_0 = 0,1 \text{ т/(сут}\cdot\text{ат)}$.

При этом $\dot{e}_1 = e^{+0,04 \cdot 30} = 3,32012$, $C_2 = \frac{95}{95 - 30} = 1,46154$, $\dot{e}_3 =$

$$= 0,9 \cdot 16 \cdot 10^4 \cdot 5 \cdot 3 \cdot 10^{-5} \cdot (95 - 30) \cdot \left(1 - \frac{1}{15,44}\right) = 1313,1, \quad \ddot{e}_4 = (95 - 30) = 65, \quad \ddot{e}_5 = 0,9 \cdot \left(1 - \frac{5}{30}\right) = 0,75, \quad \ddot{e}_6 = \frac{0,1}{30} = 0,003333, \quad \ddot{e}_7 = 0,9 \cdot 5 = 4,5.$$

Для этих условий и различных значений $\frac{\sum q_b^1}{\ddot{e}_3}$ – доли отбора упругого запаса нефти по приведенным здесь формулам были сделаны расчеты и получены результаты (табл. 3.8).

Анализ полученных результатов ясно показывает, что в рассматриваемых условиях отказ от рационального снижения теоретической производительности глубинного насоса, проводимого с целью сохранения забойного давления на уровне давления насыщения, приводит к резкому (примерно в 2 раза) снижению дебита нефти добывающей скважины! Получается: хотели больше – получили меньше!

Этот же самый расчет был проведен при условии $\gamma_* = 0,85 \text{ т/м}^3$ и $G_0 = 10 \text{ м}^3/\text{т}$. При этом соответственно изменились некоторые коэффициенты: $C_5 = 0,85 \cdot \left(1 - \frac{10}{30}\right) = 0,56667,$

$$C_6 = \frac{0,15}{30} = 0,005 \text{ и } \ddot{e}_7 = 0,85 \cdot 10 = 8,5.$$

Расчет дал результаты, приведенные в табл. 3.9.

Эти результаты в основном совпадают с предыдущими, но благодаря более высокому начальному газосодержанию ($G_0 = 10 \text{ м}^3/\text{т}$ вместо прежней величины $G_0 = 5 \text{ м}^3/\text{т}$) несколько меньше резкое снижение забойного давления и дебита нефти добывающей скважины.

Теперь нам надо рассмотреть запоздалый переход от режима истощения к режиму заводнения. Этот переход требует немалых экономических затрат и усилий и связан с определенными начальными потерями.

Во-первых, надо из числа работающих добывающих скважин выделить будущие нагнетательные и по ним прекратить добычу нефти; во-вторых, к кустам скважин¹, где должны быть одна или несколько нагнетательных, надо проложить водоводы

¹ В Западной Сибири, Татарии и других нефтедобывающих районах по разным причинам (ради экономии капитальных и текущих затрат, сбережения лесов и сельхозугодий) широко применяется кустовое бурение скважин.

Таблица 3.8

Изменение дебита нефти, забойного и пластового давлений при неизменной теоретической производительности глубинного насоса и снижении забойного давления ниже давления насыщения при $\gamma_w = 0,9 \text{ т/м}^3$, $G_0 = 5 \text{ м}^3/\text{т}$

Показатель	$\sum q_b^1 / \dot{e}_3$										
	0,000	0,001	0,005	0,01	0,02	0,05	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8
$\dot{e}_{сз}$, ат	30	3,49	3,487	3,44	3,40	3,26	3,05	2,67	2,03	1,51	1,077
q_b^1 , т/сут	6,50	3,167	3,156	3,142	3,116	3,037	2,908	2,659	2,188	1,743	1,318
$\dot{e}_{пл}$, ат	95,0	94,94	94,68	94,35	93,70	91,75	88,50	82,0	69,0	56,0	43,0
f	0,99999		1,0002	1,00045	0,99945	1,00028	1,00004	0,99976	1,00080	1,00031	1,00025
η , т/(сут·ат)	0,1	0,0346	0,0346	0,0346	0,0345	0,0343	0,0340	0,0335	0,0328	0,0320	0,0314
Для сравнения q_b^1 , т/сут при $\dot{e}_{сз} = 30$ ат в рациональном снижении теоретической производительности глубинного насоса	6,50	6,494	6,468	6,435	6,370	6,175	5,850	5,20	3,90	2,60	1,30

Таблица 3.9

Изменение дебита нефти, забойного и пластового давлений при неизменной теоретической производительности глубинного насоса и снижении забойного давления ниже давления насыщения при $\gamma_* = 0,85 \text{ т/м}^3$, $G_0 = 10 \text{ м}^3/\text{т}$

Показатель	$\sum q_3^1 / \dot{e}_3$									
	0,000	0,005	0,01	0,02	0,05	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8
$\dot{e}_{сз}$, ат	30	6,65	6,60	6,49	6,20	5,76	4,99	3,76	2,79	1,99
q_3^1 , т/сут	6,50	3,459	3,441	3,405	3,302	3,138	2,831	2,284	1,792	1,337
$\dot{e}_{пл}$, ат	95,0	94,68	94,35	93,70	91,75	88,50	82,0	69,0	56,0	43,0
f	0,9999	0,9995	0,99938	1,00002	1,00006	1,99983	0,99989	1,00004	1,00076	0,99975
Для сравнения q_3^1 , т/сут при $\dot{e}_{сз} =$ $= \dot{e}_{нат} = 30 \text{ ат}$	6,50	6,468	6,435	6,370	6,175	5,850	5,20	3,90	2,60	1,30

и подать воду для закачки; на этих кустах вблизи нагнетательных скважин надо установить насосы для индивидуальной закачки воды, например насосы Уитли-Урал, обладающие нужной производительностью и обеспечивающие нужное давление нагнетания.

После начала закачки воды в нефтяной пласт происходит повышение пластового давления. Обычно подвижность закачиваемой воды выше подвижности пластовой нефти. Если нефть повышенной и высокой вязкости, то подвижность закачиваемой воды во много раз выше. В рассматриваемых конкретных условиях подвижность воды выше примерно в 30 раз. Поэтому производительность закачки воды оказывается во много раз выше производительности добычи нефти и происходит довольно быстрое повышение пластового давления. Но восстановление первоначального пластового давления происходит значительно быстрее, чем восстановление первоначальной продуктивности нефтяного пласта.

Наверное, по фактическим данным можно определить время запаздывания восстановления коэффициента продуктивности. Но пока примем, что на какое-то короткое время сниженный коэффициент продуктивности остается неизменным, хотя пластовое давление значительно повысилось.

В расчетах будем использовать данные табл. 3.8.

Пусть пластовое давление повысилось с $P_{пл} = 56$ ат до $P_{пл} = 100$ ат, тогда при неизменном сниженном коэффициенте продуктивности дебит нефти увеличится с 1,741 т/сут примерно до $1,741 \cdot \frac{100 - 1,51}{56 - 1,51} = 3,147$ т/сут; но (по табл. 3.8) при

таком дебите нефти и неизменной теоретической продуктивности глубинного насоса забойное давление должно быть не $P_{сз} = 1,51$ ат, а $P_{сз} = 3,45$ ат, соответственно дебит нефти будет

$1,741 \cdot \frac{100 - 3,45}{56 - 1,51} = 3,085$ т/сут; но (по табл. 3.8) при таком деби-

те нефти забойное давление равно $P_{сз} = 3,35$ ат, тогда снова

уточним дебит нефти $1,741 \cdot \frac{100 - 3,35}{56 - 1,51} = 3,088$ т/сут. Значения

дебита нефти 3,085 т/сут и 3,088 т/сут почти совпадают, поэтому прекратим итерационный расчет. При повышении забойного давления с $P_{сз} = 1,51$ ат до $P_{сз} = 3,35$ ат коэффициент

продуктивности скважины возрастает с $\frac{1,741}{56 - 1,51} =$

= 0,0320 т/(сут·ат) до $\frac{3,088}{100 - 3,35} = 0,0347$ т/(сут·ат) или в 1,085 раза вместо увеличения до 0,10 т/(сут·ат) или в 3,130 раза!

Интересно установить ту более высокую величину пластового давления, при которой не возникает задержка с повышением забойного давления и восстановлением коэффициента продуктивности добывающей скважины.

Обозначим искомое пластовое давление $P_{пл}$; предельный дебит нефти и предельное забойное давление добывающей скважины в рассматриваемых условиях при режиме истощения и заданной теоретической производительности глубинного насоса обозначим $q_{э}^1$ и $P_{сэ}$, соответственно дебит нефти, пластовое и забойное давления этой скважины в исходном состоянии обозначим $q_{э}^1$, $P_{пл}^*$ и $P_{сэ}^*$.

При сохранении сниженного коэффициента продуктивности, соответствующего исходному состоянию,

$$\eta_* = \frac{q_{э}^1}{P_{пл}^* - P_{сэ}^*},$$

искомое пластовое давление должно обеспечить дебит нефти выше предельного

$$\eta_* \cdot (P_{пл} - P_{сэ}) > q_{э}^1;$$

$$P_{пл} = P_{сэ} + \frac{q_{э}^1}{\eta_*} = P_{сэ} + \frac{q_{э}^1}{q_{э}^1} \cdot (P_{пл}^* - P_{сэ}^*).$$

Таким образом, полученные в табл. 3.10 результаты показывают, что процесс снижения пластового давления и процесс повышения пластового давления существенно различаются;

Таблица 3.10

Значения искомого пластового давления $\hat{e}_{пл}$, при котором начинается повышение забойного давления и восстановление коэффициента продуктивности добывающей скважины

Показатель	$\sum q_{э}^1 / C_3$				
	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8
$P_{сэ}$, ат	3,05	2,67	2,03	1,51	1,077
$q_{э}^1$, т/сут	2,908	2,659	2,188	1,743	1,318
$P_{пл}$, ат	97,5	99,0	101,4	103,5	105,3

имеет место явление гистерезиса – повышение забойного давления и коэффициента продуктивности добывающей скважины происходят при более высоком пластовом давлении.

Снижение коэффициента продуктивности скважины происходит при снижении ее забойного давления ниже давления насыщения и выделении из нефти газа и твердых частиц асфальтенов, смол и парафинов, которые накапливаются в призабойной зоне пласта и в самой скважине на ее стенках.

Создание высокого пластового давления, не допускающего задержку повышения забойного давления и коэффициента продуктивности добывающей скважины, вовсе не означает их быстрое повышение, а только то, что устранена задержка повышения, что процесс повышения пошел. Содействовать ускорению этого процесса будет остановка добывающей скважины, ее промывка горячей нефтью и установка в скважине на глубине нефтяного пласта (внизу нефтяного пласта) стационарного электронагревателя.

На нефтяных пластах низкой и ультранизкой продуктивности, с целью увеличения дебита нефти добывающих скважин, по этим скважинам может быть запроектирована глубокая перфорация со следующими параметрами: глубина перфорационных каналов 50–100 см, диаметр перфорационного отверстия около 1 см, число отверстий на 1 м эффективной толщины такое же, как у обычной перфорации.

Глубокая перфорация незасоренного нефтяного пласта или, наоборот, равномерно засоренного на большую глубину в несколько метров может уменьшить фильтрационное сопротивление пласта примерно в 1,2 раза. При сохранении прежней депрессии на нефтяной пласт это увеличит дебит нефти соответственно в 1,2 раза.

А если нефтяной пласт был засорен на глубину до 50 см и в прискважинной засоренной зоне проницаемость была уменьшена в 10 раз, при этом общее фильтрационное сопротивление было увеличено примерно в 3 раза, то применение глубокой перфорации уменьшит фильтрационное сопротивление в 3–4 раза. При сохранении прежней депрессии на нефтяной пласт это увеличит дебит нефти соответственно в 3–4 раза.

С той же целью увеличения дебита нефти на нефтяных пластах низкой и ультранизкой продуктивности может быть применен гидравлический разрыв. У незасоренного нефтяного пласта это уменьшит фильтрационное сопротивление в 1,5–2 раза; и при сохранении прежней депрессии увеличит дебит в 1,5–2 раза. У нефтяного пласта, засоренного на глубину до

50 см, это уменьшит фильтрационное сопротивление в 4–6 раз; и при сохранении прежней депрессии увеличит дебит в 4–6 раз. У пласта, засоренного на большую глубину в несколько метров, это уменьшит фильтрационное сопротивление в 10–12 раз; и при сохранении прежней депрессии увеличит дебит в 10–12 раз.

В условиях искусственного заводнения нефтяного пласта для увеличения дебита необходимо соответственно увеличить закачку воды.

Кроме того, надо учитывать интерференцию (взаимодействие) скважин. Ведь при увеличении дебита рассматриваемой добывающей скважины может возрасти ее экранирующее действие на соседние добывающие скважины и снизить их дебит; соответственно прирост общего дебита может оказаться меньше прироста дебита одной скважины, где был гидравлический разрыв.

Необходимо особо отметить крайне важное обстоятельство: глубокую перфорацию и гидравлический разрыв пласта целесообразно проводить только в тех добывающих скважинах, где забойное давление впредь будет поддерживаться на уровне или выше давления насыщения; в противном случае положительный результат будет заниженным и кратковременным, и через короткое время положение станет еще хуже – дебит станет еще ниже, чем был до их проведения, поскольку прискважинные засоренные зоны нефтяного пласта станут еще больше. Следовательно, сначала должно быть поддержание пластового и забойного давлений или гарантия своевременного их поддержания путем создания системы заводнения, а уж затем проведение глубокой перфорации или гидравлического разрыва.

