

---

**РАСЧЕТ РАЗРАБОТКИ  
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

---

**4.1. РАСЧЕТ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ  
ВЕРТИКАЛЬНЫМИ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ  
СКВАЖИНАМИ**

Процесс извлечения запасов нефти из нефтяных пластов характеризуется четырьмя параметрами: общим дебитом нефти всей системы скважин, подвижными запасами нефти, показателем неравномерности вытеснения нефти агентом в пределах типичного (среднего) элемента нефтяной залежи и коэффициентом различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, которые обозначим  $q_0$ ,  $Q_{\pi}$ ,  $V^2$  и  $\mu_0$ .

Если эти параметры известны, то тогда, используя уравнения разработки нефтяной залежи, можно рассчитать динамику добычи нефти

$$q^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)} + \frac{1}{2} \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left( Q_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right);$$

динамику добычи жидкости

$$q_{F_2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \cdot \mu_0; \quad q_F^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F_0}^{(t)} + \frac{1}{2} \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left( Q_{F_0}^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right),$$

и динамику числа работающих скважин

$$n^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{2 \cdot Q_{F_0}^{(t)} + \frac{1}{2} \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left( \frac{2 \cdot Q_{F_0}^{(t)}}{q_0^{(t)}} \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} n^{(i)} \right),$$

а также годовую потребность в текущих ремонтах скважин

$$\Delta n_r^{(t)} = \frac{1}{T_r} \cdot n^{(t)}$$

и в капитальных ремонтах или дублировании скважин

$$\Delta n_k^{(t)} = \frac{1}{T_c} \cdot n^{(t)}.$$

В этих формулах:  $Q_0^{(t)}$  – начальные извлекаемые запасы нефти;  $Q_{r_0}^{(t)}$  – расчетные начальные извлекаемые запасы жидкости, которые определяются через начальные подвижные запасы нефти  $Q_{\pi}^{(t)}$  с учетом показателя неравномерности (неоднородности)  $V^2$  и  $A$  – расчетной предельной доли вытесняющего агента в дебите жидкости добывающей скважины, которая прямо связана с  $A_2$  – предельной весовой долей агента в весовом дебите жидкости добывающей скважины

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

$$Q_0^{(t)} = Q_{\pi}^{(t)} \cdot K_3; \quad Q_{r_0}^{(t)} = Q_{\pi}^{(t)} \cdot F;$$

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

$$F = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot \ln \frac{1}{1 - A}; \quad 1 - A = e^{-\frac{F - K_{3н}}{K_{3к} - K_{3н}}};$$

$$\frac{K_{3к} - K_3}{K_{3к} - K_{3н}} = e^{-\frac{F - K_{3н}}{K_{3к} - K_{3н}}}; \quad \frac{F - K_3}{K_{3к} - K_{3н}} = \ln \frac{K_{3к} - K_{3н}}{K_{3к} - K_3};$$

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

При проектировании разработки нефтяных залежей нередко вполне возможно бывает принять  $q_0^{(t)} = q_0^1 \cdot n_0^{(t)}$ ;  $Q_0^{(t)} = Q_0^1 \cdot n_0^{(t)}$ ;  $Q_{r_0}^{(t)} = Q_{r_0}^1 \cdot n_0^{(t)}$ . Тогда уравнения разработки нефтяной залежи принимают вид

$$q^{(t)} = \frac{q_0^1}{Q_0^1 + \frac{1}{2} \cdot q_0^1} \cdot \left( Q_0^1 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right);$$

$$q_{F_2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \cdot \mu_0;$$

$$q_F^{(t)} = \frac{q_0^1}{Q_{F_0}^1 + \frac{1}{2} \cdot q_0^1} \cdot \left( Q_{F_0}^1 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right);$$

$$n^{(t)} = \frac{q_0^1}{2 \cdot Q_{F_0}^1 + \frac{1}{2} \cdot q_0^1} \cdot \left( \frac{2 \cdot Q_{F_0}^1}{q_0^1} \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} n^{(i)} \right).$$

Напомним, что в приведенных уравнениях разработки нефтяной залежи величины  $n_0^{(t)}$ ,  $Q_0^1$  и  $Q_{F_0}^1$  берутся на середину рассматриваемого  $t$ -го года разработки; что величина коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента определяется по идее точно сосредоточенных фильтрационных сопротивлений по следующей формуле:

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

где  $\mu_*$  — соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;  $\gamma_*$  — вес агента, замещающего единицу веса нефти (без учета веса растворенного в ней газа) в пластовых условиях; что  $Q_\pi$  — подвижные запасы нефти, равные общим геологическим запасам нефти  $Q_A$ , умноженным на коэффициент сети  $K_1$ , коэффициент вытеснения  $K_2$  и коэффициент надежности  $K_4^0$ , если только не осуществляется дублирование аварийно выбывших скважин:

при дублировании

$$Q_\pi = Q_A \cdot K_1 \cdot K_2;$$

без дублирования

$$Q_\pi = Q_A \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_4^0.$$

Величины  $Q_\pi$  — подвижных запасов нефти и  $\mu_0$  — коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, не зависящие или слабо зависящие от вида скважин (вертикальные они или горизонтальные), определяются известным путем и здесь считаются постоянными.

Здесь определяются важнейшие параметры, сильно зависящие от вида скважин (вертикальные или горизонтальные), а именно:  $q_0$  – амплитудный дебит скважин (кроме влияния зональной неоднородности по проницаемости слоев и пластов на снижение средней проницаемости для фильтрационного потока и влияния малого числа исследованных скважин на надежность определения динамики добычи нефти) и  $V^2$  – общая неравномерность вытеснения нефти агентом. Делается это для различных схем размещения вертикальных и горизонтальных, добывающих и нагнетательных скважин.

На рис. 4.1 изображены схемы размещения вертикальных скважин.

На рис. 4.2, † однорядная, добывающая горизонтальная скважина заменяет одну вертикальную. На рис. 4.2, б однорядная, добывающая горизонтальная скважина заменяет две вертикальные. Схема рис. 4.2, с аналогична схеме рис. 4.2, б, но

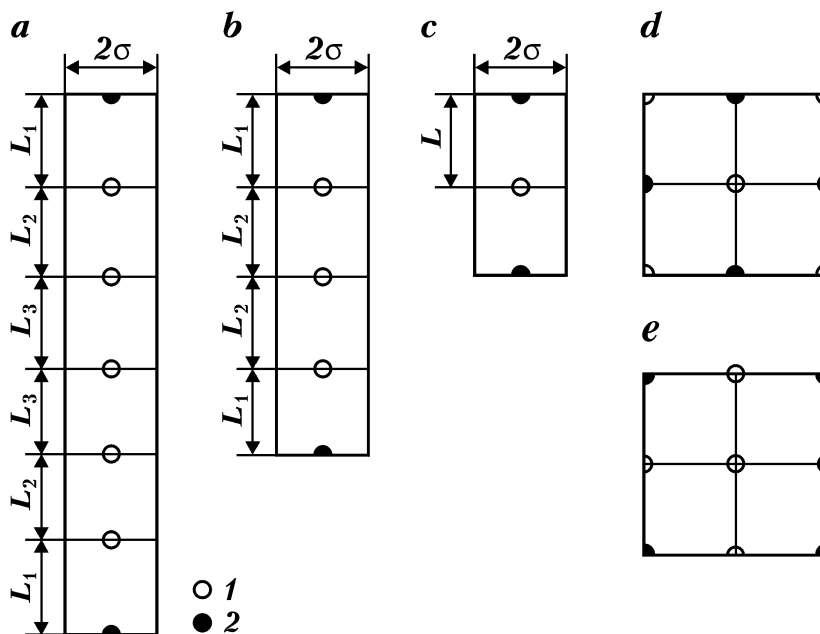


Рис. 4.1. Схемы размещения вертикальных скважин:

† – пятирядная; б – трехрядная; с – однорядная; d – площадная 5-точечная; e – площадная обращенная 9-точечная; 1 – вертикальная добывающая скважина; 2 – вертикальная нагнетательная скважина

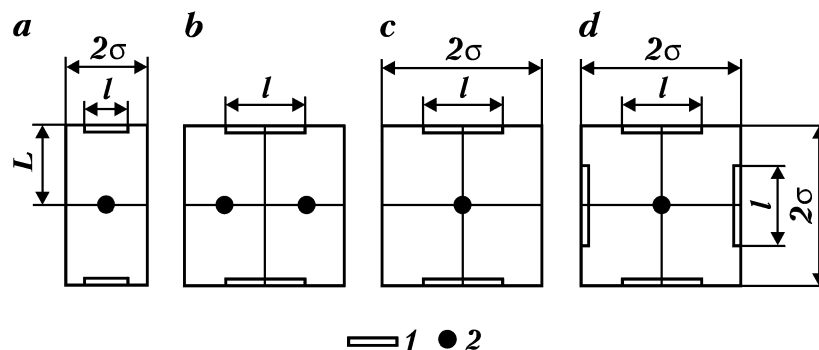


Рис. 4.2. Схемы размещения вертикальных и горизонтальных скважин: 1 – горизонтальная добывающая скважина; 2 – вертикальная нагнетательная скважина

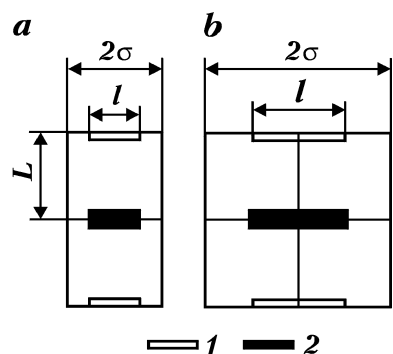


Рис. 4.3. Схемы размещения горизонтальных скважин: 1 – горизонтальная добывающая скважина; 2 – горизонтальная нагнетательная скважина

вдвое сокращено число нагнетательных вертикальных скважин. На рис. 4.2, *d* площадная добывающая горизонтальная скважина заменяет полторы добывающие скважины.

На рис. 4.3 изображены схемы размещения горизонтальных скважин: однорядная горизонтальная скважина заменяет одну вертикальную скважину (рис. 4.3, *a*) и однорядная горизонтальная скважина заменяет две вертикальные скважины (рис. 4.3, *b*), площадь на скважину увеличена вдвое.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЩЕГО ДЕБИТА СКВАЖИН

### *Вертикальные скважины*

#### *Многорядное расположение добывающих скважин*

Рассматриваем большую нефтяную площадь, которая разрезающими нагнетательными рядами разрезана на широкие полосы. Выделяем одну из полос. В пределах этой полосы между двумя параллельными разрезающими нагнетательными рядами

находится несколько параллельных добывающих рядов. Будем рассматривать 5-рядную полосу с 5-ю добывающими рядами. Будем применять предложенную Ю.П. Борисовым расчетную схему эквивалентных фильтрационных сопротивлений с выделением внутренних фильтрационных сопротивлений рядов скважин и внешних фильтрационных сопротивлений полос нефтяных пластов, расположенных перед рядами скважин до предыдущих рядов; 5-рядная полоса с симметричным расположением рядов скважин содержит два 1-х ряда, два 2-х ряда и один 3-й ряд. Формулу дебита запишем для одной симметричной половины 5-рядной полосы, которая содержит половину разрезающего нагнетательного ряда (потому что нагнетательный ряд работает на две стороны, а мы рассматриваем одну сторону), один 1-й добывающий ряд (номера добывающих рядов по порядку по мере удаления от нагнетательного ряда), один 2-й добывающий ряд и половину 3-го ряда, который работает на две симметричные половины полосы, называется стягивающим и, когда будут выключены из работы 1-е и 2-е ряды, будет стягивать с двух сторон фронты вытесняющей воды. Формулу запишем для случая, когда у всех нагнетательных скважин одинаковое забойное давление  $P_{сн}$  и у всех добывающих скважин одинаковое забойное давление  $P_{сз}$ :

$$\frac{q_0}{2} = \frac{P_{сн} - P_{сз}}{(2 \cdot \omega_n + \Omega_1 + \omega_1) - \omega_1 \cdot \frac{\omega_2}{(\omega_1 + \Omega_2 + \omega_2) - \omega_2 \cdot \frac{\omega_3}{(\omega_2 + \Omega_3 + 2 \cdot \omega_3)}}},$$

где  $q_0$  – общий дебит всей рассматриваемой 5-рядной полосы нефтяной площади;  $P_{сн}$  и  $P_{сз}$  – забойные давления нагнетательных и добывающих скважин;  $\omega_n$  – внутреннее фильтрационное сопротивление разрезающего нагнетательного ряда

$$\omega_n = \frac{1}{n_n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma_n}{2\pi \cdot r_c};$$

$\Omega_1$  – внешнее фильтрационное сопротивление полосы между нагнетательным и 1-м добывающим рядами;  $\omega_1$  – внутреннее фильтрационное сопротивление 1-го добывающего ряда,

$$\Omega_1 = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L_1}{2\sigma_1 \cdot n_1}; \quad \omega_1 = \frac{1}{n_1} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma_1}{2\pi \cdot r_c};$$

$\Omega_2$  – внешнее фильтрационное сопротивление полосы между 1-м и 2-м добывающими рядами;  $\omega_2$  – внутреннее фильтрационное сопротивление 2-го добывающего ряда,

$$\Omega_2 = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L_2}{2\sigma_2 \cdot n_2}; \quad \omega_2 = \frac{1}{n_2} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma_2}{2\pi \cdot r_c};$$

$\Omega_3$  – внешнее фильтрационное сопротивление полосы между 2-м и 3-м добывающими рядами;  $\omega_3$  – внутреннее фильтрационное сопротивление 3-го добывающего ряда,

$$\Omega_3 = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L_3}{2\sigma_3 \cdot n_3}; \quad \omega_3 = \frac{1}{n_3} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma_3}{2\pi \cdot r_c};$$

$\frac{k \cdot h}{\mu}$  – гидропроводность нефтяных пластов;  $n_n, n_1, n_2, n_3$  – числа скважин соответственно в нагнетательном, 1-м, 2-м и 3-м добывающих рядах;  $2\sigma_n, 2\sigma_1, 2\sigma_2, 2\sigma_3$  – расстояние между соседними скважинами соответственно в нагнетательном, 1-м, 2-м и 3-м добывающих рядах;  $L_1, L_2, L_3$  – ширина полосы соответственно между нагнетательным и 1-м добывающим рядами, между 1-м и 2-м добывающими рядами, между 2-м и 3-м добывающими рядами;  $r_c$  – радиус скважины.

Для иллюстрации этой формулы приведем числовой пример.

Пусть гидропроводность нефтяных пластов равна  $\frac{k \cdot h}{\mu} = 1$ , и разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин равна  $P_{сн} - P_{сб} = 100$ ; сетка размещения скважин равномерная квадратная:  $2\sigma_n = 2\sigma_1 = 2\sigma_2 = 2\sigma_3 = 400$  м и  $L_1 = L_2 = L_3 = 400$  м, удельная площадь на скважину  $S^1 = 2\sigma \cdot L = 400 \times 400 = 160\,000$  м<sup>2</sup> = 16 га. При общем числе скважин  $n_0 = \frac{n_n}{2} + n_1 + n_2 + n_3 + n_2 + n_1 + \frac{n_n}{2} = \frac{100}{2} + 100 + 100 + 100 + 100 + 100 + \frac{100}{2} = 600$  и радиусе скважины  $r_c = 0,1$  м получается

$$\omega_n = \frac{1}{100} \cdot 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{400}{2\pi \cdot 0,1} = \frac{1}{100} \cdot 1,0275 = 0,01027 \approx 0,01,$$

аналогично  $\omega_1 = 0,01$ ,  $\omega_2 = 0,01$ ,  $\omega_3 = 0,01$ ;  $\Omega_1 = 1 \cdot \frac{400}{400 \cdot 100} = 0,01$ ; аналогично  $\Omega_2 = 0,01$ ;  $\Omega_3 = 0,01$ ;

$$\frac{q_0}{2} = \frac{100}{(2 \cdot 0,01 + 0,01 + 0,01) - 0,01 \cdot \frac{0,01}{(0,01 + 0,01 + 0,01) - 0,01 \cdot \frac{0,01}{(0,01 + 0,01 + 2 \cdot 0,01)}}} = 2750;$$

$$q_0 = 5500.$$

А если исключить 3-й добывающий ряд (принять  $\omega_3 = \infty$ ) и от 5-рядной полосы перейти к 4-рядной полосе, то будет

$$\frac{q_0}{2} = \frac{100}{(2 \cdot 0,01 + 0,01 + 0,01) - 0,01 \cdot \frac{0,01}{(0,01 + 0,01 + 0,01)}} = 2727,27; q_0 = 5454,5.$$

Видно, что общее число скважин уменьшается в  $\frac{600}{500} = 1,2$  раза,

а общий дебит уменьшается в  $\frac{5500}{5454,5} = 1,0083$  раза. Исключим один из 2-х добывающих рядов и от 4-рядной полосы перейдем к 3-рядной полосе

$$\frac{q_0}{2} = \frac{100}{(2 \cdot 0,01 + 0,01 + 0,01) - 0,01 \cdot \frac{0,01}{(0,01 + 0,01 + 2 \cdot 0,01)}} = 2666,67; q_0 = 5333,33.$$

Видно, что общее число скважин уменьшается в  $\frac{600}{400} = 1,5$  раза,

а общий дебит уменьшается в  $\frac{5500}{5333,33} = 1,0113$  раза. Исключим 2-й добывающий ряд (примем  $\omega_2 = \infty$ ) и от 3-рядной полосы перейдем к 2-рядной полосе

$$\frac{q_0}{2} = \frac{100}{(2 \cdot 0,01 + 0,01 + 0,01)} = 2500; q_0 = 5000.$$

Видно, что общее число скважин уменьшается в  $\frac{600}{300} = 2$  раза, а

общий дебит уменьшается в  $\frac{5500}{5000} = 1,1$  раза. Наконец, исключим один из 1-х добывающих рядов и от 2-рядной полосы перейдем к 1-рядной полосе

$$\frac{q_0}{2} = \frac{100}{(2 \cdot 0,01 + 0,01 + 2 \cdot 0,01)} = 2000; q_0 = 4000.$$

Видно, что общее число скважин уменьшается в  $\frac{600}{200} = 3$  ра-

за, а общий дебит уменьшается в  $\frac{5500}{4000} = 1,375$  раза, следовательно, удельный дебит на скважину увеличивается в  $\frac{3}{1,375} = 2,1818 \approx 2,2$  раза.

Таким образом, при прочих равных условиях переход от 3-рядной полосы к 5-рядной практически не увеличивает общий



дебит (увеличивает в 1,0313 раза, но при этом еще не учтено отрицательное влияние зональной неоднородности пластов), одновременно уменьшает дебит на пробуренную скважину (вместе берем добывающие и нагнетательные) в 1,4545 раза. Напротив, переход от 3-рядной полосы к 1-рядной полосе уменьшает общий дебит в 1,3333 раза и увеличивает дебит на пробуренную скважину в 1,5 раза.

Получается так, что увеличение числа добывающих рядов в полосе между двумя разрезающими нагнетательными рядами с 3 до 5 и далее практически не увеличивает общий дебит, но резко снижает дебит на пробуренную скважину. Это обстоятельство объясняет фактическое довольно большое применение 3-рядных полос на разрабатываемых нефтяных месторождениях. Преимущество 3-рядной полосы перед 2-рядной полосой в том, что имеется центральный стягивающий добывающий ряд; но общий дебит 3-рядной полосы больше дебита 2-рядной полосы всего в 1,0666 раза, тогда как общее число скважин больше в 1,3333 раза, а число добывающих скважин больше в 1,5 раза, и дополнительный дебит на дополнительную скважину меньше в  $\frac{0,3333}{0,0666}=5$  раз, а дополнительный дебит на дополнительную

добывающую скважину меньше в  $\frac{0,5}{0,0666}=7,5$  раза. Поэтому в расчетах было принято приближенное правило, что добывающие скважины, расположенные относительно нагнетательных скважин на 2-й и последующих орбитах, не влияют на общую добычу нефти.

Тот факт, что переход от 3-рядных полос к 1-рядным увеличивает дебит на пробуренную скважину в 1,5 раза, а на вводимых в разработку нефтяных месторождениях такой переход почти никогда не делают и обычно применяют 3-рядные, 5-рядные и даже 7-рядные полосы, говорит о резервировании значительной части потенциально возможной производительности нефтяных пластов. В каких-то ситуациях такое резервирование производительности бывает целесообразно, в других ситуациях – нет; особенно, если нефтяные пласты обладают пониженной, низкой и ультранизкой продуктивностью.

Отметим, что возможны иные пути резервирования производительности нефтяных пластов, например повышением забойного давления добывающих скважин и понижением забойного давления нагнетательных скважин относительно потенциально возможных уровней. Другой пример резервирования: по

многорядным полосам осуществляют выравнивание средних дебитов добывающих скважин всех рядов за счет повышения забойного давления добывающих скважин первых рядов.

Наверное, было бы правильно всякое резервирование избыточной производительности нефтяных пластов тратить на благую цель повышения нефтеотдачи – осуществлять многочисленные разнообразные гидродинамические исследования скважин, проводить циклическую и знакопеременную закачку воды и многое другое.

*Горизонтальные скважины  
Однорядное расположение добывающих скважин*

Вопрос: в чем принципиальное отличие определения общего дебита нефтяной площади при применении горизонтальных скважин по сравнению с применением вертикальных скважин?