Наконец, надо учитывать, что режим истощения (режим снижения пластового давления) и режим заводнения (режим поддержания и повышения пластового давления) по своей сути являются противоположными. И если в конце концов будет осуществлен запроектированный режим заводнения, то сначала необходимо будет вернуть в нефтяной пласт тот упругий запас жидкости, который был отобран при режиме истощения. Оказывается, что режим истощения – это получение в долг, который надо будет вернуть.

Заключение

1. При проектировании сеток размещения скважин с плотностью 16–32 га/скв. упругий запас нефти на одну добываю-

щую скважину оказывается слишком маленьким, примерно равным 1–2 тыс. т/скв. Бурение и эксплуатация проектных скважин при режиме истощения оказываются экономически неэффективными.

2. Исследование добывающих скважин по методу восстановления их забойного давления до уровня пластового давления при фактической низкой и ультранизкой продуктивности нефтяных пластов оказывается слишком длительным, продолжается до 2 мес и более.

3. При проектной сетке скважин 16–32 га/скв. упругий запас нефти на одну добывающую скважину оказывается слишком маленьким, и поэтому промедление с созданием системы заводнения, то есть с переходом от режима истощения к режиму заводнения, приводит к довольно быстрому снижению пластового давления и закономерному быстрому снижению дебита нефти.

4. При режиме истощения отказ от необходимого упреждающего снижения дебита нефти путем снижения теоретической производительности штангового глубинного насоса (ШГН) приводит к еще более быстрому, катастрофическому падению дебита нефти добывающей скважины, к значительному падению ее коэффициента продуктивности по нефти.

5. После режима истощения с катастрофическим падением дебита нефти при последующем переходе на режим заводнения, только чтобы началось восстановление коэффициента продуктивности по нефти до его первоначальной величины, необходимо создание высокого пластового давления, заметно или значительно превышающего первоначальное.

6. При снижении забойного давления у добывающих скважин ниже давления насыщения по ним целесообразно проводить глубокую перфорацию и гидравлический разрыв. Сначала надо восстановить их забойное давление до давления насыщения.

$B_{\bar{\sigma}}, \bar{\sigma}\%$

Промедление и нарушение порядка осуществления запроектованной системы разработки нефтяных пластов низкой и ультранизкой продуктивности приводит к значительной потере в их текущей добыче нефти и конечной нефтеотдаче.

3.3. О ДЕБИТЕ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА НИЗКОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ И ВЫСОКОЙ ЗОНАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ

Здесь будем рассматривать ситуацию, близкую к той, которая существует в реальности на одном небольшом нефтяном месторождении в Западной Сибири. Понятно, что интерес вызывает не то малозаметное месторождение, а рассматриваемая проблема и получающиеся при этом выводы, которые могут касаться очень многих нефтяных месторождений, имеющих нефтяные пласты низкой продуктивности и высокой зональной неоднородности по продуктивности.

Итак, будем рассматривать отдельную небольшую нефтяную залежь, на которой в форме каре 5×5 расположены 25 скважин, из которых 4 угловые являются нагнетательными, а остальные 21 являются добывающими.

Как всегда, нефтяной пласт обладает зональной неоднородностью по гидропроводности $\frac{k \cdot h}{\mu}$ (где k – проницаемость и h – эффективная толщина нефтяного пласта; μ – вязкость жидкости в пластовых условиях; μ_n – вязкость нефти, μ_a – вязкость вытесняющего агента) и все скважины различаются между собой по величине η – коэффициента продуктивности (формула этого коэффициента $\eta = \frac{k \cdot h}{\mu_n} \cdot \frac{1}{\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{R_c}{r_c}}$, где R_c – радиус зоны дренирования скважины, а r_c – радиус самой скважины). Но особенно сильно от всех остальных скважин отличаются 3 центральные добывающие скважины. **В этом вся соль рассматриваемой ситуации.**

Так, при среднем коэффициенте продуктивности всех 25 скважин, равном $\eta_{cp} = 0,6$ т/(сут·ат), средний коэффициент продуктивности 3-х центральных добывающих скважин равен $\eta_> = 3$ т/(сут·ат), а $\eta_<$ – средний коэффициент продуктивности остальных 22 скважин равен

$$\eta_< = \frac{\eta_{cp} \cdot n - \eta_> \cdot n_>}{n_<} = \frac{0,6 \cdot 25 - 3 \cdot 3}{25 - 3} = 0,272727 \text{ т/(сут·ат)}.$$

Средний коэффициент продуктивности 3-х центральных добывающих скважин выше, чем средний коэффициент продуктивности у всех остальных 22 скважин в

$$\frac{\eta_>}{\eta_<} = \frac{3}{0,272727} = 11 \text{ раз.}$$

Количественно неоднородность характеризуется квадратом коэффициента вариации, который определяется через средний квадрат значения $(x^2)_{\text{cp}}$ и квадрат среднего значения $(x_{\text{cp}})^2$

$$V_x^2 = \frac{(x^2)_{\text{cp}}}{(x_{\text{cp}})^2} - 1.$$

Компонента общей неоднородности из-за резкого различия по средней величине коэффициента продуктивности скважин двух групп равна

$$V_*^2 = \frac{(\eta_>)^2 \cdot n_> + (\eta_<)^2}{(\eta_{\text{cp}})^2 \cdot n} - 1 = \frac{3^2 \cdot 3 + (0,272727)^2 \cdot 22}{(0,6)^2 \cdot 25} - 1 = 2,181818.$$

При общей неоднородности всей совокупности скважин по величине коэффициента продуктивности, равной $V_{\eta}^2 = 3,33$, при зависимости этой общей неоднородности от двух компонент (V_*^2 – неоднородности из-за различия двух групп и V_{**}^2 – неоднородности внутри групп)

$$(1 + V_{\eta}^2) = (1 + V_*^2)(1 + V_{**}^2)$$

получается неоднородность внутри групп

$$V_{**}^2 = \frac{(1 + V_{\eta}^2)}{(1 + V_*^2)} - 1 = \frac{1 + 3,33}{1 + 2,181818} - 1 = 0,361.$$

Конечно, эта неоднородность, наблюдающаяся внутри групп скважин, достаточно велика, но она во много раз меньше неоднородности из-за различия групп скважин.

На рис. 3.1, *a* схематично показана рассматриваемая нефтяная залежь с расположением 4-х угловых нагнетательных скважин и 21 добывающей скважины, с выделением 3-х центральных более продуктивных добывающих скважин. Это основной фактически осуществляемый вариант разработки нефтяной залежи, который обозначим 1-м. На следующих рис. 3.1, *b*, *c*, *d* и *e* показаны другие возможные варианты разработки залежи: 2-й вариант на рис. 3.1, *d*, при котором 3 центральные более продуктивные добывающие скважины выключены из работы; 3-й вариант на рис. 3.1, *c*, при котором, наоборот, в работе оставлены 3 центральные более продуктивные добывающие скважины, а все остальные добывающие скважины выключены из работы; 4-й вариант на рис. 3.1, *d*, при котором все скважины работают, но 2 малопродуктивные добывающие

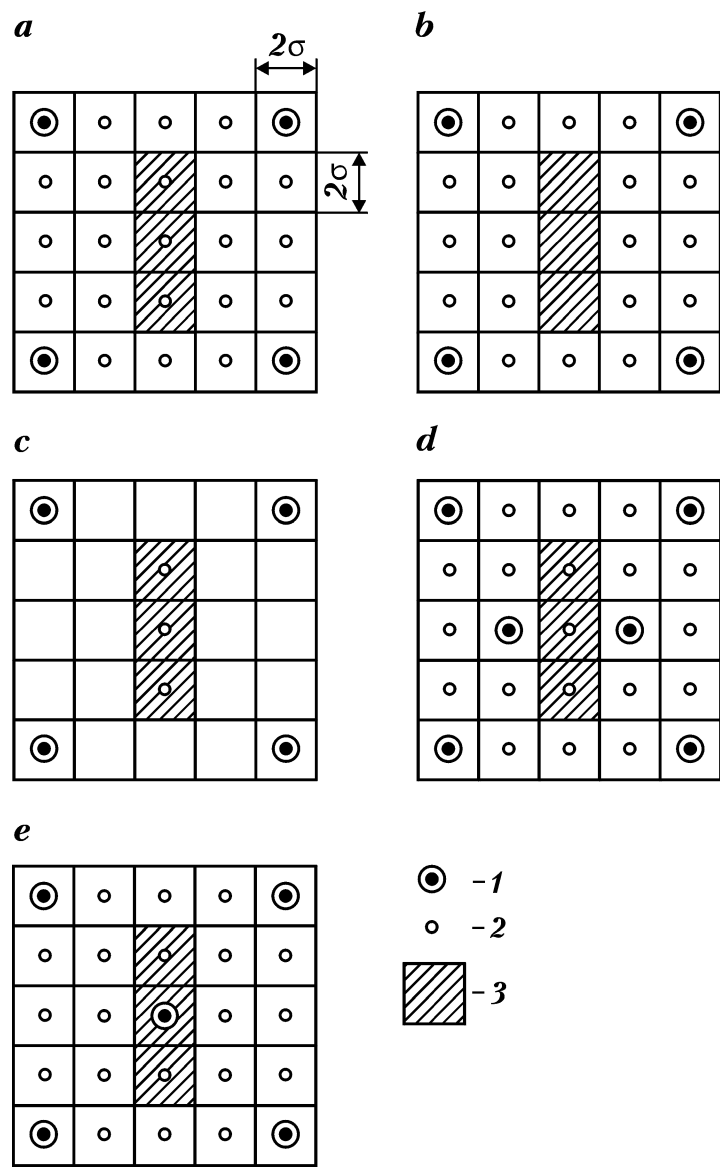


Рис. 3.1. Возможные варианты разработки залежи:
 1 – нагнетательная скважина; 2 – добывающая скважина; 3 – зона более высокой продуктивности; 2σ – расстояние между скважинами и сторона квадратной зоны

скважины дополнительно превращены в нагнетательные, теперь 6 нагнетательных скважин, 19 добывающих, в том числе 3 центральные более продуктивные; 5-й вариант на рис. 3.1, е, при котором все скважины работают, но 1 центральная более продуктивная добывающая скважина дополнительно превращена в нагнетательную, теперь 5 нагнетательных скважин, 20 добывающих, в том числе 2 центральные более продуктивные.

Расчеты дебитов рядов скважин будем выполнять по известным уравнениям Ю.П. Борисова для линейных рядов скважин, но при нашей схематизации для залежи нефти сложной формы [7], согласно которой при расчете внешних фильтрационных сопротивлений вместо отношения длины к ширине участка нефтяного пласта (как должно быть по Ю.П. Борисову) надо брать отношение средней длины к средней ширине или отношение площади участка нефтяного пласта к квадрату его средней ширины.

Используемые в расчетах параметры рассматриваемой нефтяной залежи и системы скважин: нефтяная площадь, приходящаяся на одну скважину проектной сетки, равна $S^1 = 32 \text{ га} = 0,32 \text{ км}^2 = 32 \cdot 10^4 \text{ м}^2$, с учетом $S^1 = \pi \cdot R_c^2$ радиус зоны дренирования скважины равен $R_c = 0,319154 \text{ км} = 319,154 \text{ м}$; радиус самой скважины равен $r_c = 0,1 \text{ м}$.

Геометрическое фильтрационное сопротивление отдельной скважины

$$\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{R_c}{r_c} = 1,284.$$

Коэффициент продуктивности скважины

$$\eta = \left(\frac{k \cdot h}{\mu_n} \right) \cdot \frac{1}{\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{R_c}{r_c}} = \left(\frac{k \cdot h}{\mu_n} \right) \cdot \frac{1}{1,284}.$$

Отсюда получается гидропроводность нефтяного пласта в зависимости от коэффициента продуктивности

$$\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n} \right) = \eta \cdot 1,284.$$

Далее конкретные значения гидропроводности

$$\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n} \right)_{<} = \eta_{<} \cdot 1,284 = 0,272727 \cdot 1,284 = 0,3502 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{ат});$$

$$\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n} \right)_{>} = \eta_{>} \cdot 1,284 = 3 \cdot 1,284 = 3,852 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{ат});$$

$$\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n}\right)_{cp} = \eta_{cp} \cdot 1,284 = 0,6 \cdot 1,284 = 0,7704 \text{ т / (сут} \cdot \text{ат)}.$$

Соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях равно $\mu_* = 2$.

Разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин равна

$$(P_{сн} - P_{сз}) = 500 - 100 = 400 \text{ ат.}$$

1-й вариант.