Ответ: в определении внутренних фильтрационных сопротивлений рядов скважин в соответствии с расчетной схемой эквивалентных фильтрационных сопротивлений Ю.П. Борисова.

Так, при применении вертикальных скважин внутреннее фильтрационное сопротивление ряда определяется по следующей формуле:

$$\omega = \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c},$$

а при применении горизонтальных скважин – по следующей формуле:

$$\omega = \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{2\sigma}{l} + \frac{h}{l} \cdot \ln \frac{h}{2\pi \cdot r_c} \right);$$

в этих формулах:  $n$  – число скважин рассматриваемого ряда;  $\frac{k \cdot h}{\mu}$  – гидропроводность нефтяного пласта;  $h$  – эффективная толщина этого пласта;  $2\sigma$  – расстояние между соседними скважинами ряда;  $r_c$  – радиус скважины;  $l$  – горизонтальная длина горизонтальной скважины в пределах нефтяного пласта.

Обычно у нефтяных пластов определяют две толщины: общую и эффективную; причем общая бывает заметно или значительно больше эффективной, поскольку общая, кроме эф-

фективной, включает в себя неэффективную толщину. Обычно нефтяные пласты состоят из нескольких или многих проницаемых нефтяных слоев (это – эффективная толщина) и их разделяющих непроницаемых прослоев (это – неэффективная толщина). Бывает, что толщина разделяющих прослоев (неэффективная толщина) в два-три раза превосходит толщину проницаемых слоев (эффективную толщину). Так, например, по XIII и XIV горизонтам – основным нефтяным пластам известного очень крупного нефтяного месторождения Узень.

Обозначим число проницаемых нефтяных слоев у рассматриваемого нефтяного пласта через  $n_{сл}$ , общую толщину нефтяного пласта через  $h_{об}$ , эффективную толщину нефтяного пласта  $h$ , эффективную толщину отдельного слоя пласта  $\frac{h}{n_{сл}}$ , общую горизонтальную длину горизонтальной скважины в пределах нефтяного пласта  $l_r$ , горизонтальную длину горизонтальной скважины в пределах отдельного нефтяного слоя

$$l = l_r \cdot \frac{h}{h_{об}} \cdot \frac{1}{n_{сл}}$$

С учетом всего этого при многослойном нефтяном пласте внутреннее фильтрационное сопротивление ряда горизонтальных скважин имеет вид

$$\omega = \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{2\sigma \cdot h_{об} \cdot n_{сл}}{l_r \cdot h} + \frac{h_{об}}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{n_{сл} \cdot 2\pi \cdot r_c} \right),$$

где  $n$  – число горизонтальных скважин в рассматриваемом ряду (или рассматриваемых рядах);  $n_{сл}$  – число слоев нефтяного пласта;  $\frac{k \cdot h}{\mu}$  – гидропроводность;  $h_{об}$  и  $h$  – общая и эффективная толщины этого нефтяного пласта;  $r_c$  – радиус скважины.

При этом формула общего дебита нефтяной площади с чередованием параллельных линейных нагнетательных и добывающих рядов вертикальных скважин будет

$$q_0 = \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\omega_n + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega} =$$

$$= \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\frac{1}{n_n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma_n}{2\pi \cdot r_c} + \frac{1}{2} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L}{2\sigma \cdot n} + \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}},$$

где  $n_n$  – число нагнетательных скважин;  $n$  – число добывающих скважин;  $2\sigma_n$  – расстояние между соседними скважинами в нагнетательном ряду;  $2\sigma$  – расстояние между соседними скважинами в добывающем ряду;  $L$  – расстояние между нагнетательными и добывающими рядами.

Формула общего дебита нефтяной площади с чередованием параллельных линейных рядов нагнетательных и добывающих горизонтальных скважин имеет вид

$$\begin{aligned}
 q_0 &= \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\omega_n + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega} = \\
 &= \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\frac{1}{n_n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{2\sigma_n \cdot h_{\text{об}} \cdot n_{\text{сд}}}{l_r \cdot h} + \frac{h_{\text{об}}}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{n_{\text{сд}} \cdot 2\pi r_c} \right)} \rightarrow \\
 &\rightarrow \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\frac{1}{2} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L}{2\sigma \cdot n} + \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{2\sigma \cdot h_{\text{об}} \cdot n_{\text{сд}}}{l_r \cdot h} + \frac{h_{\text{об}}}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{n_{\text{сд}} \cdot 2\pi r_c} \right)}.
 \end{aligned}$$

Формула общего дебита нефтяной площади с чередованием параллельных линейных рядов нагнетательных вертикальных скважин и добывающих горизонтальных скважин

$$\begin{aligned}
 q_0 &= \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\omega_n + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega} = \\
 &= \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\frac{1}{n_n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma_n}{2\pi \cdot r_c} + \frac{1}{2} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L}{2\sigma \cdot n} + \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \times} \rightarrow \\
 &\rightarrow \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\left( \ln \frac{2\sigma \cdot h_{\text{об}} \cdot n_{\text{сд}}}{l_r \cdot h} + \frac{h_{\text{об}}}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{n_{\text{сд}} \cdot 2\pi \cdot r_c} \right)}.
 \end{aligned}$$

По приведенным формулам сделаем расчеты.

Пусть гидропроводность пласта равна  $\frac{k \cdot h}{\mu} = 1$ , а эффективная общая и толщины этого пласта равны  $h = 10$  м и  $h_{\text{об}} = 20$  м. Радиус скважины равен  $r_c = 0,1$  м. Разность забойных

давлений нагнетательных и добывающих скважин  $P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}} = 100$ . Сетка скважин равномерная квадратная  $2\sigma_{\text{н}} = 2\sigma = L = 400$  м. Общее число нагнетательных скважин  $n_{\text{н}} = 100$  и общее число добывающих скважин  $n = 100$ . Общая горизонтальная длина горизонтальной скважины  $l_{\text{г}} = 200$  м. А число проницаемых нефтяных слоев может быть  $n_{\text{сл}}$ : 2, 4 или 8.

Сначала определим общий дебит нефтяной площади для варианта вертикальных скважин.

Фильтрационные сопротивления

$$\omega_{\text{н}} = \frac{1}{n_{\text{н}}} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma_{\text{н}}}{2\pi \cdot r_{\text{с}}} = \frac{1}{100} \cdot 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{400}{2\pi \cdot 0,1} = \frac{1}{100} \cdot 1,0275 \cong 0,01;$$

$$\omega = 0,01; \quad \Omega = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L}{2\sigma \cdot n} = 1 \cdot \frac{400}{100 \cdot 400} = 0,01.$$

Общий дебит нефтяной площади

$$q_0 = \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\omega_{\text{н}} + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega} = \frac{100}{0,01 + 0,005 + 0,01} = 4000.$$

Теперь определим общий дебит нефтяной площади для варианта горизонтальных скважин.

Фильтрационные сопротивления

$$\begin{aligned} \omega_{\text{н}} &= \frac{1}{n_{\text{н}}} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{2\sigma_{\text{н}} \cdot h_{\text{об}} \cdot n_{\text{сл}}}{l_{\text{г}} \cdot h} + \frac{h_{\text{об}}}{l_{\text{г}}} \cdot \frac{h}{n_{\text{сл}} \cdot 2\pi \cdot r_{\text{с}}} \right) = \\ &= \frac{1}{100} \cdot 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{400 \cdot 20}{200 \cdot 10} + \ln n_{\text{сл}} + \frac{20}{200} \cdot \ln \frac{10}{2\pi \cdot 0,1} - \frac{20}{200} \cdot \ln n_{\text{сл}} \right) = \\ &= \frac{1}{100} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot (1,3863 + 0,2767 + 0,9 \cdot \ln n_{\text{сл}}) = 0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{\text{сл}}; \\ \omega &= 0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{\text{сл}}; \quad \Omega = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L}{2\sigma \cdot n} = 1 \cdot \frac{400}{100 \cdot 400} = 0,01. \end{aligned}$$

Общий дебит нефтяной площади

$$q_0 = \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\omega_{\text{н}} + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega} =$$

$$= \frac{100}{0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{\text{с.л}} + 0,005 + 0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{\text{с.л}}} =$$

$$= \frac{100}{0,010294 + 0,002864 \cdot \ln n_{\text{с.л}}}.$$

$n_{\text{с.л}}$ .....	2	4	8
$q_0$ .....	8144	7010	6154

Как видно, на рассматриваемой нефтяной площади при прочих равных условиях применение горизонтальных скважин вместо вертикальных скважин приводит к увеличению общего дебита в 1,539÷2,036 раза.

А если бы нефтяной пласт был монолитным  $h = h_{\text{об}} = 10$  м и  $n_{\text{с.л}} = 1$ , то фильтрационные сопротивления были бы

$$\omega_{\text{н}} = \frac{1}{n_{\text{н}}} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{2\sigma_{\text{н}}}{l_{\Gamma}} + \frac{h}{l_{\Gamma}} \cdot \ln \frac{h}{2\pi \cdot r_{\text{с}}} \right) =$$

$$= \frac{1}{100} \cdot 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{400}{200} + \frac{10}{200} \cdot \ln \frac{10}{2\pi \cdot 0,1} \right) = 0,001323;$$

$\omega = 0,001323$ ;  $\Omega = 0,01$ , а общий дебит нефтяной площади был бы

$$q_0 = \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\omega_{\text{н}} + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega} =$$

$$= \frac{100}{0,001323 + 0,005 + 0,001323} = 12\,663,$$

что выше, чем по варианту вертикальных скважин в  $\frac{12663}{4000} = 3,1658$  раза.

А если бы горизонтальная длина горизонтальной скважины была бы равна расстоянию между соседними скважинами в ряду  $l_{\Gamma} = 2\sigma_{\text{н}} = 2\sigma = 400$  м, то тогда общий дебит нефтяной площади был бы

$$q_0 = \frac{100}{0,00011 + 0,005 + 0,00011} = 19\,156,$$

что выше, чем по варианту вертикальных скважин в  $\frac{19156}{4000} = 4,7891$  раза.

А если бы горизонтальная длина горизонтальной скважины была бы втрое больше  $l_r = 3 \cdot 400 = 1200$  м, но скважин было бы втрое меньше, то дебит горизонтальной скважины дополнительно увеличился бы втрое с  $\frac{19156}{100} = 191,56$  до  $191,56 \cdot 3 = 574,68$ .

При этом дебит горизонтальной скважины стал бы выше дебита вертикальной скважины в  $4,7891 \cdot 3 = 14,3673 \approx 14,4$  раза.

Таким образом, было показано, когда, в каких условиях дебит горизонтальной скважины бывает выше дебита вертикальной скважины всего в 1,5÷2 раза, когда в 3,2÷4,8 раза и даже в 14,4 раза. Подчеркнем, что значительное превосходство по дебиту горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными скважинами наблюдается по монолитным нефтяным пластам.

Теперь вернемся к многослойному нефтяному пласту с общей толщиной  $h_{об} = 20$  м и эффективной толщиной  $h = 10$  м, к равномерной квадратной сетке скважин  $2\sigma_n = 2\sigma = L = 400$  м при радиусе скважины  $r_c = 0,1$  м.

Определим общий дебит нефтяной площади для варианта вертикальных нагнетательных скважин и горизонтальных добывающих скважин с горизонтальной длиной  $l_z = 200$  м:

$$q_0 = \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\omega_n + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega} = \frac{100}{0,01 + 0,005 + 0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{сл}};$$

$n_{сл}$ .....	2	4	8
$q_0$ .....	5364	5094	4849

Как видно, замена только половины вертикальных скважин горизонтальными увеличивает общий дебит нефтяной площади в 1,2121÷1,3413 раза; оказывается, что уменьшение применения горизонтальных скважин в 2 раза приводит к снижению эффекта от их применения в  $\frac{6154 - 4000}{4849 - 4000} = 2,5371$  раза и

$$\frac{8144 - 4000}{5364 - 4000} = 3,0381 \text{ раза.}$$

Таким образом, получается, что сочетание вертикальных и горизонтальных скважин не увеличивает, а, наоборот, уменьшает относительную эффективность горизонтальных скважин.

Далее рассмотрим другой вариант нефтяной площади с другим сочетанием горизонтальных добывающих и вертикальных нагнетательных скважин.

Покажем размещение горизонтальных и вертикальных скважин на схеме, изображенной на рис. 4.4.

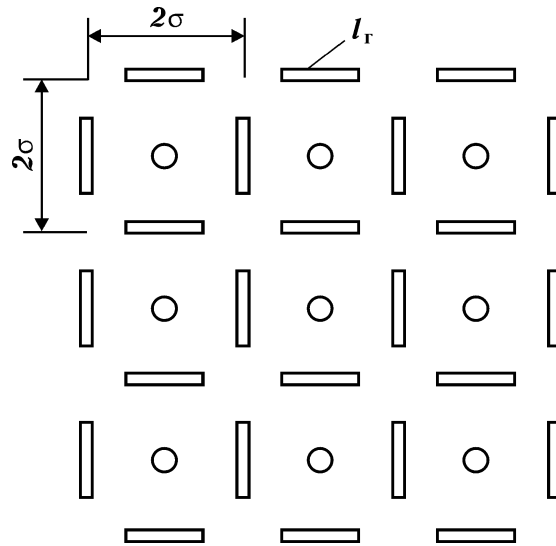


Рис. 4.4. Схема размещения вертикальных нагнетательных и горизонтальных добывающих скважин

Эта схема имеет сходство с известной обращенной 9-точечной схемой площадного заводнения. Но там все вертикальные скважины, и в ячейку сетки скважин входят четыре четверти и четыре половины добывающих скважин и одна центральная нагнетательная скважина. А здесь в центре квадратной ячейки одна вертикальная нагнетательная скважина и по сторонам квадрата четыре половины горизонтальных добывающих скважин.

Общий дебит нефтяной площади с сеткой горизонтальных и вертикальных скважин определяется по следующей формуле:

$$q_0 = \frac{n_0}{\left(1 + 4 \cdot \frac{1}{2}\right)} \cdot \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\omega_n + \Omega + \frac{2}{4} + \omega};$$

$$\omega_n = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}; \quad \Omega = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{(2\sigma)^2}{\left(\frac{4 \cdot 2\sigma}{2}\right)} = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{4};$$



$$\omega = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{2\sigma \cdot h_{об} \cdot n_{сл}}{l_r \cdot h} + \frac{h_{об}}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{n_{сл} \cdot 2\pi \cdot r_c} \right).$$

При  $n_0 = n_n + n = 67 + 133 = 200$ ,  $P_{сн} - P_{сэ} = 100$ ,  $\frac{k \cdot h}{\mu} = 1$ ,  $h_{об} = 20$  м,  $h = 10$  м,  $2\sigma = 400$  м,  $r_c = 0,1$  м,  $l_r = 200$  м

$$\omega = 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{400}{2\pi \cdot 0,1} \cong 1,0; \quad \Omega = 1 \cdot \frac{1}{4} = 0,25;$$

$$\omega = 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{400 \cdot 20}{2\pi \cdot 10} + \ln n_{сл} + \frac{20}{200} \cdot \ln \frac{10}{2\pi \cdot 0,1} - \frac{20}{200} \cdot \ln n_{сл} \right) =$$

$$= 0,2206 + 0,0440 + 0,1432 \cdot \ln n_{сл};$$

$$q_0 = \frac{200}{3} \cdot \frac{100}{1,0 + 0,25 + 0,1323 + 0,0716 \cdot \ln n_{сл}} = \frac{20\,000}{4,1469 + 0,2148 \ln n_{сл}};$$

$n_{сл}$ .....	2	4	8
$q_0$ .....	4656	4500	4354

Как видно по этой схеме размещения вертикальных нагнетательных и горизонтальных добывающих скважин, по сравнению с предыдущей схемой (чередование линейных нагнетательных и добывающих рядов скважин) при всех прочих одинаковых условиях происходит уменьшение общего дебита нефтяной площади в  $\frac{4849}{4354} = 1,1137$  раза и в  $\frac{5364}{4656} = 1,1521$  раза, хотя соотношение горизонтальных и вертикальных скважин увеличивается в 2 раза с  $\frac{100}{100} = 1$  до  $\frac{133}{67} = 2$ .

#### *Учет различия подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях*

Такой учет особенно необходим при заметном и значительном различии подвижностей вытесняющего агента (закачиваемой воды) и нефти в пластовых условиях и применении вертикальных нагнетательных скважин, имея в виду колоссальную сосредоточенность фильтрационного сопротивления в их призабойных зонах.

Уже приведенные здесь формулы, пока не учитывающие

различия подвижностей, вполне применимы на залежах и месторождениях маловязкой нефти, где различия подвижностей нет или оно невелико. Таких залежей и месторождений довольно много в Западной Сибири, но имеются и в других нефтедобывающих районах.

Учет различия подвижностей состоит в том, что в формуле общего дебита нефтяной площади внутреннее фильтрационное сопротивление нагнетательных скважин уменьшается делением на величину  $\mu_*$  – соотношения подвижностей вытесняющего агента (закачиваемой воды) и нефти.

При чередовании линейных нагнетательных и добывающих рядов

$$q_0 = \frac{P_{св} - P_{сэ}}{\frac{\omega_n}{\mu_*} + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega}$$

В конкретных рассмотренных условиях, когда все скважины вертикальные, эта формула принимает вид

$$q_0 = \frac{100}{\frac{0,01}{\mu_*} + 0,005 + 0,01}$$

$\mu_*$ .....	1	3	10	30	100
$q_0$ .....	4000	5455	6250	6522	6623

Когда все скважины горизонтальные, эта формула принимает вид

$$q_0 = \frac{100}{\frac{0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{сд}}{\mu_*} + 0,005 + 0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{сд}}$$

$n_{сд}$ .....	2	4	8
$0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{сд}$ .....	0,003640	0,004632	0,005625

Значения  $q_0$  приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

$n_{сд}$	$q_0$ при $\mu_*$				
	1	3	10	30	100
2	8144	10149	11106	11414	11526
4	7010	8948	9906	10218	10332
8	6154	8000	8939	9249	9362

Когда вертикальные нагнетательные скважины и горизонтальные добывающие скважины, формула общего дебита нефтяной площади принимает вид

$$q_0 = \frac{100}{\frac{0,01}{\mu_*} + 0,005 + 0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{\text{сд}}}$$

Значения  $q_0$  для этого случая приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

$n_{\text{сд}}$	$q_0$ при $\mu_*$				
	1	3	10	30	100
2	5364	8352	10373	11144	11442
4	5094	7713	9406	10035	10275
8	4849	7164	8602	9125	9324

При размещении вертикальных нагнетательных и горизонтальных добывающих скважин в виде ячеек, когда в каждой ячейке центральную вертикальную нагнетательную скважину с четырех сторон окружают горизонтальные добывающие, общий дебит нефтяной площади определяется по следующей формуле:

$$q_0 = \frac{n_0}{3} \cdot \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\frac{\omega_{\text{н}}}{\mu_*} + \Omega + \frac{\omega}{2}}$$

В конкретных рассматриваемых условиях эта формула принимает вид

$$q_0 = \frac{200}{3} \cdot \frac{100}{\frac{1,0}{\mu_*} + 0,3823 + 0,0716 \cdot \ln n_{\text{сд}}}$$

Значения  $q_0$  приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

$n_{\text{сд}}$	$q_0$ при $\mu_*$				
	1	3	10	30	100
2	4656	8712	12533	14329	15085
4	4500	8181	11463	12948	13562
8	4354	7711	10562	11809	12319

Эта схема размещения вертикальных нагнетательных и горизонтальных добывающих скважин (соотношение горизонтальных и вертикальных, добывающих и нагнетательных равно  $m = 2$ ) при различии подвижностей вытесняющего агента и нефти равном или больше  $\mu_* = 3$  обеспечивает более высокий

общий дебит нефтяной площади, чем схема с чередованием линейных рядов вертикальных нагнетательных и горизонтальных добывающих скважин (соотношение горизонтальных и вертикальных, добывающих и нагнетательных равно  $m = 1$ ), а при различии подвижностей, равном или больше  $\mu_* = 10$ , обеспечивает более высокий общий дебит, чем схема с чередованием линейных нагнетательных и добывающих рядов горизонтальных скважин.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕРАВНОМЕРНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ

Показатель неравномерности вытеснения нефти агентом в типичную среднюю добывающую скважину обозначается  $V^2$ . Этот показатель должен охватить действие всех основных и существенных факторов, прежде всего послойную неоднородность по проницаемости нефтяных пластов, показатель которой обозначается  $V_1^2$ ; затем неравномерность стягивания фронта вытеснения к рассматриваемой добывающей скважине с разных сторон от разных нагнетательных скважин, которая зависит от зональной неоднородности нефтяных пластов по продуктивности и удельной продуктивности на единицу эффективной толщины и обозначается  $V_2^2$ ; затем геометрическую неравномерность вытеснения нефти агентом, наблюдаемую в пределах однородного слоя, которая зависит от схемы взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин, от того, какие эти скважины – вертикальные или горизонтальные, и обозначается  $V_3^2$ . Кроме того, могут быть и другие виды неравномерности (неоднородности), например, влияние начального горизонтального положения водонефтяного контакта (ВНК) в наклонном нефтяном пласте, как будто до начала разработки нефтяного пласта произошло внедрение клина заводнения.