Уравнения дебитов рядов скважин

$$(P_{сн} - P_{сз}) = (\omega_n - \Omega_1) \cdot (q_1 + q_2) + \omega_1 \cdot q_1;$$

$$(P_{сз} - P_{сз}) = 0 = -\omega_1 \cdot q_1 + (\Omega_2 + \omega_2) \cdot q_2;$$

$$q_2 = q_1 \cdot \frac{\omega_1}{\Omega_2 + \omega_2};$$

$$q_1 = \frac{(P_{сн} - P_{сз})}{(\omega_n + \Omega_1) \left(1 + \frac{\omega_1}{\Omega_2 + \omega_2}\right) + \omega_1},$$

где ω_n – внутреннее фильтрационное сопротивление нагнетательных скважин

$$\begin{aligned} \omega_n &= \frac{1}{n_n} \cdot \frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n}\right)_<} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{400 \cdot \sqrt{2}}{2\pi \cdot 0,1} = \\ &= \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot 1,082691 = 0,386454; \end{aligned}$$

Ω_1 – внешнее фильтрационное сопротивление первой полосы нефтяного пласта

$$\Omega_1 = \frac{1}{n_n} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n}\right)_<} \cdot \frac{S^1}{P_1^2} = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot \frac{2 \cdot (2\sigma)^2}{(2 \cdot 2\sigma)^2} = 0,356939;$$

ω_1 – внутреннее фильтрационное сопротивление первого ряда добывающих скважин

$$\omega_1 = \frac{1}{n_1} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n}\right)_<} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{12} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot 1,082691 = 0,257636;$$

Ω_2 – внешнее фильтрационное сопротивление второй полосы нефтяного пласта, которое состоит из двух последовательных частей $\Omega_2 = \Omega'_2 + \Omega''_2$, причем вторая часть в свою очередь из двух параллельных частей различной гидропроводности

$$\Omega''_2 = \frac{1}{\frac{1}{\Omega''_{2^*}} + \frac{1}{\Omega''_{2^{**}}}};$$

конкретные численные значения

$$\Omega'_2 = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_<} \cdot \frac{7 \cdot (2\sigma)^2}{(14 \cdot 2\sigma)^2} = \frac{1}{0,3502} \cdot \frac{1}{28} = 0,101983;$$

$$\Omega''_{2^*} = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_<} \cdot \frac{\sigma}{12 \cdot 2\sigma} = \frac{1}{0,3502} \cdot \frac{1}{24} = 0,118980;$$

$$\Omega''_{2^{**}} = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_>} \cdot \frac{\sigma}{6 \cdot 2\sigma} = \frac{3}{3,852} \cdot \frac{1}{12} = 0,021634;$$

$$\Omega''_2 = \frac{1}{\frac{1}{\Omega''_{2^*}} + \frac{1}{\Omega''_{2^{**}}}} = 0,018306;$$

$$\Omega_2 = \Omega'_2 + \Omega''_2 = 0,101983 + 0,018306 = 0,120289,$$

ω_2 – внутреннее фильтрационное сопротивление второго ряда добывающих скважин, оно тоже состоит из двух параллельных частей

$$\omega_2 = \frac{1}{\frac{1}{\omega_{2^*}} + \frac{1}{\omega_{2^{**}}}};$$

$$\omega_{2^*} = \frac{1}{n_{2^*}} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_<} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{6} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot 1,082691 = 0,515275;$$

$$\omega_{2^{**}} = \frac{1}{n_{2^{**}}} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{3} \cdot \frac{1}{3,852} \cdot 1,082691 = 0,093691;$$

$$\omega_2 = \frac{1}{\frac{1}{0,515275} + \frac{1}{0,93691}} = 0,079276;$$

сумма внешнего и внутреннего фильтрационных сопротивлений для второго ряда добывающих скважин

$$\Omega_2 + \omega_2 = 0,120289 + 0,079276 = 0,199565.$$

С учетом этого дебит второго ряда добывающих скважин в долях дебита первого ряда добывающих скважин

$$q_2 = q_1 \cdot \frac{\omega_1}{\Omega_2 + \omega_2} = q_1 \cdot \frac{0,257636}{0,199565} = q_1 \cdot 1,29099;$$

дебит первого ряда добывающих скважин

$$q_1 = \frac{(P_{сн} - P_{сэ})}{(\omega_H + \Omega_1) \cdot \left(1 + \frac{\omega_1}{\Omega_2 + \omega_2}\right) + \omega_1} =$$

$$= \frac{400}{(0,386454 + 0,356939) \cdot (1 + 1,29099) + 0,257636} = 204,004 \text{ т/сут};$$

дебит второго ряда $q_2 = q_1 \cdot 1,29099 = 263,368 \text{ т/сут}$; суммарный дебит нефтяной залежи

$$q_{\Sigma} = q_1 + q_2 = 204,004 + 263,368 = 467,372 \text{ т/сут};$$

распределение дебита второго ряда между 6-ю менее продуктивными добывающими скважинами и 3-мя более продуктивными добывающими скважинами

$$q_2 = q_{2^*} + q_{2^{**}} = 263,368 \text{ т/сут};$$

$$q_{2^*} = q_2 \cdot \frac{\omega_{2^{**}}}{\omega_{2^*} + \omega_{2^{**}}} = 263,368 \cdot \frac{0,093691}{0,515275 + 0,093691} = 40,520 \text{ т/сут};$$

$$q_{2^{**}} = q_2 - q_{2^*} = 263,368 - 40,520 = 222,848 \text{ т/сут}.$$

2-й вариант.

Из работы выключены 3 более продуктивные добывающие скважины.

При этом внешнее и внутреннее фильтрационные сопротивления второго ряда будут

$$\Omega_2 + \omega_2 = \Omega'_2 + \Omega''_{2^*} + \omega_{2^*} = 0,101983 + 0,118980 + 0,515275 = 0,736238.$$

С учетом этого дебит второго добывающего ряда в долях дебита первого добывающего ряда

$$q_2 = q_1 \cdot \frac{\omega_1}{\Omega_2 + \omega_2} = q_1 \cdot \frac{0,257636}{0,736238} = 0,349936$$

дебит первого добывающего ряда скважин равен

$$q_1 = \frac{400}{(0,386454 + 0,356939) \cdot (1 + 0,349936) + 0,257636} = 317,166 \text{ т/сут};$$

$$q_2 = q_1 \cdot 0,349936 = 110,988 \text{ т/сут};$$

$$q_{\Sigma} = q_1 + q_2 = 428,154 \text{ т/сут}.$$

Вариант 2а.

Кроме 3-х более продуктивных добывающих скважин, из работы выключены еще 6 менее продуктивных добывающих скважин, но тоже расположенных во 2-м ряду (на 2-й орбите) относительно нагнетательных скважин. В работе остаются 12 менее продуктивных добывающих скважин, расположенных в 1-м ряду. При этом дебит нефтяной залежи равен

$$q = \frac{(P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}})}{\omega_{\text{н}} + \Omega_1 + \omega_1} = \frac{400}{0,386454 + 0,356939 + 0,257636} = 399,589 \text{ т/сут}.$$

3-й вариант.

Из работы выключены все менее продуктивные добывающие скважины первого и второго рядов, в работе остались 3 более продуктивные добывающие скважины второго ряда.

При этом дебит нефтяной залежи равен

$$q = \frac{(P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}})}{\omega_{\text{н}} + \Omega' + \Omega'' + \omega};$$

часть численных значений фильтрационных сопротивлений возьмем из предыдущих вариантов

$$\omega_{\text{н}} = 0,386454; \Omega'' = \Omega''_{2^{**}} = 0,021634; \omega = \omega_{2^{**}} = 0,093691$$

и снова рассчитаем основное внешнее фильтрационное сопротивление

$$\Omega' = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n}\right)_z} \cdot \frac{\left(25 - 4 \cdot \frac{1}{4} - 3\right) \cdot (2\sigma)^2}{[(2 \cdot 2 + 2 \cdot 1 + 4 \cdot \sqrt{2}) \cdot 2\sigma]^2} = 0,441307;$$

в итоге получается дебит залежи

$$q = \frac{400}{0,386454 + 0,441307 + 0,021634 + 0,093691} = 424,140 \text{ т/сут},$$

а если все значения фильтрационных сопротивлений взять из предыдущих вариантов, то тогда получается

$$q = \frac{(P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}})}{\omega_n + \Omega_1 + \Omega_2' + \Omega_2'' + \omega_{2^{**}}} =$$

$$= \frac{400}{0,386454 + 0,356939 + 0,101983 + 0,021634 + 0,093691} = 416,363 \text{ т/сут};$$

как видно, отличие результата последнего упрощенного расчета от результата предыдущего более точного расчета невелико, составляет менее 2 %.

4-й вариант.

В дополнение к 4 нагнетательным скважинам 2 менее продуктивные добывающие скважины превращены в нагнетательные. Таким образом, на нефтяной залежи 6 нагнетательных скважин, 17 добывающих скважин 1-го ряда и 2 добывающие скважины 2-го ряда. Причем среди 17 добывающих 1-го ряда 14 менее продуктивных скважин и 3 более продуктивные скважины.

Все скважины разделим на две группы.

В первую группу входят 4 угловые нагнетательные скважины, окружающие их 12 добывающих скважин 1-го ряда и 2 добывающие скважины 2-го ряда.

Во вторую группу входят остальные 2 нагнетательные скважины и ближайшие к ним 3 более продуктивные добывающие скважины.

Дебит скважин первой группы

$$q_* = q_{1^*} + q_{2^*};$$

$$q_{1^*} = \frac{(P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}})}{(\omega_{n^*} + \Omega_{1^*}) \cdot \left(1 + \frac{\omega_{1^*}}{\Omega_{2^*} + \omega_{2^*}}\right) + \omega_{1^*}};$$

$$q_{2*} = q_{1*} \cdot \frac{\omega_{1*}}{\Omega_{2*} + \omega_{2*}}.$$

Дебит скважин второй группы

$$q_{**} = q_{1**} + q_{2**};$$

$$q_{1**} = \frac{(P_{\text{CH}} - P_{\text{CЭ}})}{\omega_{\text{H**}} \cdot \left(1 + \frac{\Omega_{1**} + \omega_{1**}}{\Omega_{2**} + \omega_{2**}} \right) + (\Omega_{1**} + \omega_{1**})};$$

$$q_{2**} = q_{1**} \cdot \frac{\Omega_{1**} + \omega_{1**}}{\Omega_{2**} + \omega_{2**}}.$$

Ряд численных значений фильтрационных сопротивлений можно взять из 1-го варианта

$$\omega_{\text{H}*} = 0,386454; \Omega_{1*} = 0,356939; \omega_{1*} = 0,257636;$$

$$\Omega_{2*} = \frac{1}{n_{\text{H}*}} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{H}}} \right)_{<}} \cdot \frac{(2\sigma)^2}{(2\sigma)^2} = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{0,3502} = 0,713878;$$

$$\omega_{2*} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{H}}} \right)_{<}} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot 1,082691 = 1,545818;$$

$$\omega_{**} = \frac{1}{n_{**}} \cdot \frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{H}}} \right)_{<}} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot 1,082691 = 0,772909;$$

$$\Omega_{1**} = \frac{1}{n_{\text{H**}}} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{H}}} \right)_{<}} \cdot \frac{2\sigma}{2\sigma} = 1,427756;$$

$$\omega_{1**} = 1,545818;$$

$$\Omega_{2**} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{H}}} \right)_{<}} \cdot \frac{\sigma}{2\sigma} + \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{H}}} \right)_{>}} \cdot \frac{\sigma}{3 \cdot 2\sigma} =$$

$$= 0,713878 + 0,021634 = 0,735512;$$

$$\omega_{2^{**}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n}\right)} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{3} \cdot \frac{1}{3,852} \cdot 1,082691 = 0,093691.$$

Численная величина дебита скважин первой группы

$$\begin{aligned} q_* &= q_1^* + q_2^* = q_1^* \cdot \left(1 + \frac{\omega_1^*}{\Omega_2^* + \omega_2^*}\right) = \\ &= \frac{400}{(0,386454 + 0,356939) \cdot \left(1 + \frac{0,257636}{0,713878 + 1,545818}\right) + 0,257636} \times \\ &\times \left(1 + \frac{0,257636}{0,713878 + 1,545818}\right) = 410,399 \text{ т/сут.} \end{aligned}$$

Численная величина дебита скважин второй группы

$$\begin{aligned} q_{**} &= q_1^{**} + q_2^{**} = q_1^{**} \cdot \left(1 + \frac{\Omega_1^{**} + \omega_1^{**}}{\Omega_2^{**} + \omega_2^{**}}\right) = \\ &= \frac{400}{0,772909 \cdot \left(1 + \frac{1,427756 + 1,545818}{0,735512 + 0,093691}\right) + 1,427756 + 1,545818} \times \\ &\times \left(1 + \frac{1,427756 + 1,545818}{0,735512 + 0,093691}\right) = 281,432 \text{ т/сут.} \end{aligned}$$

Суммарный дебит скважин нефтяной залежи

$$q + q_* + q_{**} = 410,399 + 281,432 = 691,831 \text{ т/сут.}$$

5-й вариант.

В этом варианте к 4 угловым менее продуктивным нагнетательным скважинам добавлена 1 центральная более продуктивная нагнетательная скважина.

Таким образом, на нефтяной залежи 5 нагнетательных и 20 добывающих скважин. Среди добывающих скважин 16 скважин 1-го ряда и 4 скважины 2-го ряда.

Все скважины разделим на две группы.

В первую группу включим 4 угловые менее продуктивные нагнетательные скважины и окружающие их 12 добывающих скважин, расположенных в первом ряду. Дебит скважин этой группы был определен в варианте 2а:

$$q = \frac{400}{0,386454 + 0,356939 + 0,257636} = 399,589 \text{ т/сут.}$$

Во вторую группу включим 1 центральную более продуктивную нагнетательную скважину, окружающие 4 добывающие скважины 1-го ряда, 2 из которых более продуктивные, а 2 менее продуктивные, и 4 добывающие менее продуктивные скважины 2-го ряда.