Вопрос дополнительного учета этого и возможных других факторов является сугубо количественным: да, их следует учитывать, если из-за них происходит заметное увеличение общей неравномерности вытеснения нефти.

Результирующий показатель неравномерности вытеснения определяется по следующей формуле:

$$(1 + V^2) = (1 + V_1^2) \cdot (1 + V_2^2) \cdot (1 + V_3^2).$$

Труднее всего устанавливается *первая компонента*  $V_1^2$  –

показатель послойной неоднородности по проницаемости эксплуатируемых нефтяных пластов, потому что это – показатель малоизвестного внутреннего строения пластов, и по настоящему его можно определить лишь после обводнения представительной группы вертикальных добывающих скважин на рассматриваемой нефтяной площади; еще можно определить по аналогии по фактическому обводнению добывающих скважин на других сходных по геологическому строению нефтяных площадях, при этом можно осуществлять корректировку определяемой послойной неоднородности с учетом различия толщин и числа обособленных нефтяных слоев у нефтяных пластов. Обычно показатель послойной неоднородности бывает в пределах от  $V_1^2 = 0,333$  до  $V_1^2 = 0,667$ .

Вторая компонента  $V_2^2$  – неравномерность стягивания фронта вытеснения с разных сторон от разных нагнетательных скважин – устанавливается с учетом  $V_3^2$  – зональной неоднородности нефтяных пластов по продуктивности (удельной продуктивности), наблюдаемой по скважинам, и  $n_n$  – числа воздействующих нагнетательных скважин по следующей формуле:

$$1 + V_2^2 = \frac{1 + V_3^2}{1 + \frac{V_3^2}{n_n}}$$

которая применима при обычных вертикальных скважинах и  $2\sigma$  – расстоянии между соседними скважинами, примерно равном или больше  $d$  – шага хаотической изменяемости, который, судя по определениям по пластам многих нефтяных месторождений, бывает в пределах от 300 м до 500 м.

Например, при применении вертикальных скважин при известной 5-точечной схеме, когда у всех добывающих скважин стягивание фронта вытеснения происходит с четырех сторон от четырех разных нагнетательных скважин, при зональной неоднородности нефтяных пластов по продуктивности  $V_3^2 = 1$  неравномерность стягивания фронта вытеснения получается равной

$$1 + V_2^2 = \frac{1 + V_3^2}{1 + \frac{V_3^2}{n_n}} = \frac{1 + 1}{1 + \frac{1}{4}} = 1,6; \quad V_2^2 = 0,6.$$

При такой же зональной неоднородности нефтяных пластов по продуктивности  $V_3^2=1$  при линейном заводнении с чередованием линейных нагнетательных и добывающих рядов у всех добывающих скважин стягивание фронта вытеснения происходит с двух сторон и поэтому неравномерность стягивания фронта вытеснения равна

$$1+V_2^2 = \frac{1+V_3^2}{1+\frac{V_3^2}{n_n}} = \frac{1+1}{1+\frac{1}{2}} = 1,333; \quad V_2^2 = 0,333.$$

Обратим внимание, что известную 5-точечную схему площадного заводнения тоже можно представить себе в виде линейного заводнения с чередованием нагнетательных и добывающих рядов, если ряды проводить не по сторонам, а по диагоналям квадратной сетки. Но при этом расстояние между рядами будет вдвое меньше, чем между скважинами в рядах (между соседними скважинами добывающего (или нагнетательного)

ряда расстояние будет  $\sqrt{(2\sigma)^2 + (2\sigma)^2} = \sqrt{2} \cdot 2\sigma$ , а между соседними добывающими и нагнетательными рядами расстояние

$\frac{1}{2}\sqrt{(2\sigma)^2 + (2\sigma)^2} = \sqrt{2} \cdot 2\sigma$ , у всех добывающих скважин стягивание фронта вытеснения будет с четырех сторон, и неравномерность стягивания фронта вытеснения будет значительно выше! Это мы отметили с явным умыслом, ведь нередко при одинаковых расстояниях между линейными рядами и между скважинами в рядах  $L = 2\sigma$  ряды смещают на величину  $\sigma$  – половины расстояния между скважинами, при этом ломается равномерная квадратная сетка размещения скважин; делается это с благой целью уменьшения неравномерности вытеснения нефти, но при этом увеличивается число сторон подхода фронта вытеснения и в силу зональной неоднородности пластов увеличивается неравномерность вытеснения. Оказывается, то, что хорошо в условиях зонально однородного пласта, в условиях зонально неоднородного может быть нехорошо!

**При применении горизонтальных скважин** с не очень большой горизонтальной длиной  $l_r$ , когда каждая горизонтальная заменяет одну вертикальную скважину, расчет величины  $V_2^2$  – неравномерности стягивания фронтов вытеснения может быть прежним.

Поясним на числовом примере.

На нефтяной площади – чередование линейных нагнетательных и добывающих рядов, состоящих только из горизонтальных скважин. Расстояния между рядами и между скважинами в рядах одинаковы и равны  $L = 2\sigma = 400$  м, горизонтальная длина у горизонтальных скважин равна  $l_r = 200$  м. Подход фронта вытеснения происходит с двух сторон, и неравномерность этого подхода при зональной неоднородности  $V_3^2 = 1$  равна

$$1 + V_2^2 = \frac{1 + V_3^2}{1 + \frac{V_3^2}{2}} = 1,333; \quad V_2^2 = 0,333.$$

Но если каждая горизонтальная скважина заменяет две и более вертикальных скважин (заменяет  $\nu$  вертикальных скважин) и обслуживает участок ряда длиной  $\nu \cdot 2\sigma$ , то стягивание фронта вытеснения происходит с двух сторон, но не через две различные зоны, а через четыре и более, и соответственно увеличивается неравномерность стягивания фронта вытеснения

$$1 + V_2^2 = \frac{1 + V_3^2}{1 + \frac{V_3^2}{2 \cdot \nu}}; \quad V_2^2 = V_3^2 \frac{2 \cdot \nu - 1}{2 \cdot \nu + V_3^2}.$$

Значения  $V_2^2$  при применении горизонтальной скважины вместо  $\nu$  вертикальных скважин приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4

$V_3^2$	$V_2^2$ при $\nu$		
	1	2	3
0,5	0,200	0,333	0,385
1,0	0,333	0,600	0,714
1,5	0,429	0,818	1,000

Также будем определять, когда добывающие скважины горизонтальные, а нагнетательные скважины вертикальные.

*Третья компонента  $V_3^2$  – геометрическая неравномерность вытеснения нефти агентом*, которая учитывает схему взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин, их вид – вертикальные они или горизонтальные – и, если горизонтальные, то слоистость пластов, наличие проницаемых слоев и разделяющих непроницаемых прослоев.

Эта неравномерность (неоднородность) характеризует совокупность трубок тока различных по производительности, но одинаковых по объему, расположенных в пределах однородного слоя и связывающих рассматриваемую добывающую скважину с теми (с одной или несколькими) нагнетательными, которые обеспечивают ее закачкой вытесняющего агента. Эта неравномерность (неоднородность) рассчитывается по следующей формуле:

$$V_3^2 = \frac{2}{3} \frac{(M-1)^2}{M},$$

где  $M = L_{\max}/L_{\min}$  – соотношение длин самой длинной (нейтральной) линии тока и самой короткой (главной) линии тока, соединяющих добывающую скважину с нагнетательной.

Эта эмпирическая формула была подобрана по результатам моделирования многих различных схем расположения добывающих и нагнетательных скважин на электроинтеграторе с электропроводной бумагой. Надо сказать, что этот путь исследования неоднородности совокупности трубок тока оказался очень эффективным, достаточно быстрым и довольно точным. Использовался метод обращения потенциальных линий в линии тока. На черной бумаге белым карандашом отмечали линии равных потенциалов и определяли площади между этими линиями. После обращения линий потенциалов в линии тока получались трубки тока равной производительности, но различной площади (различного объема), и оставалось такую неоднородность перевести в неоднородность трубок тока различной производительности, но одинаковой площади (одинакового объема).

Чтобы проиллюстрировать определение геометрической неравномерности, сделаем расчеты по приведенной формуле для различных известных схем размещения вертикальных добывающих и нагнетающих скважин.

Начнем с равномерной квадратной сетки скважин.

Будем рассматривать чередование линейных нагнетательных и добывающих рядов. Выделим отдельный элемент, содержащий половину нагнетательной и добывающей скважин. Длина самой короткой линии тока, идущей от нагнетательной к добывающей, равна  $2\sigma$ , а самой длинной равна  $\sigma + 2\sigma + \sigma = 2 \cdot 2\sigma$ . Соотношение длин самой длинной и самой короткой линий тока равно  $M = \frac{2 \cdot 2\sigma}{2\sigma} = 2$ , и геометрическая неравномерность вытеснения нефти равна



$$V_3^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(M-1)^2}{M} = \frac{2}{3} \cdot \frac{(2-1)^2}{2} = \frac{1}{3}.$$

У элемента известной 5-точечной схемы площадного заводнения, содержащего четверть нагнетательной и четверть добывающей скважин, длина самой короткой линии тока равна  $2\sigma$ , а самой длинной равна  $\sqrt{(2\sigma)^2 + (2\sigma)^2} = \sqrt{2} \cdot 2\sigma$ , соотношение длин самой длинной и самой короткой линий равно  $M = \sqrt{2}$ . При этом геометрическая неравномерность вытеснения нефти равна

$$V_3^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(M-1)^2}{M} = \frac{2}{3} \cdot \frac{(\sqrt{2}-1)^2}{\sqrt{2}} = 0,081.$$

У элемента известной обращенной 7-точечной схемы площадного заводнения, содержащего шестую часть нагнетательной и треть добывающей скважин, длина самой короткой линии тока равна  $2\sigma$  и самой длинной линии тока  $\sqrt{(2\sigma)^2 - \sigma^2} + \sigma = 2\sigma \cdot (\sqrt{1-0,25} + 0,5) = 2\sigma \cdot 1,366$ , соотношение длин самой длинной и самой короткой равно  $M = 1,366$ . При этом геометрическая неравномерность вытеснения нефти равна

$$V_3^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(M-1)^2}{M} = \frac{2}{3} \cdot \frac{(1,366-1)^2}{1,366} = 0,065.$$

Отметим, что обращенная 7-точечная схема площадного заводнения существует при равномерной треугольной сетке скважин, что соотношение добывающих и нагнетательных скважин равно  $m = 2$ , что все добывающие скважины являются стягивающими, и к каждой стягивание фронта вытеснения происходит с трех сторон от трех разных нагнетательных скважин,  $n_n = 3$ .

В зависимости от  $V_3^2$  – зональной неоднородности нефтяных пластов по продуктивности комплекс  $(1 + V_2^2) \cdot (1 + V_3^2)$  принимает разные численные значения (табл. 4.5).

У известной обращенной 9-точечной схемы площадного заводнения имеется два сорта скважин: первые – более близкие к нагнетательным; вторые – более далекие.

У первых добывающих скважин соотношение длин самой длинной и самой короткой линий тока равно

Таблица 4.5

Значения комплекса  $(1 + V_2^2) \cdot (1 + V_3^2)$ 

Характеристика схемы заводнения	$V_3^2$			
	0,5	1,0	1,5	2,0
Равномерная квадратная сетка скважин. Чередование линейных нагнетательных и добывающих рядов; $m = 1, n_n = 2$	1,600	1,777	1,904	2,000
Равномерная квадратная сетка скважин. 5-точечная схема площадного заводнения; $m = 1, n_n = 4$	1,441	1,730	1,965	2,162
Равномерная квадратная сетка скважин. Обращенная 7-точечная схема площадного заводнения; $m = 2, n_n = 3$	1,369	1,598	1,775	1,917

$$M = \frac{\sqrt{(2\sigma)^2 + \sigma^2} + \sigma}{2\sigma} = \frac{\sqrt{4+1} + 1}{2} = 1,618,$$

у вторых добывающих скважин соответственно равно

$$M = \frac{\sqrt{(2\sigma)^2 + \sigma^2} + \sigma}{2\sqrt{(2\sigma)^2 + (2\sigma)^2}} = \frac{\sqrt{4+1} + 1}{\sqrt{4+1}} = 1,144.$$

Геометрическая неравномерность вытеснения нефти у первых добывающих скважин

$$V_3^2 = \frac{2(M-1)^2}{3M} = \frac{2(1,618-1)^2}{3 \cdot 1,618} = 0,157,$$

соответственно у вторых добывающих скважин

$$V_3^2 = \frac{2(M-1)^2}{3M} = \frac{2(1,144-1)^2}{3 \cdot 1,144} = 0,012.$$

У первых добывающих скважин стягивание фронта вытеснения с двух сторон, поэтому комплекс  $(1 + V_2^2)(1 + V_3^2)$

$$1,144 \frac{1 + V_3^2}{1 + \frac{V_3^2}{2}},$$

у вторых добывающих скважин стягивание фронта вытеснения с четырех сторон, поэтому комплекс  $(1 + V_2^2)(1 + V_3^2)$

$$1,012 \frac{1+V_3^2}{1+\frac{V_3^2}{4}}$$

Первые и вторые добывающие скважины эксплуатируют примерно одинаковые запасы, поэтому можно брать среднюю величину

$$(1+V_2^2)(1+V_3^2) = \frac{1}{2} \left[ 1,144 \cdot \frac{1+V_3^2}{1+\frac{V_3^2}{2}} + 1,012 \frac{1+V_3^2}{1+\frac{V_3^2}{4}} \right];$$

$V_3^2$ .....	0,5	1,0	1,5	2,0
$(1+V_2^2)(1+V_3^2)$ .....	1,361	1,572	1,737	1,870

Сравнивая эти значения комплекса  $(1+V_2^2)(1+V_3^2)$  со значениями обращенной 7-точечной схемы площадного заводнения, можно заключить, что по неравномерности вытеснения нефти 7-точечная схема не имеет преимуществ перед 9-точечной схемой.

При *многорядном расположении добывающих скважин* и значительной величине  $m$  — соотношения добывающих и нагнетательных скважин *учет комплекса*  $(1+V_2^2)(1+V_3^2)$ , т.е. учет  $V_2^2$  — неравномерности стягивания фронта вытеснения, зависящей от зональной неоднородности пластов, и  $V_3^2$  — геометрической неравномерности вытеснения, определяемой в однородном слое, *нужно делать по стягивающим добывающим рядам по их доле запасов нефти*  $\Delta = \frac{1+1}{m+1} = \frac{2}{m+1}$ , что соответствует следующей формуле:

$$(1+V^2) = (1+V_1^2)(1-\Delta) + (1+V_1^2)(1+V_2^2)(1+V_3^2)\Delta;$$

$$V^2 = V_1^2 + \left[ (1+V_1^2)(1+V_2^2)(1+V_3^2) - 1 \right] \Delta.$$

При применении горизонтальных скважин принцип определения  $V_3^2$  геометрической неравномерности вытеснения нефти сохраняется прежний.

Так, при монолитном нефтяном пласте и чередовании линейных нагнетательных и добывающих рядов горизонтальных скважин будет

$$M = \frac{L + v \cdot 2\sigma - l_r}{L} = 1 + \frac{v \cdot 2\sigma - l_r}{L};$$

$$V_3^2 = \frac{2(M-1)^2}{3M} = \frac{2}{3} \frac{(v \cdot 2\sigma - l_r)^2}{L(L + v \cdot 2\sigma - l_r)}.$$

При  $l_r = v \cdot 2\sigma \dots V_3^2 = 0$ ,

$$L = 400 \text{ м, } v \cdot 2\sigma = 1 \cdot 400 \text{ м, } l_r = 200 \text{ м} \dots V_3^2 = 0,111;$$

$$L = 400 \text{ м, } v \cdot 2\sigma = 2 \cdot 400 \text{ м, } l_r = 400 \text{ м} \dots V_3^2 = 0,333;$$

$$L = 400 \text{ м, } v \cdot 2\sigma = 3 \cdot 400 \text{ м, } l_r = 400 \text{ м} \dots V_3^2 = 0,889.$$

Ситуация существенно ухудшается, если нефтяной пласт не является монолитным, имеет  $h_{об}$  – общую толщину и  $h$  – эффективную толщину, состоит из  $n_{сл}$  пронизываемых слоев, разделенных непроницаемыми прослоями. Тогда формула геометрической неравномерности вытеснения принимает вид

$$V_3^2 = \frac{2}{3} \frac{(v \cdot 2\sigma - l)^2}{L(L + v \cdot 2\sigma - l)}, \text{ где } l = l_r \frac{h}{h_{об}} \cdot \frac{1}{n_{сл}}.$$

При  $L = 400 \text{ м}$

$\frac{h}{h_{об}} \cdot \frac{1}{n_{сл}} \dots\dots\dots$	$\frac{10}{20} \cdot \frac{1}{2}$	$\frac{10}{20} \cdot \frac{1}{4}$	$\frac{10}{20} \cdot \frac{1}{8}$
При $l_r = 200 \text{ м } l \dots\dots\dots$	50	25	12,5
$v \cdot 2\sigma = 400 \text{ м } V_3^2 \dots\dots\dots$	0,272	0,302	0,318
При $l_r = 400 \text{ м } l \dots\dots\dots$	100	50	25
$v \cdot 2\sigma = 800 \text{ м } V_3^2 \dots\dots\dots$	0,742	0,815	0,852
$v \cdot 2\sigma = 1200 \text{ м } V_3^2 \dots\dots\dots$	1,344	1,422	1,461

Нередко утверждают, что применение горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными скважинами уменьшает неравномерность вытеснения нефти. Но это касается только модели монолитного и зонально *однородного* нефтяного пласта. Однако в реальных условиях применительно к модели многослойного и зонально неоднородного пласта применение горизонтальных скважин приводит к заметному и значительному увеличению неравномерности вытеснения нефти.

#### **4.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ВЕРТИКАЛЬНЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

На рассматриваемом нефтяном месторождении уже запроектирована разработка. По принятой адаптивной системе разработки скважины будут размещаться по равномерной квадратной сетке с плотностью 16 га/скв. и расстоянием между соседними скважинами 400 м. Запроектировано заводнение по обращенной 9-точечной схеме, которое после бурения и исследования скважин, с целью наиболее полного охвата запасов нефти воздействием, будет преобразовано в избирательное и приконтурное избирательное. Проектное забойное давление нагнетательных скважин равно 400 ат и проектное забойное давление добывающих скважин, соответствующее давлению насыщения нефти газом, равно 100 ат. Эксплуатационный горизонт состоит из двух нефтяных пластов низкой и ультранизкой продуктивности. Дебит нефти по скважинам, несмотря на все запроектированные средства интенсификации, – на грани и за гранью экономической рентабельности.

Поэтому необходимо искать новые возможности достижения и осуществления экономически рентабельной добычи нефти. Одним из таких средств может быть применение горизонтальных скважин.

Однако имеющийся опыт бурения и освоения горизонтальных скважин в прошедшие годы в России показал негативные результаты: превосходство горизонтальных скважин над вертикальными скважинами по дебиту нефти оказалось гораздо ниже ожидаемого (всего в 1,5–2,5 раза, а не в 5 раз и более) и велика доля брака (40–50 % всего фонда пробуренных горизонтальных скважин либо не удалось ввести в работу, либо удалось, но вскоре после ввода они выбыли из работы).

В какой-то мере это связано с несовершенством технологии бурения и освоения горизонтальных скважин, но главная при-

чина в неучете фактического геологического строения нефтяных пластов: во-первых, в неучете уже известного по разведочным скважинам геологического строения пластов (пласты являются многослойными, состоящими из многих проницаемых нефтяных слоев, разделенных непроницаемыми прослоями заметной и большой толщины, а в расчетах они представляются монолитными однородными или однородно-анизотропными); во-вторых, в неучете неизвестных особенностей геологического строения нефтяных пластов на конкретных участках месторождения, которые становятся известными уже после бурения скважин: конкретные глубины залегания кровли и подошвы нефтяных пластов, конкретное число проницаемых слоев и непроницаемых прослоев и их толщины, конкретные толщины верхнего и нижнего пластов-водупоров, защищающих нефтяные пласты от вышележащих и нижележащих водяных пластов.

С целью использования эффективности горизонтальных скважин для увеличения добычи нефти на рассматриваемом малопродуктивном нефтяном месторождении предлагается осуществить следующий способ разработки, при котором сначала по вдвое разреженной сетке (расстояние в рядах между скважинами увеличено с 400 до 800 м) бурят вертикальные и наклонные (при кустовом разбуривании) скважины, эти скважины эксплуатируют и исследуют, а затем из этих же скважин с учетом установленного геологического строения нефтяных пластов бурят горизонтальные стволы вместо первоначально непробуренных скважин.

Схематично это показано на рис. 4.5.

О геологическом строении нефтяных пластов на центральном участке рассматриваемого нефтяного месторождения можно судить по двум разведочным скважинам I и II (табл. 4.6).

По данным табл. 4.6 видно, что даже осредненный нефтяной пласт резко отличается от монолитного нефтяного пласта, и, по крайней мере, это обстоятельство надо учитывать при расчете дебитов горизонтальных скважин; кроме того, видно, что индивидуальные характеристики нефтяных пластов существенно отличаются от осредненной характеристики.