Уравнения дебитов рядов скважин:

$$(P_{\text{сн}} - P_{\text{сз}}) = (\omega_{\text{н}} + \Omega'_1) \cdot (q_{1^*} + q_{2^*} + q_{1^{**}} + q_{2^{**}}) + \Omega''_1 \cdot (q_{1^*} + q_{2^*}) + \omega_{1^*} \cdot q_{1^*};$$

$$0 = -\Omega''_1 \cdot (q_{1^*} + q_{2^*}) - \omega_{1^*} \cdot q_{1^*} + \Omega''_{1^{**}} \cdot (q_{1^{**}} + q_{2^{**}}) + \omega_{1^{**}} \cdot q_{1^{**}};$$

$$0 = -\omega_{1^*} \cdot q_{1^*} + (\Omega_{2^*} + \omega_{2^*}) \cdot q_{2^*};$$

$$0 = -\omega_{1^{**}} \cdot q_{1^{**}} + (\Omega_{2^{**}} + \omega_{2^{**}}) \cdot q_{2^{**}},$$

отсюда получают соотношения дебитов

$$q_{2^*} = q_{1^*} \cdot \frac{\omega_{1^*}}{\Omega_{2^*} + \omega_{2^*}}; \quad q_{2^{**}} = q_{1^{**}} \cdot \frac{\omega_{1^{**}}}{\Omega_{2^{**}} + \omega_{2^{**}}};$$

$$q_{1^{**}} = q_{1^*} \cdot \frac{\Omega''_1 \cdot \left(1 + \frac{\omega_{1^*}}{\Omega_{2^*} + \omega_{2^*}}\right) + \omega_{1^*}}{\Omega''_{1^{**}} \cdot \left(1 + \frac{\omega_{1^{**}}}{\Omega_{2^{**}} + \omega_{2^{**}}}\right) + \omega_{1^{**}}},$$

численные значения фильтрационных сопротивлений

$$\omega_{\text{н}} = \frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{н}}}\right)_>} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{3,852} \cdot 1,082691 = 0,140536;$$

$$\Omega'_1 = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{н}}}\right)_>} \cdot \frac{\sigma}{2 \cdot 2\sigma} = \frac{1}{3,852} \cdot \frac{1}{4} = 0,64901;$$

$$\Omega'_{1^*} = \Omega'_1 = 0,064901;$$

$$\Omega'_{1^{**}} = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{<}} \cdot \frac{\sigma}{2 \cdot 2\sigma} = \frac{1}{3,3502} \cdot \frac{1}{4} = 0,713878;$$

$$\Omega_{2^*} = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{>}} \cdot \frac{\sigma}{2 \cdot 2\sigma} + \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{<}} \cdot \frac{\sigma}{2 \cdot 2\sigma} = 0,064901 + 0,713878 = 0,778779;$$

$$\Omega_{2^{**}} = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{<}} \cdot \frac{\sigma}{2 \cdot 2\sigma} = 1,427756;$$

$$\omega_{1^*} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{<}} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = 0,140536;$$

$$\omega_{1^{**}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{<}} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot 1,082691 = 1,761517;$$

$$\omega_{2^*} = \omega_{2^{**}} = \omega_{1^{**}} = 1,761517.$$

С учетом численных значений фильтрационных сопротивлений по приведенным формулам получается

$$q_{1^{**}} = q_{1^*} \cdot 0,072840; \quad q_{2^*} = q_{1^*} \cdot 0,055323; \quad q_{2^{**}} = q_{1^{**}} \cdot 0,552326;$$

$$q_{1^*} = \frac{400}{(0,140536 + 0,064901 + 0,064901) \cdot 1,055323 + 0,140536 +$$

$$\rightarrow \frac{400}{(0,140536 + 0,064901) \cdot 1,552326 + 0,072840} =$$

$$= 890,752 \text{ т/сут};$$

$$q_{1^{**}} = 64,882 \text{ т/сут};$$

$$q_{2^*} = 49,279 \text{ т/сут};$$

$$q_{2^{**}} = 35,836 \text{ т/сут};$$

$$q_{1^*} + q_{2^*} + q_{2^{**}} = 1040,749 \text{ т/сут}.$$

А если исключить из рассмотрения или выключить из работы скважины 2-го ряда, то тогда получается

$$(P_{\text{сн}} - P_{\text{сн}}) = (\omega_{\text{н}} + \Omega'_1 + \Omega''_1 + \omega_{1^*}) \cdot q_* + (\omega_{\text{н}} + \Omega'_1) \cdot q_{**};$$

$$0 = -(\Omega'_{1^*} + \omega_{1^*}) \cdot q_* + (\omega_{\text{н}} + \Omega'_1) \cdot q_{**};$$

$$q_{**} = \frac{\Omega'_{1^*} + \omega_{1^*}}{\omega_{\text{н}} + \Omega'_1} \cdot q_* = 0,082992 \cdot q_*;$$

$$q_* = \frac{400}{(0,140536 + 0,064901) \cdot 1,082992 + (0,140536 + 0,064901)} = 934 \text{ т/сут};$$

$$q_{**} = 77,576 \text{ т/сут}; \quad q_* + q_{**} = 1012,326 \text{ т/сут}.$$

А если исключить из рассмотрения или выключить из работы 2 менее продуктивные скважины 1-го ряда, то тогда получается

$$q = \frac{400}{0,140536 + 0,064901 + 0,140536 + 0,064901} = 973,534 \text{ т/сут}.$$

Таким образом, общий дебит скважин первой и второй групп, т.е. общий дебит нефтяной залежи по 5-му варианту равен

$$q = 399,589 + 1040,749 = 1440,338 \text{ т/сут}.$$

По этому варианту относительно быстро будут отобраны извлекаемые запасы нефти 3-х более продуктивных зон. После этого 3 более продуктивные скважины можно превратить в нагнетательные. Тогда дебит рассматриваемой нефтяной залежи будет следующим:

по скважинам первой группы, где 4 нагнетательные скважины и 6 добывающих скважин,

$$q = \frac{400}{0,386454 + 0,356939 + 0,515272} = 317,797 \text{ т/сут};$$

по скважинам второй группы, где 3 более продуктивные нагнетательных скважины и 12 добывающих скважин,

$$q = \frac{400}{0,046845 + 0,021634 + 0,178469 + 0,257636} = 792,732 \text{ т/сут};$$

в целом по залежи

$$q = 317,797 + 792,732 = 1110,529 \text{ т/сут}.$$

Таблица 3.11

Сравнение вариантов разработки нефтяной залежи

Параметры	Варианты					
	1	2	3	4	5	5а
Число нагнетательных скважин	4 _{<}	4 _{<}	4 _{<}	6 _{<}	4 _{<} + 1 _{>}	4 _{<} + 3 _{>}
Число добывающих скважин	18 _{<} +3 _{>}	18 _{<}	3 _{>}	16 _{<} +3 _{>}	18 _{<} +2 _{>}	18 _{<}
Общее число скважин	25	22	7	25	25	25
Общий дебит, т/сут	467,4	428,2	416,4	691,8	1440,3	1110,5
Дебит на 1 пробуренную скважину, т/сут	18,7	19,5	59,5	27,7	57,6	44,4

Анализ полученных и представленных в табл. 3.11 результатов показывает, что на небольшой нефтяной залежи в нефтяном пласте, обладающем низкой продуктивностью и высокой зональной неоднородностью, в том случае, когда ради увеличения экономической рентабельности необходимо увеличение дебита нефти и темпа отбора извлекаемых запасов нефти, то приконтурное заводнение через скважины низкой продуктивности оказывается малоэффективным, а дополнительное внутриконтурное заводнение через центральную скважину повышенной продуктивности оказывается высокоэффективным, поскольку дополнительно увеличивает дебит и темп отбора запасов нефти в 2–3 раза.

Выводы

1. По причине особой важности подробно представлены расчеты дебита нефтяной залежи при различных схемах размещения добывающих и нагнетательных скважин.

2. Расчеты показали незначительную эффективность скважин 2-го ряда даже тогда, когда эти скважины обладают во много раз более высокой продуктивностью, в конкретной ситуации более высокой в 11 раз.

3. Превращение одной из центральных более продуктивных добывающих скважин в нагнетательную увеличивает дебит нефтяной залежи в 2–3 раза.

4. Возражение против организации закачки воды в центральную более продуктивную скважину и дополнительного увеличения дебита нефтяной залежи в 2–3 раза оппоненты обосновывают уже достигнутым достаточно высоким темпом отбора извлекаемых запасов нефти.

Тогда возникает предложение: в окрестности значительно более продуктивных скважин иметь в 2–4 раза более редкую сетку скважин, чтобы при увеличении общего дебита в 2–3 раза достигать необходимый темп отбора извлекаемых запасов нефти.

Предлагаемый принцип: чтобы не ограничивать дебит добывающих скважин повышенной и высокой продуктивности, надо увеличить нефтяную площадь и соответственно начальные извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на эти скважины; для чего вблизи этих скважин надо иметь более редкую сетку размещения скважин.

3.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ МАЛОПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Определение продуктивности малопродуктивных нефтяных пластов при исследовании добывающих скважин – это одна из трудных проблем разработки малопродуктивных нефтяных месторождений, требующая специального внимания и скорейшего решения.

В разработке нефтяных месторождений самой главной является реальная оптимизация режимов работы скважин. Для чего необходимы: исходная информация, математический метод получения решения, технические средства осуществления полученного решения и метод оценки достигнутой эффективности. Но при разработке малопродуктивных нефтяных пластов, когда особенно необходима оптимизация, серьезные трудности возникают в самом начале ее осуществления при получении исходной информации – при определении величины коэффициента продуктивности у пробуренных скважин по методу установившихся отборов, так как очень медленно возникают установившиеся состояния. Преодолению отмеченных трудностей посвящена данная работа.

1. На разрабатываемой нефтяной залежи, разбуренной проектной сеткой скважин, при исследовании скважины на нестационарном режиме приходится применять формулы упругого и замкнуто-упругого режимов фильтрации.

Формула дебита скважины при упругом и замкнуто-упругом режимах фильтрации такая же, как при жестком режиме фильтрации; только при упругом режиме постоянно увеличивается R_c – радиус зоны воздействия скважины; при замкнуто-упругом режиме этот радиус уже достиг своего предела – ли-

тологической или гидродинамической границы и в дальнейшем остается неизменным, а изменяется $P_{пл}$ – пластовое давление на этой границе; при жестком режиме и радиус зоны воздействия скважины, и пластовое давление на границе зоны остаются неизменными, поскольку поток через границу зоны точно соответствует производительности скважины.

Формула дебита скважины имеет следующий вид:

$$q = \eta \cdot (P_{пл} - P_c) = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{пл} - P_c}{\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{R_c}{r_c}} \cdot \frac{\gamma_n}{b} = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{пл} - P_c}{\frac{1}{4\pi} \cdot \ln \frac{R_c^2}{r_c^2}} \cdot \frac{\gamma_n}{b},$$

где q – дебит скважины, т/сут; $P_{пл}$ и P_c – пластовое и забойное давления скважины, ат; $\frac{k \cdot h}{\mu}$ – гидропроводность нефтяного пласта (эксплуатационного объекта); k – проницаемость пласта; h – эффективная толщина пласта, м; μ – вязкость нефти; γ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³; b – объемный коэффициент, показывающий уменьшение объема нефти при переходе из пластовых условий в поверхностные и выделении из нефти растворенного газа; R_c – радиус зоны воздействия скважины, м.

При упругом режиме фильтрации при условии постоянства дебита скважины $q = \text{const}$ приближенная формула радиуса зоны воздействия, полученная И.А. Чарным при $R_c > 28 \cdot r_c = 28 \cdot 0,1 = 2,8$ м, имеет следующий вид:

$$R_c = 2 \cdot \sqrt{\kappa \cdot t} = \sqrt{4 \cdot \kappa \cdot t}.$$

где κ – пьезопроводность пласта, м²/сут; t – время, сут.

Для этих же условий $q = \text{const}$ в основной формуле упругого режима фильтрации

$$\begin{aligned} P_{пл} - P_c &= \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[\ln \frac{4 \cdot \kappa \cdot t}{r_c^2} - 0,5772 + \right. \\ &\left. + \left(\frac{r_c^2}{4 \cdot \kappa \cdot t} \right) - \frac{1}{4} \cdot \left(\frac{r_c^2}{4 \cdot \kappa \cdot t} \right)^2 + \frac{1}{18} \cdot \left(\frac{r_c^2}{4 \cdot \kappa \cdot t} \right)^3 - \dots \right] \cong \\ &\cong \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[\ln \frac{4 \cdot \kappa \cdot t}{r_c^2} - 0,5772 \right] = \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \frac{2,25 \cdot \kappa \cdot t}{r_c^2}; \end{aligned}$$

формула радиуса зоны воздействия имеет вид

$$R_c = r_c + \sqrt{2,25 \cdot \kappa \cdot t}.$$

При упругом режиме при условии постоянства разности пластового и забойного давлений $(P_{пл} - P_c) = \text{const}$ справедлива точная формула Э.Б. Чекалюка:

$$R_c = r_c + \sqrt{\pi \cdot \kappa \cdot t}.$$

Учитывая, что эта формула занимает промежуточное положение

$$\sqrt{4 \cdot \kappa \cdot t} > \sqrt{\pi \cdot \kappa \cdot t} > \sqrt{2,25 \cdot \kappa \cdot t},$$

будем считать ее универсальной, справедливой, как в случае

$$(P_{пл} - P_c) = \text{const}, q = \text{var},$$

так и в случае

$$(P_{пл} - P_c) = \text{var}, q = \text{const},$$

и в промежуточных случаях

$$(P_{пл} - P_c) = \text{var}, q = \text{var}.$$

В этих формулах κ – пьезопроводность нефтяного пласта, $\text{м}^2/\text{сут}$; она определяется по формуле

$$\kappa = \frac{k \cdot 1}{\mu \cdot \beta_*},$$

где k и μ – уже названные проницаемость нефтяного пласта и вязкость нефти в пластовых условиях; β_* – упругоёмкость пласта, примерно равная $\beta_* = 3 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{1}{\text{ат}}$.

Гидропроводность пласта $\frac{k \cdot h}{\mu}$ выразим через коэффициент продуктивности η , а пьезопроводность пласта выразим через коэффициент продуктивности η и эффективную толщину пласта h .

При жестком режиме фильтрации при равномерной квадратной сетке скважин с площадью на скважину $S^1 = 16 \text{ га} = 160\,000 \text{ м}^2$ радиус зоны воздействия равен:

$$R_c = \sqrt{\frac{S^1}{\pi}} = 225,7 \text{ м};$$

при радиусе скважины $r_c = 0,1$ м получается следующая зависимость коэффициента продуктивности скважин η от гидропроводности $\frac{k \cdot h}{\mu}$:

$$\eta \cdot \frac{b}{\gamma_n} = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{2\pi}{\ln \frac{R_c}{r_c}} = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot 0,8137;$$

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \eta \cdot \frac{b}{\gamma_n} \cdot 1,229.$$

А если площадь на скважину не $S^1 = 16$ га, а вдвое больше, то тогда

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \eta \cdot \frac{b}{\gamma_n} \cdot 1,284;$$

а если площадь на скважину не $S^1 = 16$ га, а вдвое меньше, то тогда

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \eta \cdot \frac{b}{\gamma_n} \cdot 1,174.$$

Особо отметим полученный очень важный результат:

$$1,174 = 1,229 - 0,055; \quad 1,284 = 1,229 + 0,055;$$

оказывается, что при изменении площади, приходящейся на скважину, в 2 раза, численный коэффициент изменяется на 0,055, или всего на 4,5 %.

С учетом полученной зависимости получается зависимость для пьезопроводности

$$\kappa = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{1}{\beta_*} = \frac{\eta}{h} \cdot \frac{b}{\gamma_n} \cdot 1,229 \cdot \frac{1}{\beta_*};$$

для Енорускинского нефтяного месторождения при $\frac{\gamma_n}{b} = 0,9 \frac{\text{т}}{\text{м}^3}$

и $\beta_* = 3 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{ат}}$ получается

$$\kappa = \frac{\eta}{h} \cdot \frac{1}{0,9} \cdot 1,229 \cdot \frac{10^5}{3} = \frac{\eta}{h} \cdot 4,552 \cdot 10^4 \frac{\text{м}^2}{\text{сут}}$$

С учетом этого получается формула радиуса воздействия скважины при упругом режиме

$$R_c = \sqrt{\pi \cdot \kappa \cdot t} = \sqrt{\frac{\eta}{\kappa} \cdot 14,3 \cdot 10^4 \cdot t}$$

Радиус зоны воздействия скважины достигает своего предела

$$R_c = \sqrt{\frac{\eta}{h} \cdot 14,3 \cdot 10^4 \cdot t} = 225,7 \text{ м за } t = \frac{h}{\eta} \cdot 0,356 \text{ сут}$$

при эффективной толщине пласта h (в м) и коэффициенте продуктивности η (в т/(сут·ат)).

При $h = 10$ м и $\eta = 0,1$ т/(сут·ат) радиус зоны воздействия достигнет своего предела за $t = \frac{10}{0,1} \cdot 0,356 = 35,6$ сут.

2. За время распространения зоны воздействия добывающей скважины эта скважина отбирает часть упругого запаса жидкости и создает воронку депрессии. Отбираемая доля упругого запаса жидкости по формуле В.Н. Щелкачева

$$\Delta_y = \frac{Q_{yc}^1}{Q_{y0}^1} = \frac{1}{2 \cdot \ln \frac{R_c}{r_c}}$$

Подсчеты по этой формуле дали следующие результаты:

S^1 , га.....	8	16	32
R_c , м.....	159,6	225,7	319,2
Δ_y	0,069	0,065	0,062
$\frac{1}{\Delta_y}$	14,7	15,4	16,1

Полученные результаты показывают, что упругий запас жидкости, отбираемый при образовании воронки депрессии, примерно в 15–16 раз меньше всего упругого запаса жидкости зоны воздействия добывающей скважины.

Формула упругого режима, принимаемая в качестве основной универсальной, в рассматриваемых конкретных условиях приобретает следующий вид:

$$P_{пл} - P_c = \frac{q \cdot \mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{4\pi} \cdot \ln \frac{\pi \cdot \kappa \cdot t}{r_c^2} = \frac{q \cdot \mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{4\pi} \cdot \left(\ln \frac{\pi \cdot \kappa}{r_c^2} + \ln t \right) =$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{q \cdot \gamma_n}{\eta \cdot b} \cdot \frac{1}{1,229} \cdot \frac{1}{4\pi} \cdot \left(\ln \frac{\pi \cdot \eta \cdot b}{r_c^2 \cdot h \cdot \gamma_n \cdot \beta_*} + \ln t \right) = \\
&= \frac{q}{\eta} \cdot \frac{1}{17,16} \cdot \left(\ln \frac{\eta}{h} + 16,27 + \ln t \right).
\end{aligned}$$

С помощью этой формулы можно определить коэффициент продуктивности скважины η . С этой целью будем рассматривать ситуацию, когда добывающая скважина работает с постоянным дебитом $q = \text{const}$, а ее забойное давление изменяется, но остается выше давления насыщения нефти газом $\hat{e}_c > P_{\text{нас}}$, и поэтому ее коэффициент продуктивности тоже остается постоянным $\eta = \text{const}$. За короткое время проведения наблюдения за скважиной ее пластовое давление считается постоянным $\hat{e}_{\text{пл}} = \text{const}$. Берем два момента времени t_1 и t_2 и по значениям забойного давления в эти моменты времени \hat{e}_{c1} и \hat{e}_{c2} или по значениям глубины динамического уровня l_{d1} и l_{d2} определяем коэффициент продуктивности скважины:

$$\begin{aligned}
(P_{\text{пл}} - P_{c2}) - (P_{\text{пл}} - P_{c1}) &= (P_{c1} - P_{c2}) = (l_{d2} - l_{d1}) \cdot \frac{\gamma_n}{10 \cdot b} = \\
&= \frac{q}{\eta} \cdot \frac{1}{17,16} \cdot (\ln t_2 - \ln t_1); \\
\eta &= \frac{q}{P_{c1} - P_{c2}} \cdot \frac{1}{17,16} \cdot \ln \frac{t_2}{t_1} = \frac{q}{l_{d2} - l_{d1}} \cdot \frac{b}{\gamma_n} \cdot \frac{1}{1,716} \cdot \ln \frac{t_2}{t_1}.
\end{aligned}$$

Представленная формула соответствует проявлению упругого режима. Добывающая скважина пущена в работу с постоянным дебитом, постоянство которого обеспечивается заданной постоянной производительностью штангового глубинного насоса (ШГН). Забойное давление неуклонно снижается, но еще не достигло давления насыщения и тем более не перешло через эту грань. Радиус зоны воздействия скважины постоянно возрастает, но еще не достиг своего предела – своей гидродинамической границы; и упругий режим фильтрации еще не перешел в жесткий режим фильтрации или в замкнуто-упругий.

Пример

Определение коэффициента продуктивности при пуске скважины с постоянным дебитом.

à0x0%IòÂ %tIÌòÂ:

дебит скважины равен $q = 10 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$; через $t_1 = 1$ сут $P_{c1} = 90$ ат, через $t_2 = 6$ сут $\hat{e}_{c2} = 80$ ат;

$$\eta = \frac{10}{90 - 80} \cdot \frac{1}{17,16} \cdot \ln \frac{6}{1} = 0,104 \frac{\text{т}}{\text{сут} \cdot \text{ат}}.$$

Это было исследование добывающей скважины, пущенной в работу с постоянным дебитом нефти, что обеспечивается постоянной производительностью глубинного насоса.

3. А теперь рассмотрим исследование остановленной добывающей скважины, у которой выключили из работы глубинный насос. Но в остановленную скважину продолжает притекать нефть. При низком исходном (т.е. до остановки) дебите скважины пустой объем самой скважины может представляться достаточно большим, и приток нефти, постепенно замедляясь, может быть довольно продолжительным.

Приток нефти в остановленную добывающую скважину и постепенное повышение ее забойного давления характеризуют приток нефти в зону воздействия этой скважины и постепенное восполнение той части упругого запаса жидкости, которая была отобрана прежде всего при образовании воронки депрессии. Будем считать, что пластовое давление на границе зоны воздействия остается неизменным, хотя в действительности при недостаточной закачке воды оно может несколько понижаться, а при избыточной закачке воды — несколько повышаться (за ограниченное время исследования скважины). Принимая постоянство пластового давления, построим формулу текущего дебита (или притока) в остановленную скважину в зависимости от ее исходного (до остановки) дебита и величины части упругого запаса жидкости, которую надо компенсировать:

$$q_t = q \cdot e^{-\frac{q}{Q_{yc}^1} \cdot t_1},$$

где

$$q_t = \eta \cdot (P_{пл} - P_{c1}) \cdot \frac{b}{\gamma_n} = \eta \cdot \frac{l_{\partial 1} - l_{ct}}{10} \cdot \frac{\gamma_n}{b} \cdot \frac{b}{\gamma_n} = \eta \cdot \frac{l_{\partial 1} - l_{ct}}{10};$$

$$q_t = \eta \cdot (P_{пл} - P_c) \cdot \frac{b}{\gamma_n} = \eta \cdot \frac{l_{\partial} - l_{ct}}{10};$$

$$Q_{yc}^1 = \frac{1}{15} \cdot S^1 \cdot h \cdot \beta_* \cdot (P_{пл} - P_c);$$

$$\frac{q}{Q_{\text{yc}}^1} = \frac{15 \cdot \eta \cdot b}{S^1 \cdot h \cdot \beta_* \cdot \gamma_H};$$

l_{∂} и $l_{\partial 1}$ – глубины, соответственно, начального и текущего динамического уровней; $l_{\text{ст}}$ – глубина статического уровня.

С учетом этого получается:

$$\frac{q_1}{q} = \frac{l_{\partial 1} - l_{\text{ст}}}{l_{\partial} - l_{\text{ст}}} = e^{-\frac{15 \cdot \eta \cdot b}{S^1 \cdot h \cdot \beta_* \cdot \gamma_H} \cdot t_1};$$

в момент времени t_1

$$\ln \frac{l_{\partial} - l_{\text{ст}}}{l_{\partial 1} - l_{\text{ст}}} = \frac{15 \cdot \eta \cdot b}{S^1 \cdot h \cdot \beta_* \cdot \gamma_H} \cdot t_1;$$

в момент времени t_2

$$\ln \frac{l_{\partial} - l_{\text{ст}}}{l_{\partial 2} - l_{\text{ст}}} = \frac{15 \cdot \eta \cdot b}{S^1 \cdot h \cdot \beta_* \cdot \gamma_H} \cdot t_2;$$

$$\frac{\ln \frac{l_{\partial} - l_{\text{ст}}}{l_{\partial 2} - l_{\text{ст}}}}{\ln \frac{l_{\partial} - l_{\text{ст}}}{l_{\partial 1} - l_{\text{ст}}}} = \frac{t_2}{t_1}; \quad \frac{l_{\partial} - l_{\text{ст}}}{l_{\partial 2} - l_{\text{ст}}} = \left(\frac{l_{\partial} - l_{\text{ст}}}{l_{\partial 1} - l_{\text{ст}}} \right)^{\frac{t_2}{t_1}};$$

$$\text{при } \frac{t_2}{t_1} = 2 \quad (l_{\partial 1} - l_{\text{ст}})^2 = (l_{\partial} - l_{\text{ст}}) \cdot (l_{\partial 2} - l_{\text{ст}}),$$

отсюда получается

$$l_{\text{ст}} = \frac{l_{\partial} \cdot l_{\partial 2} - l_{\partial 1}^2}{l_{\partial} + l_{\partial 2} - 2 \cdot l_{\partial 1}};$$

при установленном статическом уровне $l_{\text{ст}}$ легко определить коэффициент продуктивности скважины:

$$\eta = \frac{q \cdot 10 \cdot b}{(l_{\partial} - l_{\text{ст}}) \cdot \gamma_H}.$$

Пример

à 0x0% ì ô Â % ð Ì ò Â:

$$S^1 = 16 \cdot 10^4 \text{ м}^2; \quad h = 10 \text{ м}; \quad \beta_* = 3 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{ат}}; \quad \eta = 0,104 \frac{1}{\text{сут} \cdot \text{ат}};$$

$$\frac{\gamma_H}{b} = 0,9 \frac{\text{Т}}{\text{М}^3}; l_{\partial} = 700 \text{ м}; l_{\text{ст}} = 100 \text{ м}; q = 5,616 \frac{1}{\text{сут}}.$$

Расчет изменения динамического уровня в остановленной добывающей скважине:

$$\frac{l_{\partial 1} - l_{\text{ст}}}{l_{\partial} - l_{\text{ст}}} = e^{-\frac{15\eta b}{S^2 \cdot h \beta \cdot \gamma_H} \cdot t_1};$$

$$\frac{l_{\partial 1} - 100}{700 - 100} = e^{-\frac{15 \cdot 0,104}{16 \cdot 10^4 \cdot 10 \cdot 3 \cdot 10^{-5} \cdot 0,9} \cdot t_1};$$

$$\frac{l_{\partial 1} - 100}{600} = e^{-0,036111 \cdot t_1},$$

t, сут.....	0	1	2	4	8	16
$\frac{l_{\partial 1} - l_{\text{ст}}}{l_{\partial} - l_{\text{ст}}}$	1,0	0,96453	0,93032	0,86550	0,74910	0,56114
l_{∂} , м.....	700	678,72	658,19	619,30	549,46	436,68

Расчет статического уровня и коэффициента продуктивности скважины выполнен по известным значениям динамического уровня для заданных моментов времени по формуле

$$l_{\text{ст}} = \frac{l_{\partial} \cdot l_{\partial 2} - l_{\partial 1}^2}{l_{\partial} + l_{\partial 2} - 2 \cdot l_{\partial 1}}$$

при условии, что $\frac{t_2}{t_1} = 2$ (табл. 3.12).