Близкую к действительности индивидуальную характеристику нефтяных пластов на участке размещения горизонтального ствола можно получить по вертикальному стволу рассматриваемой скважины и соседней с ней скважины (рис. 4.5, *d*). При расстоянии между соседними вертикальными скважинами  $2\sigma = 800$  м при горизонтальной длине горизонтального ствола  $l_r = 400$  м расстояние от одного и другого вертикальных ство-

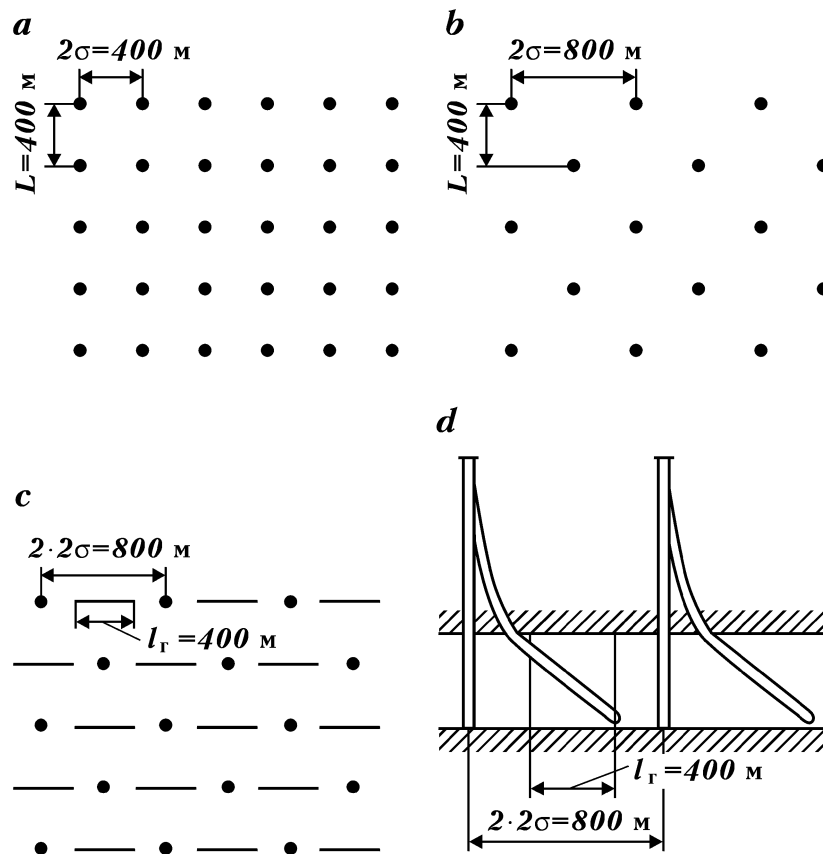


Рис. 4.5. Схема последовательного бурения вертикальных и горизонтальных стволов скважин:  
*a* – проектная сетка размещения скважин; *b* – первоначальная разреженная сетка бурения скважин; *c* – сетка размещения вертикальных и горизонтальных стволов скважин; *d* – профиль вертикальных и горизонтальных стволов скважин

лов до горизонтального ствола – будет 200 м и до середины горизонтального ствола 400 м.

Поскольку горизонтальные скважины обладают сильным экранирующим действием, то будем рассматривать лишь 5-точечную и линейную схемы заводнения с чередованием линейных рядов добывающих и нагнетательных скважин. Для отдельного элемента системы разработки нефтяного месторождения, схематично показанного на рис. 4.6, содержащего поло-

Таблица 4.6

Скважина, пласт	Альтитуда, м	Глубина залегания кровли – подошвы пласта, м	Общая толщина $h_{об}$ , м	Эффективная толщина $h$ , м	Число слоев, $n_{сл}$ , толщина слоя $h/n_{сл}$ , м	Толщина непроницаемого прослоя, м	Толщина верхнего и нижнего пласта-водоупора $h_{ву}$ , м
I Ю <sub>2</sub> Ю <sub>3</sub> Ю <sub>2</sub> +Ю <sub>3</sub>	27	2021–2034	13	5,8	$\frac{7}{0,83}$	1,2	Более 9
		2035–2056	21	15,6	$\frac{5}{3,12}$	1,35	5
		2021–2056	35	21,4	$\frac{12}{1,78}$	1,24	<u>Более 9</u> 5
II Ю <sub>2</sub> Ю <sub>3</sub> Ю <sub>2</sub> + Ю <sub>3</sub> В среднем по двум скважинам	26,7	2034–2038	4	1,6	$\frac{2}{0,80}$	2,4	Более 15
		2041,6–2057	15,4	14,0	$\frac{7}{2,0}$	0,23	2,5
		2034–2057	23	15,6	$\frac{9}{1,73}$	0,82	<u>Более 15</u> 2,5
Ю <sub>2</sub> Ю <sub>3</sub> Ю <sub>2</sub> +Ю <sub>3</sub>			8,5	3,7	$\frac{4,5}{0,82}$	1,37	
			18,2	14,8	$\frac{6}{2,47}$	0,68	
			29,0	18,5	$\frac{10,5}{1,76}$	1,11	<u>Более 12</u> 3,75

вину (или две четверти) добывающей скважины и половину нагнетательной скважины, амплитудный дебит нефти на 1 проектную скважину определяется по следующей формуле:

$$Q_0^1 = \frac{kh}{\mu} \cdot \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{2 \cdot \omega_n + \Omega + 2 \cdot \omega},$$

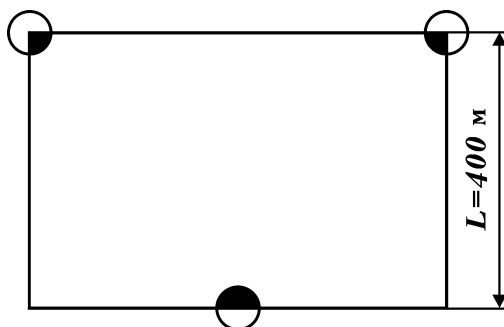


Рис. 4.6. Элемент пятиочечной схемы площадного заводнения



где  $q_0^1$  – дебит нефти, т/сут;  $\frac{kh}{\mu}$  – гидропроводность эксплуатационного объекта, состоящего из двух нефтяных пластов, равная  $\frac{kh}{\mu} = 0,333 \frac{\text{т}}{\text{сут} \cdot \text{ат}}$ ;  $P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}$  – разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, равная  $P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}} = 400 - 100 = 300$  ат, при этом произведение гидропроводности и разности забойных давлений равно  $\frac{kh}{\mu} \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) = 0,333 \cdot 300 = 100 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$ ;  $\omega_{\text{н}}$  – геометрическое (без учета  $\frac{kh}{\mu}$ ) внутреннее фильтрационное сопротивление нагнетательной скважины;  $2 \cdot \omega_{\text{н}}$  – геометрическое внутреннее фильтрационное сопротивление половины нагнетательной скважины;  $\Omega$  – геометрическое внешнее фильтрационное сопротивление;  $w$  – геометрическое внутреннее фильтрационное сопротивление добывающей скважины;  $2 \cdot \omega$  – геометрическое внутреннее фильтрационное сопротивление половины добывающей скважины.

Формулы для определения геометрических фильтрационных сопротивлений имеют следующий вид:

*для внешнего фильтрационного сопротивления*

$$\Omega = \frac{L}{2\sigma};$$

*для внутреннего фильтрационного сопротивления нагнетательной вертикальной скважины*

$$\omega = \frac{1}{v \cdot \mu_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c};$$

*в случае нагнетательной горизонтальной скважины и монолитного нефтяного пласта*

$$\omega = \frac{1}{v \cdot \mu_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{2\sigma}{l_{\Gamma}} + \frac{2\sigma}{l_{\Gamma}} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} \right);$$

*в случае нагнетательной горизонтальной скважины и многослойного нефтяного пласта*

$$\omega = \frac{1}{v \cdot \mu_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left( n \frac{2\sigma}{l_{\text{сл}}} + \frac{h_{\text{сл}}}{l_{\text{сл}}} \ln \frac{h_{\text{сл}}}{2\pi \cdot r_c} \right),$$

где  $l_{\text{сл}} = l_{\Gamma} \cdot \frac{h}{h_{\text{об}}}$ ;  $h_{\text{сл}} = \frac{h}{n_{\text{сл}}}$ ;

в случае многослойного нефтяного пласта и чередования нагнетательных вертикальных скважин и нагнетательных горизонтальных скважин (стволов)

$$\omega_n = \frac{1}{\nu \cdot \mu_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{2}{\frac{1}{\ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}} + \frac{1}{\ln \frac{2\sigma}{l_{cl}} + \frac{h}{l_{cl}} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}};$$

для внутреннего фильтрационного сопротивления добывающей вертикальной скважины

$$\omega = \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c};$$

в случае добывающей горизонтальной скважины и монолитного нефтяного пласта

$$\omega = \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{2\sigma}{l_T} + \frac{h}{l_T} \cdot \ln \frac{h}{2\pi \cdot r_c} \right);$$

в случае добывающей горизонтальной скважины и многослойного нефтяного пласта

$$\omega = \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{2\sigma}{l_{cl}} + \frac{h_{cl}}{l_{cl}} \cdot \ln \frac{h_{cl}}{2\pi \cdot r_c} \right),$$

где  $l_{cl} = l_T \cdot \frac{h}{h_{об}}$ ,  $h_{cl} = \frac{h}{n_{cl}}$ ;

в случае многослойного нефтяного пласта и чередования вертикальных и горизонтальных добывающих скважин

$$\omega = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{2}{\frac{1}{\ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}} + \frac{1}{\ln \frac{2\sigma}{l_{cl}} + \frac{h_{cl}}{l_{cl}} \cdot \ln \frac{h_{cl}}{2\pi \cdot r_c}}}.$$

В этих формулах:  $\mu_*$  – соотношение подвижностей вытесняющей воды и вытесняемой нефти в пластовых условиях, которое коэффициент продуктивности превращает в коэффициент приемистости;  $\nu$  – коэффициент дополнительного увеличения приемистости благодаря обработке нагнетательных

скважин химическим реагентом;  $l_{\Gamma}$  – длина горизонтального ствола в пределах нефтяных пластов;  $h_{об}$  – общая толщина эксплуатационного объекта;  $h$  – эффективная толщина эксплуатационного объекта;  $n_{сл}$  – общее число нефтяных слоев;  $h_{сл} = \frac{h}{n_{сл}}$  – эффективная толщина нефтяного слоя;  $l_{сл} = l_{\Gamma} \cdot \frac{h_{сл}}{h_{об}}$  – длина горизонтального ствола в пределах нефтяного слоя.