Таблица 3.12

t, сут	l_{∂} , м	$l_{\text{ст}}$, м	l_{∂} , м	$l_{\text{ст}}$, м	l_{∂} , м	$l_{\text{ст}}$, м
0	700	—	700	—	700	—
1	678,72	—	678,7	—	679	—
2	658,19	96,2	658,2	132,9	658	458
4	619,30	101,3	619,3	97,5	619	112
8	549,46	103,4	549,5	102,5	549	104
16	436,68	99,8	436,7	99,2	437	115

Примем, что рассматриваемая добывающая скважина выключена из работы на четверо суток $t = 4$ сут, что глубина статического уровня определена равной 112 м, тогда коэффициент продуктивности

$$\eta = \frac{q \cdot 10 \cdot b}{(l_0 - l_{ст}) \cdot \gamma_n} = \frac{5,616 \cdot 10}{(700 - 112) \cdot 0,9} = 0,106 \frac{\text{т}}{\text{сут} \cdot \text{ат}}.$$

Предложенный здесь метод определения неизвестной глубины статического уровня $l_{ст}$ и коэффициента продуктивности скважины η был практически применен по пяти скважинам Енорускинского нефтяного месторождения. В январе 1998 г. на этом месторождении в течение трех суток произошло общее отключение электроэнергии. В этот период по скважинам несколько раз определяли текущую глубину динамического уровня l_0 . Правда, моменты определения не соответствовали заданному соотношению $\frac{t_2}{t_1} = 2$. Фактические соотношения величин значений времени после остановки скважин были либо несколько больше, либо несколько меньше $\frac{t_2}{t_1} < 2$. Фактические замеренные величины вместе с основными результатами расчетов (значения $l_{ст}$ и η) по рассмотренным скважинам представлены в табл. 3.13.

В табл. 3.14 показан сам ход расчета и осреднения. Также показан потенциально возможный дебит нефти в условиях поддержания пластового давления, когда глубина статического уровня становится равной нулю $l_{ст} = 0$.

По двум скважинам 1305 и 307 намечено осуществлять закачку воды. При этом по остальным трем скважинам 1293, 1302 и 1304 дебит нефти возрастет с 21,6 т/сут до 38,3 т/сут или в 1,773 раза и станет больше, чем в настоящее время по всем пяти скважинам, $38,3 > 37,7$ т/сут.

Из всего предыдущего следует один практически очень важный вывод: на малопродуктивной залежи высоковязкой нефти определять глубину статического уровня, пластовое давление и коэффициент продуктивности добывающей скважины можно не за 30–40 дн, а в 5–10 раз быстрее, за 4–6 дн.

4. Теперь надо остановиться на контроле обводненности добывающей скважины и эксплуатируемых ею нефтяных пластов и слоев.

При наличии нескольких малопродуктивных нефтяных пластов ради обеспечения их экономически рентабельной промышленной разработки эти пласты приходится объединять в один общий эксплуатационный объект. Обычно это заметно увеличивает расчетную послойную неоднородность по проницаемости и увеличивает потребность в контроле за обводненностью добывающих скважин, их пластов и слоев. Такая потребность еще более увеличивается на месторождениях высо-

Таблица 3.13

Номер скважины	q, т/сут	l ₀ , м	t, ч	l ₀ , м	t, ч	l ₀ , м	t, ч	l ₀ , м	t, ч	l ₀ , м	t, ч	l _{ст} , м	η, т/(сут·ат)
307	10,6	867	0	819	5,08	553	16,50	455	40,50	370	63,83	382	0,243
1293	8,8	798	0	740	5,33	405	17,67	222	41,66	181	63,67	169	0,155
1302	6,6	687	0	603	5,33	333	19,50	226	43,50	176	63,67	182	0,145
1304	6,2	833	0	722	5,50	631	19,60	564	42,60	529	62,60	533	0,230
1305	5,5	768	0	705	5,67	594	19,33	403	43,33	303	63,50	184	0,104
Σ 37,7													

Таблица 3.14

Номер скважины	$\frac{l_2^*}{l_1^*}$	$\frac{l_{01}^*}{l_{02}^*}$	l _{ст} [*] , м	$\frac{l_2^{**}}{l_1^{**}}$	$\frac{l_{01}^{**}}{l_{02}^{**}}$	l _{ст} ^{**} , м	$\frac{l_{01}}{l_{02}}$	l _{ст} , м	q, т/сут при l _{ст} = 0
307	$\frac{40,5}{16,5}$	$\frac{553}{455}$	410	$\frac{63,83}{40,5}$	$\frac{455}{370}$	348	$\frac{504}{413}$	382	18,9
1293	$\frac{41,66}{17,67}$	$\frac{405}{222}$	63	$\frac{63,67}{41,66}$	$\frac{222}{181}$	178	$\frac{313}{211}$	169	11,1
1302	$\frac{43,50}{19,50}$	$\frac{333}{226}$	180	$\frac{63,67}{43,50}$	$\frac{226}{176}$	170	$\frac{280}{201}$	182	9,0
1304	$\frac{42,60}{19,60}$	$\frac{631}{564}$	530	$\frac{62,60}{42,60}$	$\frac{564}{529}$	523	$\frac{598}{547}$	533	17,2
1305	$\frac{43,33}{19,33}$	$\frac{594}{403}$	2549	$\frac{63,50}{43,33}$	$\frac{403}{303}$	269	$\frac{498}{353}$	184	7,2
Σ 63,4									

ковязкой нефти. Ведь отрицательное действие высокой вязкости нефти – высокого соотношения подвижностей вытесняющей воды и нефти в пластовых условиях – происходит на фоне послонной неоднородности пластов по проницаемости и геометрической неравномерности (неоднородности) вытеснения нефти: и чем больше неоднородность, тем больше отрицательное действие высокой вязкости.

На месторождении высоковязкой нефти контроль за появлением и ростом обводненности добывающей скважины можно осуществлять довольно просто с помощью современного эхолота, наблюдая в условиях неизменной заданной производительности штангового глубинного насоса (ШГН) быстрый подъем динамического уровня. Понятно, что это не отменяет периодические определения по каждой добывающей скважине дебита жидкости и обводненности на групповом сборном пункте.

Рассмотрим ситуацию, возникающую на добывающей скважине при обводнении.

Пример

Пусть соотношение подвижностей вытесняющей воды и нефти в пластовых условиях равно 20.

Пусть заданная суточная производительность глубинного насоса (ШГН) в период безводной добычи нефти равна 20 т/сут при динамическом уровне 725 м и статическом уровне 100 м.

Пусть обводнение скважины происходит по отдельному наиболее проницаемому нефтяному слою, который в безводный период дает 0,10, или 10 %, производительности скважины, т.е. 2 м³/сут.

При сохранении неизменным забойного давления (динамического уровня) отдельный обводненный нефтяной слой вместо 2 м³/сут нефти будет давать $2 \cdot 20 = 40$ м³/сут воды, а общий дебит жидкости добывающей скважины станет $20 - 2 + 2 \cdot 20 = 58$ м³/сут, или возрастет по сравнению с безводным периодом в $\frac{58}{20} = 2,9$ раза. Для чего необходимо в 2,9 раза увеличить производительность глубинного насоса.

При сохранении неизменной производительности глубинного насоса, равной 20 м³/сут, соответственно в 2,9 раза должна уменьшиться депрессия на нефтяные пласты (в м столба жидкости) с $(725 - 100) = 625$ м до $\frac{(725-100)}{2,9} = 215,5$ м, соответственно при неизменном статическом уровне 100 м динамический

уровень должен подняться с глубины 725 м до глубины $100 + 215,5 = 315,5$ м.

Понятно, что такой подъем динамического уровня на $725 - 315,5 = 409,5$ м не произойдет мгновенно, а потребует некоторого времени t . Это произойдет при замкнуто-упругом режиме.

За это время t частично будет восполнен упругий запас жидкости, прежде отображенный при создании воронки депрессии, поскольку поднимется динамический уровень, увеличится забойное давление и уменьшится глубина воронки депрессии.

Как можно заметить по дебиту нефти $20 \text{ м}^3/\text{сут}$, у рассматриваемой добывающей скважины коэффициент продуктивности по нефти существенно выше (втрое), чем у скважин в предыдущих примерах, но отношение коэффициента продуктивности к эффективной толщине нефтяных пластов одинаковое. Поэтому можно воспользоваться формулой из последнего примера, но только надо учесть два следующих обстоятельства: после начала обводнения скважины ее коэффициент продуктивности по жидкости дополнительно увеличен в 2,9 раза; и рассматривается процесс подъема динамического уровня с глубины 725 м до глубины 315,5 м.

С учетом этого формула изменения динамического уровня во времени принимает следующий вид:

$$\frac{l_b - 315,5}{725 - 315,5} = e^{-2,9 \cdot 0,03611t} = e^{-0,10472t}.$$

Расчеты по этой формуле дали следующие результаты:

t , сут	0	1	2	4	8	16	32
l_b , м	725	684,3	647,6	584,7	492,7	392,2	329,9

Если за 4–8 дн уже обнаружена закономерность, то расчетным путем можно определить, что будет на 32–64 день, какая будет глубина динамического уровня.

В рассматриваемой добывающей скважине до и после начала ее обводнения применяется глубинный расходомер, который по обводненному нефтяному слою фиксирует резкое увеличение производительности и резкое увеличение доли в производительности скважины с 0,10 до $\frac{0,10 \cdot 20}{0,10 \cdot 20 + (1 - 0,10)} = 0,69$, или с

10 до 69 %.

Этого будет вполне достаточно для четкого выделения обводненного нефтяного слоя.

После этого обособленный обводненный нефтяной слой можно будет закрыть пластоперекрывателем и продолжить безводную эксплуатацию добывающей скважины.

Вывод

Для трудных условий разработки малопродуктивных месторождений высоковязкой нефти можно более быстро определить по добывающим скважинам коэффициент продуктивности по нефти, начало и рост обводнения и обводненные нефтяные пласты и слои.

3.5. О ПРИМЕНЕНИИ ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА ПОЛИСИЛ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Экспериментально установлено, что применение химического реагента полисил в нагнетательных скважинах дополнительно увеличивает их коэффициент приемистости в ν раз, конкретно в 2–3 раза.

Где применение реагента полисил особенно необходимо и каковы все последствия этого применения?

В Западной Сибири имеются нефтяные месторождения с нефтяными пластами пониженной, низкой и ультранизкой продуктивности, которые обладают повышенной зональной и послойной неоднородностью по проницаемости, пониженной начальной нефтенасыщенностью и соответственно пониженным коэффициентом вытеснения, содержат нефть пониженной вязкости, близкой к вязкости воды. На таких нефтяных месторождениях подвижность закачиваемой воды бывает близка и ниже подвижности пластовой нефти. При этом для увеличения начального максимального (амплитудного) дебита нефти эксплуатационного объекта требуется увеличение доли нагнетательных скважин в общем числе скважин. Но вместо увеличения доли и числа нагнетательных скважин можно применить химический реагент полисил и увеличить коэффициент приемистости.

Рассматривать эту проблему будем на примере конкретного нефтяного месторождения, у которого: средний коэффициент продуктивности скважины равен $\eta_{\text{ср}} = 0,3 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$, эксплуатационный горизонт (пласт) состоит из трех обособленных нефтяных слоев, зональная неоднородность отдельного слоя по продуктивности (проницаемости) равна $V_{\text{зс}}^2 = 1,5$, соответственно зональная неоднородность по продуктивности в целом объекта (пласта) равна $V_3^2 = \frac{V_{\text{зс}}^2}{n_c} = \frac{1,5}{3} = 0,5$, вязкость нефти в пластовых условиях равна $\mu_n = 1 \text{ сПз}$, вязкость воды равна $\mu_a = 0,5 \text{ сПз}$,

коэффициент вытеснения нефти закачиваемой водой равен $K_2 = 0,5$, соответственно соотношение подвижностей воды и нефти в пластовых условиях равно

$$\mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_a} \cdot K_2^{1,5} = \frac{1}{0,5} \cdot 0,5^{1,5} = 0,707.$$

Эксплуатационный объект залегает на глубине 2500 м. Первоначальное пластовое давление равно $P_{пл0} = 250$ ат, давление насыщения нефти газом равно $P_{нас} = 100$ ат. Забойное давление нагнетательных скважин равно 500 ат. С учетом потери давления на трение давление на устье нагнетательных скважин несколько больше 250 ат. С учетом давления насыщения забойное давление добывающих скважин равно $P_{сз} = 100$ ат.

Влияние зональной неоднородности слоев на снижение проницаемости для фильтрационного потока отражает следующий понижающий коэффициент:

$$\xi = \frac{1}{1 + 2,3 \cdot 0,2 \cdot V_{сз}^2} = \frac{1}{1 + 2,3 \cdot 0,2 \cdot 1,5} = 0,592.$$

Средний амплитудный дебит нефти на одну скважину проектной сетки определяется по следующей формуле:

$$q_0^1 = \eta_{ср} \cdot (P_{сн} - P_{сз}) \cdot \varphi \cdot \xi,$$

где φ – функция относительной производительности скважины

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_*} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1 + m};$$

m – соотношение добывающих и нагнетательных скважин, причем все добывающие скважины расположены на первых орбитах относительно нагнетательных.

Если же на первых орбитах расположена только часть добывающих скважин и соотношение этих добывающих и нагнетательных скважин равно m_1 , т.е. это соотношение меньше общего соотношения $m_1 < m$, то функция относительной производительности скважины имеет следующий вид:

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_*} + \frac{1}{m_1}} \cdot \frac{1}{1 + m}.$$

Смысл этой формулы: пока работают скважины первой ор-

биты, скважины второй и последующих орбит практически не влияют на общее фильтрационное сопротивление и на общий дебит жидкости.

По приведенным формулам при принятых исходных данных для различных значений m – соотношения добывающих и нагнетательных скважин определим амплитудный дебит нефти проектной скважины

$$q_0^1 = 0,3 \cdot (500 - 100) \cdot \varphi \cdot 0,592;$$

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{0,707} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m};$$

m	1	2	3	4	5
φ	0,207	0,174	0,143	0,120	0,103
q_0^1 , т/сут....	14,70	12,36	10,15	8,53	7,32

Но если по нагнетательным скважинам применяется химический реагент полисил и средний коэффициент приемистости увеличивается в $\nu = 2$ раза, то функция относительной производительности скважины и амплитудный дебит нефти проектной скважины будут

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_* \cdot \nu} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m} = \frac{1}{\frac{1}{1,414} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m};$$

m	1	2	3	4	5
φ	0,293	0,276	0,240	0,209	0,184
q_0^1 , т/сут.....	20,81	19,62	17,06	14,84	13,05

А если средний коэффициент приемистости нагнетательной скважины увеличивается в $\nu = 3$ раза, то функция относительной производительности скважины и амплитудный дебит нефти проектной скважины будут

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{2,121} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m};$$

m	1	2	3	4	5
φ	0,340	0,343	0,311	0,277	0,248
q_0^1 , т/сут.....	24,16	24,37	21,17	19,68	17,63

По представленным результатам видно, что увеличение коэффициента приемистости нагнетательных скважин в $\nu = 2$ раза приводит к увеличению амплитудного дебита нефти и темпа отбора запасов нефти в 1,4–1,8 раза, а увеличение коэффициента приемистости в $\nu = 3$ раза приводит к увеличению дебита и темпа отбора запасов нефти в 1,6–2,4 раза.

По представленным результатам также видна тенденция к увеличению соотношения добывающих и нагнетательных скважин: при увеличении коэффициента приемистости в $\nu = 3$ раза амплитудный дебит нефти достигает максимума при увеличении соотношения с $m = 1$ до $m = 2$.

Если вместе с применением химического реагента полисил и увеличением коэффициента приемистости нагнетательных скважин в $\nu = 2$ раза уменьшить долю нагнетательных вдвое, т.е. от соотношения добывающих и нагнетательных $m = 1$ перейти к соотношению $m = 3$, то амплитудный дебит увеличится в $\frac{17,06}{14,70} = 1,16$ раза и уменьшится неравномерность вытеснения

нефти закачиваемой водой. Последнее обстоятельство связано с уменьшением доли стягивающих добывающих скважин с $\frac{2}{1+m} = \frac{2}{1+1} = 1$ до $\frac{2}{1+m} = \frac{2}{1+3} = 0,5$.

Расчет величины V^2 – результирующей неравномерности вытеснения нефти закачиваемой водой в типичную среднюю добывающую скважину на рассматриваемом объекте выполняется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} (V^2+1) &= (V_1^2+1) \cdot (V_2^2+1) \cdot (V_3^2+1) \cdot \frac{2}{1+m} + (V_1^2+1) \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right) = \\ &= \frac{V_{sc}^2+1}{n_c} \cdot 1,1 \cdot \frac{V_3^2+1}{\frac{V_3}{4}+1} \cdot \frac{2}{1+m} + \frac{V_{sc}^2+1}{n_c} \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right). \end{aligned}$$

Для конкретных условий рассматриваемого нефтяного месторождения эта формула принимает следующий конкретный вид:

$$\begin{aligned} (V^2+1) &= \frac{1,5+1}{\frac{1,5}{3}+1} \cdot 1,1 \cdot \frac{0,5+1}{\frac{0,5}{4}+1} \cdot \frac{2}{1+m} + \frac{1,5+1}{\frac{1,5}{3}+1} \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right) = \\ &= 2,444 \cdot \frac{2}{1+m} + 1,667 \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right) = 1,667 + 0,778 \cdot \frac{2}{1+m}; \end{aligned}$$

$$V^2 = 0,667 + 0,778 \cdot \frac{2}{1+m}.$$

Кроме этой формулы необходимы: формула K_3 – коэффициента использования подвижных запасов нефти (суммарного отбора нефти в долях подвижных запасов) и формула F – суммарного отбора жидкости в долях подвижных запасов нефти, которые имеют следующий вид:

$$K_3 = K_{\text{зн}} + (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot \ddot{A};$$

$$F = K_{\text{зн}} + (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot \ln \frac{1}{1-A},$$

где $K_{\text{зн}} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2}$; $K_{\text{зк}} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2}$; \ddot{A} – расчетная предельная доля агента (воды) в дебите жидкости добывающей скважины, в данном случае (при $\mu_* = 0,707$ и коэффициенте различия физических свойств нефти и вытесняющего агента $\mu_0 \cong 1$) это весовая предельная доля агента (воды).

По приведенным формулам для различных значений m были сделаны расчеты величин V^2 , $K_{\text{зн}}$, $K_{\text{зк}}$, $\frac{K_{\text{зн}}}{K_{\text{зк}}}$, K_3 и F при $\ddot{A} = 0,95$ (табл. 3.15).

Таблица 3.15

m	V ²	K _{зн}	K _{зк}	$\frac{K_{\text{зн}}}{K_{\text{зк}}}$	При $\ddot{A} = 0,95$	
					K ₃	F
1	1,444	0,138	0,763	0,181	0,732	2,010
2	1,185	0,162	0,802	0,202	0,770	2,079
3	1,056	0,177	0,824	0,215	0,792	2,115
4	0,978	0,188	0,837	0,225	0,805	2,132
5	0,926	0,196	0,846	0,232	0,814	2,143

Как видно, при $m = 3$ и $v = 2$ по сравнению с $m = 1$ и $v = 1$ конечная нефтеотдача пластов становится выше в $\frac{0,792}{0,732} = 1,082 \cong 1,08$ раза.

Таким образом в конкретных условиях рассматриваемого нефтяного месторождения применение химического реагента полисил позволяет перейти от 5-точечной схемы площадного заводнения к обращенной 9-точечной схеме, при этом увели-

чить амплитудный дебит проектных скважин в 1,16 раза и извлекаемые запасы нефти в 1,08 раза.

Наверное, для иллюстрации эффективности применения химического реагента полисил целесообразно сравнить два варианта разработки эксплуатационного объекта: 1-й вариант – без применения, 2-й вариант с применением. В обоих вариантах 100 проектных скважин. В 1-м варианте годовой амплитудный дебит равен $14,7 \frac{\text{т}}{\text{сут}} \cdot 100 \cdot 330 \frac{\text{сут}}{\text{год}} = 485100 \frac{\text{т}}{\text{год}} = 485,1 \frac{\text{тыс. т}}{\text{год}} = 0,485 \frac{\text{млн. т}}{\text{год}}$, здесь 330 – число дней работы скважины в году; во 2-м варианте годовой амплитудный дебит равен $17,06 \cdot 100 \cdot 330 = 562\,980 \frac{\text{т}}{\text{год}} = 562,98 \frac{\text{тыс. т}}{\text{год}} = 0,563 \frac{\text{млн. т}}{\text{год}}$.

По 1-му варианту начальные извлекаемые запасы нефти равны 10 млн. т, по 2-му варианту – 10,8 млн. т. По 1-му варианту начальные извлекаемые запасы жидкости равны 20,1 млн. т, по 2-му варианту – 21,15 млн. т. Динамика добычи нефти и жидкости в течение первых 10 лет по 1-му и 2-му вариантам представлена в табл. 3.16.

За 10 лет разработки рассматриваемого эксплуатационного объекта по варианту с применением химического реагента полисил добыча нефти увеличивается в $\frac{4,387}{3,842} = 1,142$ раза, или

Таблица 3.16

**Эффективность применения полисила.
Сравнение 1-го и 2-го вариантов разработки эксплуатационного объекта.
Динамика добычи нефти и жидкости**

Годы	1-й вариант			2-й вариант			Прирост дебита нефти, млн. т/год
	Дебит нефти, млн. т/год	Дебит жидкости, млн. т/год	Обводненность, %	Дебит нефти, млн. т/год	Дебит жидкости, млн. т/год	Обводненность, %	
1	0,473	0,479	1,3	0,549	0,556	1,3	0,076
2	0,451	0,468	3,6	0,521	0,541	3,7	0,070
3	0,430	0,457	5,8	0,494	0,528	6,2	0,064
4	0,409	0,446	8,2	0,469	0,513	8,6	0,060
5	0,390	0,435	10,4	0,445	0,499	10,9	0,055
6	0,371	0,425	12,6	0,423	0,486	13,0	0,052
7	0,354	0,415	14,6	0,401	0,474	15,3	0,047
8	0,337	0,405	16,7	0,381	0,461	17,4	0,044
9	0,321	0,395	18,7	0,361	0,449	19,6	0,040
10	0,306	0,386	20,7	0,343	0,437	21,5	0,037
Сумма	3,842	4,311		4,387	4,944		0,545

на 0,545 млн. т = 545 тыс. т. При этом отбор попутной воды увеличивается в $\frac{4,944-4,387}{4,311-3,842} = \frac{0,557}{0,469} = 1,188$ раза, или на 88 тыс. т.

При цене 1 т добытой нефти для нефтедобывающего предприятия в 100 \$ экономический эффект от применения химического реагента полисил за 10 лет составил $100 \cdot 0,545 = 54,5$ млн. \$.

3.6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИЗОЛЯЦИИ ОБВОДНЕННЫХ НЕФТЯНЫХ СЛОЕВ И ПЛАСТОВ ХИМИЧЕСКИМ РЕАГЕНТОМ

Наши специалисты для изоляции обводненных обособленных нефтяных слоев и пластов создали химический реагент, который по своим свойствам превосходит аналогичный импортный.

Этот реагент обладает высокой начальной подвижностью, близкой к подвижности воды, и соответственно высокой проникающей способностью. После застывания реагент обеспечивает прочную и герметичную изоляцию. Реагент не обладает избирательностью действия и одинаково прочно изолирует как водонасыщенные, так и нефтенасыщенные толщины пластов. Такая неизбирательность действия вовсе не является недостатком реагента, напротив, является его достоинством.

Поясним на примере.

При разных физических свойствах нефти (разной подвижности и плотности), т.е. при разных значениях μ_0 – коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, но при одной и той же расчетной постройке неоднородности нефтяных пластов, количественно характеризуемой квадратом коэффициента вариации, равным $V^2 = 0,333$, при весовой предельной обводненности дебита жидкости добывающей скважины, равной $\bar{A}_2 = 0,95$, т.е. в самый последний момент работы этой скважины, величина γ – доли еще не обводненной эффективной толщины эксплуатируемых нефтяных пластов, обладающей первоначальной нефтенасыщенностью, отнюдь не равна нулю или 0,05 с учетом $(1 - \bar{A}_2) = 0,05$, она гораздо выше; получаются разные значения \bar{A} – расчетной предельной доли агента и соответственно (см. табл. 9 [9]) разные значения γ :

μ_0	1	3	10	30	100
\bar{A}	0,950	0,864	0,655	0,388	0,160
γ	0,16	0,30	0,56	0,79	0,93

При избирательном действии реагента, т.е. при изоляции только в пределах $(1 - Y)$ – доли обводненной толщины нефтяных пластов, в пределах Y – доли необводненной толщины нефтяных пластов с первоначальной нефтенасыщенностью вообще не было бы изоляции и вскоре не было бы изоляции всего эксплуатационного объекта. Как это происходит, схематично показано на рис. 3.2.

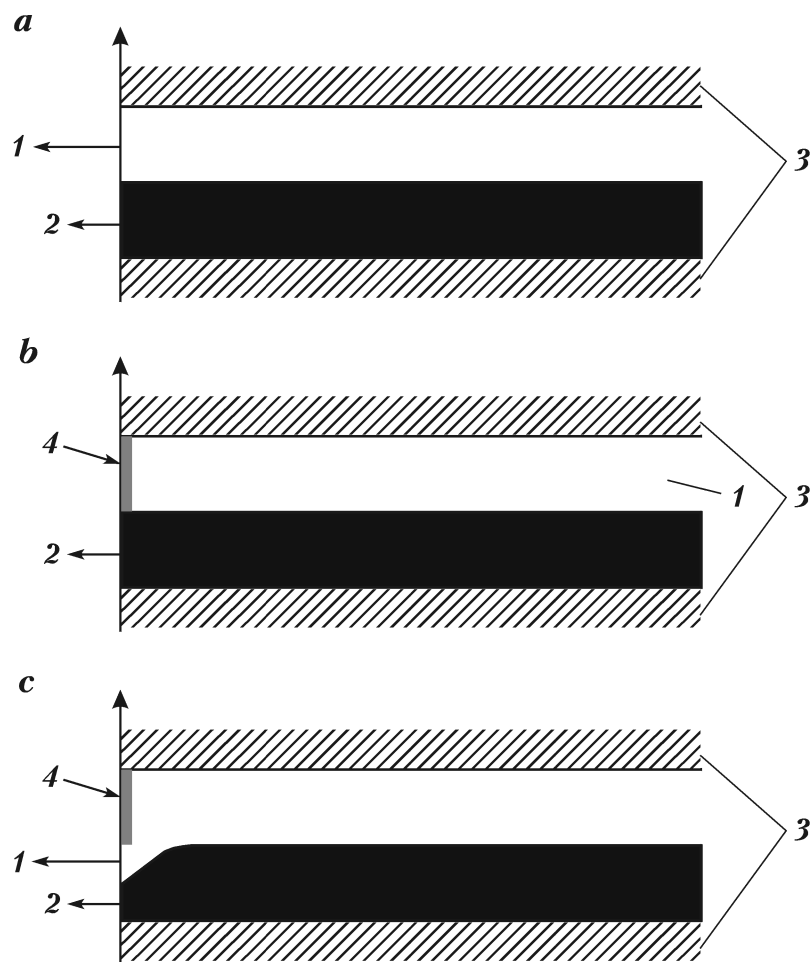


Рис. 3.2. Схема обводнения:

† – до проведения изоляции; б – сразу после проведения изоляции; в – вскоре после проведения изоляции; 1 – вода; 2 – нефть; 3 – непроницаемые прослой; 4 – изоляция

Видно, что в монолитном слое (пласте) вскоре после проведения изоляции вода обойдет преграду и в прежней пропорции будет поступать в скважину, только уменьшится дебит нефти. Защитой от воды может быть только полная изоляция слоя (пласта) от одного разделяющего непроницаемого прослоя до другого такого прослоя.

Далее по методике проектирования разработки нефтяных месторождений [8, 9] для типичных элементов нефтяных залежей были сделаны расчеты характеристики использования подвижных запасов нефти: в зависимости от \dot{A}_2 – весовой предельной доли вытесняющего агента в дебите жидкости добывающей скважины и от μ_0 – коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента были определены значения \dot{A} – расчетной предельной доли агента; в зависимости от V^2 – расчетной послойной неоднородности эксплуатационного объекта и \dot{A} – расчетной предельной доли агента были определены значения K_3 – коэффициента (доли) использования подвижных запасов нефти и F – расчетного отбора жидкости в долях подвижных запасов нефти; затем с учетом μ_0 – коэффициента различия физических свойств нефти и агента от значений F – расчетных относительных отборов жидкости перешли к значениям F_2 – весовых относительных отборов жидкости в долях подвижных запасов нефти, затем определили $\frac{F_2}{K_3}$ – соотношение весовых суммарных отборов жидкости и

нефти. При этом неравномерность вытеснения нефти агентом в пределах слоя (пласта) была задана квадратом коэффициента вариации $V^2 = 0,333$. Были рассмотрены три варианта, различные по величине V^2 – расчетной послойной неоднородности. В первом из них все слои (пласты) одинаковы по средней проницаемости и поэтому в целом у трех слоев (пластов) такая же расчетная послойная неоднородность, как у отдельного слоя, равная $V^2 = 0,333$. Во втором варианте соотношение средних проницаемостей слоев (пластов) следующее: 1:2:4; и поэтому в целом у трех слоев (пластов) расчетная послойная неоднородность равна $V^2 = 0,714$. В третьем варианте соотношение средних проницаемостей слоев (пластов) следующее: 1:3:9; и поэтому в целом у трех слоев (пластов) расчетная послойная неоднородность равна $V^2 = 1,782$.

Результаты проведенных расчетов представлены в табл. 3.17.

Благодаря изоляции обводненных нефтяных слоев (пластов),

Г. П. 3.17

**Характеристика извлечения подвижных запасов нефти при различной весовой предельной обводненности
добывающих скважин, различных физических свойствах нефти
(коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющей воды μ_0)
и различном соотношении проницаемостей трех слоев (пластов)**

A_2	Показатель	Все три слоя (пласта) одинаковы по производительности и средней проницаемости $V^2 = 0,333$					Все три слоя (пласта) одинаковы по производительности, но различны по средней проницаемости									
		μ_0					Соотношение проницаемостей: 1:2:4 $V^0 = 0,714$					Соотношение проницаемостей: 1:3:9 $V^2 = 1,782$				
		1	3	10	30	100	μ_0					μ_0				
		1	3	10	30	100	1	3	10	30	100	1	3	10	30	100
0,98	A	0,980	0,942	0,831	0,620	0,329	0,980	0,942	0,831	0,620	0,329	0,980	0,942	0,831	0,620	0,329
0,95		0,950	0,864	0,655	0,388	0,160	0,950	0,864	0,655	0,388	0,160	0,950	0,864	0,655	0,388	0,160
0,90		0,900	0,750	0,474	0,231	0,083	0,900	0,750	0,474	0,231	0,083	0,900	0,750	0,474	0,231	0,083
0,98	K ₃	0,956	0,934	0,869	0,746	0,577	0,873	0,848	0,776	0,640	0,451	0,705	0,682	0,615	0,488	0,313
0,95		0,939	0,889	0,767	0,611	0,478	0,854	0,798	0,662	0,489	0,342	0,687	0,635	0,509	0,349	0,211
0,90		0,910	0,882	0,661	0,520	0,433	0,821	0,724	0,545	0,388	0,292	0,657	0,567	0,400	0,254	0,165
0,98	F	2,666	2,045	1,421	0,949	0,618	2,773	2,083	1,390	0,865	0,497	2,470	1,829	1,185	0,697	0,355
0,95		2,132	1,548	1,005	0,671	0,487	2,179	1,531	0,928	0,556	0,351	1,918	1,316	0,756	0,411	0,220
0,90		1,727	1,193	0,760	0,538	0,436	1,730	1,136	0,654	0,408	0,294	1,501	0,950	0,502	0,273	0,167
0,98	F ₂	2,666	4,267	6,390	6,826	4,657	2,773	4,553	6,910	7,930	5,051	2,470	4,123	6,315	9,314	4,526
0,95		2,132	2,867	3,153	2,413	1,315	2,176	2,997	3,322	2,499	1,242	1,918	2,667	2,973	2,209	1,075
0,90		1,727	1,935	1,643	1,073	0,646	1,730	1,960	1,635	0,988	0,492	1,501	1,716	1,414	0,826	0,385
0,98	$\frac{F_2}{K_3}$	2,789	4,567	7,349	9,144	8,074	3,176	5,369	8,912	11,500	11,200	3,504	6,045	10,264	23,266	14,459
0,95		2,271	3,226	4,111	3,948	2,750	2,548	3,756	5,618	5,110	3,630	2,793	4,216	5,837	6,338	5,089
0,90		1,898	2,353	2,485	2,066	1,491	2,107	2,707	3,000	2,550	1,680	2,286	3,029	3,533	3,251	2,331
0,98	$v = \frac{K_3^*}{K_3}$	1	1	1	1	1	1,095	1,101	1,120	1,166	1,279	1,356	1,370	1,413	1,529	1,843
0,95		1	1	1	1	1	1,100	1,114	1,159	1,249	1,398	1,367	1,400	1,507	1,751	2,265
0,90		1	1	1	1	1	1,108	1,135	1,213	1,340	1,483	1,385	1,450	1,653	2,047	2,624

достигших заданной предельной обводненности, второй и третий варианты по своим интегральным показателям переходят (превращаются) в первый вариант.

Суммарный отбор жидкости сильно зависит от μ_0 – коэффициента различия физических свойств нефти и агента, но несильно зависит от V^2 – общей расчетной послойной неоднородности.

Суммарный отбор нефти также зависит от μ_0 – коэффициента различия физических свойств нефти и агента, но также сильно зависит от V^2 – расчетной послойной неоднородности. Поэтому в табл. 3.17 приведены значения ν – относительного уменьшения суммарного отбора нефти при увеличении от V^2 – расчетной послойной неоднородности, но при прочих равных условиях.

При переходе от второго и третьего вариантов к первому варианту этот коэффициент показывает увеличение суммарного отбора нефти.

Видно, что переход от третьего варианта к первому варианту (от $V^2 = 1,782$ к $V^2 = 0,333$) увеличивает суммарный отбор нефти: при средней и повышенной вязкости нефти (μ_0 от 1 до 10) в 1,4–1,6 раза, при высокой, сверхвысокой и ультравысокой вязкости (μ_0 от 30 до 100) в 1,6–2,6 раза. Рассмотренные здесь варианты эксплуатационных объектов являются естественными, созданными природой. Для определения эффективности изоляции в чистом виде будем считать эти эксплуатационные объекты одинаковыми по всему другому (по начальному максимальному дебиту нефти и начальным подвижным запасам нефти), кроме межслойной (межпластовой) неоднородности по проницаемости. Поочередная изоляция более проницаемых слоев (пластов) не уменьшает начальный максимальный (амплитудный) дебит, только уменьшает попутный отбор вытесняющего агента, холостую прокачку вытесняющего агента, продлевает отбор нефти и увеличивает нефтеотдачу пластов.

Далее обратимся к ситуации с искусственно созданными объектами, когда из нескольких пластов (конкретно, из трех) был образован общий эксплуатационный объект. При решении вопроса об образовании из нескольких нефтяных пластов одного общего эксплуатационного объекта должен быть применен наш критерий рациональности [2]. Важно отметить, что при объединении пластов число самостоятельных сеток скважин и соответственно общее число скважин уменьшаются в несколько раз.

Коротко, суть этого критерия рациональности состоит в том, что объединение нескольких нефтяных пластов считается

целесообразным, если при обязательном отборе заданных (утвержденных) извлекаемых запасов нефти происходит увеличение среднего дебита нефти на проектную скважину, который представляет собой произведение начального максимального (амплитудного) дебита и средней доли нефти в суммарном отборе жидкости. При объединении нескольких нефтяных пластов обычно увеличивается их общая неравномерность вытеснения нефти – увеличивается величина V^2 – расчетной послойной неоднородности по проницаемости (в первом варианте не увеличивается, а во втором и третьем вариантах увеличивается). Соответственно уменьшается средняя доля нефти в расчетном суммарном отборе жидкости

$$(1 - A_{cp}) = e^{-\alpha \cdot V^2},$$

где $\alpha = (1,25 \cdot K_3)^4$ при условии, что K_3 – заданный коэффициент использования подвижных запасов нефти равен или больше 0,7 и равен или меньше 0,9.

Если нефтяные пласты не отличаются или мало отличаются по величине репрессии и депрессии, то критерий рациональности принимает следующий вид: $\ln \frac{n_{**}}{n_*} > \alpha \cdot (V_{**}^2 - V_*^2)$, где $\frac{n_{**}}{n_*}$ – соотношение числа нефтяных пластов – соотношение амплитудных дебитов по двум уравниваемым вариантам, V_{**}^2 и V_*^2 – значения общей расчетной послойной неоднородности по тем же вариантам. Если выполняется условие критерия рациональности, то принимается вариант с числом нефтяных пластов n_{**} .

По данному критерию рациональности при

K_3	0,7	0,8	0,9
α	0,586	1,000	1,602

второй вариант объединения трех пластов

$$\ln 3 = 1,099 > \alpha \cdot (0,714 - 0,333) = \alpha \cdot 0,381$$

во всех рассмотренных случаях является рациональным

$$1,099 > 0,586 \cdot 0,381 = 0,223;$$

$$1,099 > 1,000 \cdot 0,381 = 0,381;$$

$$1,099 > 1,602 \cdot 0,381 = 0,610,$$

тогда как третий вариант объединения трех пластов

$$\ln 3 = 1,099 > \alpha \cdot (1,782 - 0,333) = \alpha \cdot 1,449$$

во многих рассмотренных случаях не является рациональным и не был бы рекомендован

$$1,099 > 0,586 \cdot 1,449 = 0,849;$$

$$1,099 < 1,000 \cdot 1,449 = 1,449;$$

$$1,099 < 1,602 \cdot 1,449 = 2,322.$$

Однако благодаря созданному химическому реагенту и появившейся возможности качественной изоляции обводненных обособленных нефтяных слоев и пластов даже в условиях третьего варианта с очень высокой межслойной (межпластовой) неоднородностью по проницаемости (различие по средней проницаемости в 3–9 раз) возможно объединение пластов в один общий эксплуатационный объект и соответственно значительное уменьшение общего числа проектных скважин (конкретно в третьем варианте в 3 раза).

Если учесть, что экономические затраты на химический реагент и проведение ремонтно-изоляционных работ по скважинам минимальные, составляют всего единицы процентов стоимости самой скважины, то ясно, что изоляцию обводненных обособленных нефтяных слоев и пластов надо осуществлять в больших масштабах, почти повсеместно, по всем скважинам, где возникает в этом необходимость. Но для этого надо уметь безошибочно выделять обводненные обособленные нефтяные слои и пласты, определять их индивидуальные дебиты жидкости и обводненности.

Таким образом, здесь была показана высокая технологическая (а потому и экономическая) эффективность изоляции обособленных нефтяных слоев и пластов, в первую очередь достигших индивидуальной предельно высокой обводненности, чтобы продолжать успешную эксплуатацию остальных менее обводненных и необводненных нефтяных слоев и пластов. Такую изоляцию можно осуществлять в больших масштабах почти по всем скважинам, эксплуатирующим много нефтяных слоев и пластов. Это расширяет пределы эффективного применения многопластовых скважин.