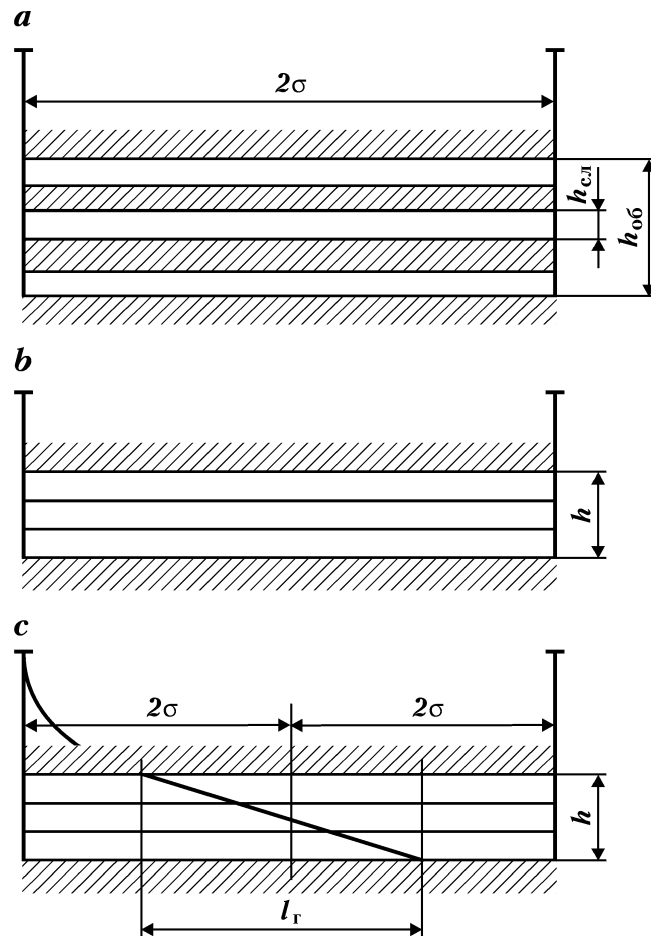


Рис. 4.7. Схема многослойного нефтяного пласта и двух соседних вертикальных скважин при первоначальной вдвое разреженной сетке

На рис. 4.7, *a* схематично показаны многослойный нефтяной пласт и две соседние вертикальные скважины при первоначальной вдвое разреженной сетке, при этом многослойность нефтяного пласта не влияет на дебиты вертикальных скважин, ибо эффективная толщина не изменяется и не уменьшается (см. рис. 4.7, *a* и 4.7, *b*). На рис. 4.7, *d* схематично показаны многослойный нефтяной пласт и вертикальная скважина с дополнительным горизонтальным стволом. Видно, что часть горизонтальной длины проходит по неэффективной толщине разделяющих непроницаемых прослоев.

Рассчитаем значения амплитудного дебита нефти на одну проектную скважину при успешном осуществлении предложенного способа разработки на рассматриваемом малопродуктивном нефтяном месторождении.

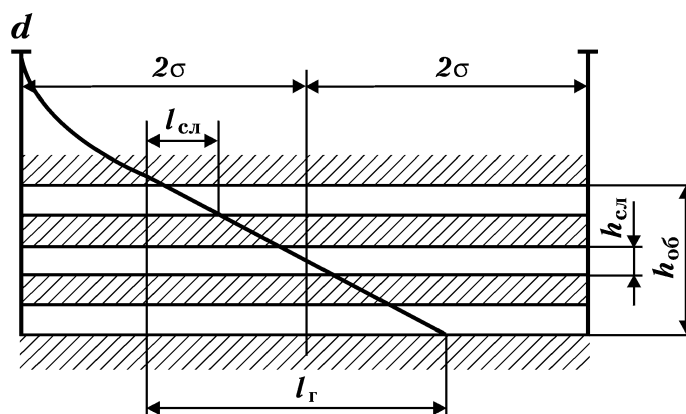
При  $\frac{kh}{\mu} \cdot (P_{сн} - P_{сэ}) = 100 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$   $v \cdot \mu_* = 2 \cdot 2,343 = 4,686$ ;  $L = 400$  м;  
 $r_c = 0,1$  м;  $h_{об} = 29$  м;  $h = 18,5$  м;  $n_{сл} = 10,5$ .

При первоначальной вдвое разреженной проектной сетке вертикальных скважин  $2\sigma = 800$  м

$$\omega_n = \frac{1,1378}{4,686}; \Omega = 0,5 \text{ и } \omega = 1,1378;$$

$$q_0^1 = \frac{100}{2 \cdot \frac{1,1378}{4,686} + 0,5 + 2 \cdot 1,1378} = 30,66 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

Это на 1 пробуренную скважину и  $61,33 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$  на 1 добывающую скважину.



При проектной сетке вертикальных скважин  $2\sigma = 400$  м

$$\omega_n = \frac{1,0275}{4,686}; \quad \Omega = 1 \text{ и } \omega = 1,0275;$$

$$q_0^1 = \frac{100}{2 \cdot \frac{1,0275}{4,686} + 1 + 2 \cdot 1,0275} = 28,62 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

Это на 1 пробуренную скважину и  $57,25 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$  на 1 добывающую скважину.

При сетке горизонтальных скважин  $2\sigma = 800$  м,  $l_r = 400$  м и монолитном нефтяном пласте  $h_{об} = h = 18,5$  м

$$\omega_n = \frac{0,1352}{4,686}; \quad \Omega = 0,5 \text{ и } \omega = 0,1352;$$

$$q_0^1 = \frac{100}{2 \cdot \frac{0,1352}{4,686} + 0,5 + 2 \cdot 0,1352} = 120,76 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

Это на 1 пробуренную скважину, а на 1 добывающую скважину –  $241,52 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$ , что больше, чем на 1 вертикальную скважину при

$2\sigma = 800$  м в  $\frac{120,76}{30,66} = 3,94$  раза и при  $2\sigma = 400$  м в  $\frac{120,76}{28,62} = 422$  раза. Но это монолитный нефтяной пласт, не разделенный на многие слои непроницаемыми прослоями!

При сетке горизонтальных скважин  $2\sigma = 800$  м, горизонтальной длине скважины  $l_r = 400$  м и многослойном нефтяном пласте  $h_{об} = 29$  м,  $h = 18,5$  м,  $n_{сл} = 10,5$ ,  $h_{сл} = 1,76$  м и  $l_{сл} = 24,30$  м, как на рассматриваемом малопродуктивном нефтяном месторождении,

$$\omega_n = \frac{0,5561 + 0,0119}{4,686} = \frac{0,5680}{4,686}; \quad \Omega = 0,5 \text{ и } \omega = 0,5680;$$

$$q_0^1 = \frac{100}{2 \cdot \frac{0,5680}{4,686} + 0,5 + 2 \cdot 0,5680} = 53,24 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

Это на 1 пробуренную скважину, а на 1 добывающую скважину –  $106,47 \text{ т/сут}$ . Это больше, чем на 1 вертикальную скважину в  $\frac{53,24}{30,66} = 1,76$  раза.

При сетке горизонтальных скважин  $2\sigma = 400$  м,  $l_{\Gamma} = 400$  м и многослойном нефтяном пласте  $h_{об} = 29$  м,  $h = 18,5$  м,  $n_{сл} = 10,5$ ,  $h_{сл} = 1,76$  м и  $l_{сл} = 24,30$  м, как на рассматриваемом малопродуктивном нефтяном месторождении,

$$\omega_n = \frac{0,4458 + 0,0119}{4,686} = \frac{0,4577}{4,686}; \quad \Omega = 1; \quad \omega = 0,4577;$$

$$q_0^1 = \frac{100}{2 \cdot \frac{0,4577}{4,686} + 1 + 2 \cdot 0,4577} = 47,38 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

Это на 1 пробуренную скважину, а на 1 добывающую скважину –  $94,75 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$ . Это больше, чем на 1 вертикальную скважину в

$$\frac{47,38}{28,62} = 1,66 \text{ раза.}$$

При системе разработки рассматриваемого нефтяного месторождения, которая создается после бурения из существующих вертикальных скважин дополнительных горизонтальных стволов и является равносильной системе с чередованием вертикальных и горизонтальных скважин, при  $2\sigma = 400$  м,  $l_{\Gamma} = 400$  м,  $h_{об} = 29$  м,  $h = 18,5$  м,  $n_{сл} = 10,5$ ,  $h_{сл} = 1,76$  м и  $l_{сл} = 24,30$  м, получается эквивалентное внутреннее фильтрационное сопротивление скважины

$$\omega = \frac{2}{\frac{1}{w_B} + \frac{1}{w_{\Gamma}}} = \frac{2}{\frac{1}{1,0275} + \frac{1}{0,4577}} = 0,6333$$

и дебит нефти на 1 пробуренную скважину с дополнительным горизонтальным стволом

$$q_0^1 = \frac{2 \cdot 100}{2 \cdot \frac{0,6333}{4,686} + 1 + 2 \cdot 0,6333} = 78,84 \frac{\text{т}}{\text{сут}},$$

соответственно на 1 добывающую скважину  $157,67 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$ , что

больше, чем на 1 вертикальную скважину, в  $\frac{78,84}{28,62} = 2,75$  раза.

При этом дебит нефти горизонтального ствола выше дебита нефти вертикального ствола в  $\frac{1,0275}{0,4577} = 2,245$  раза и составляет 69,2 % от общего дебита скважины. Дебит нефти вертикальной скважины с дополнительным горизонтальным стволом меньше

дебита двух горизонтальных скважин всего в  $\frac{2 \cdot 47,38}{78,84} = 1,20$  раза.

Но применение таких скважин по сравнению с применением горизонтальных скважин резко уменьшает риск потери скважин и запасов нефти.

Таким образом, здесь были выполнены расчеты для фактического, но усредненного геологического строения нефтяных пластов рассматриваемого месторождения.

И теперь нам надо перейти к проблеме потери скважин и потери запасов нефти, которая связана с тем, что представленное геологическое строение пластов не повторится в новых пробуренных скважинах, более того, геологическое строение, установленное в двух соседних вертикальных скважинах (которые пробурены во вдвое разреженной проектной сетке, и расстояние между ними 800 м) не повторится при бурении в створе между ними горизонтального ствола, удаленного от них по нефтяным пластам на расстояние 200–400 м. Но понятно, что при расстояниях 200 м отклонения будут меньше, чем при 400–800 м и более значительных расстояниях.

По другим давно разрабатываемым нефтяным месторождениям с достаточно густыми сетками скважин было установлено, что на расстоянии 400 м (которое примерно соответствует параметру  $d$  – шагу хаотической изменчивости коллекторских свойств нефтяных пластов) непредсказуемые отклонения глубины залегания пластов составляют в среднем  $\pm 3$  м и максимально  $\pm 10$  м.

На более близком расстоянии  $x < d = 400$  м непредсказуемое среднее отклонение глубины залегания нефтяных пластов

будет  $h_{\text{ср}} = \pm \frac{3}{d} \cdot x = \pm \frac{3}{400} \cdot x$  (в м) и соответственно непредсказуемое максимальное отклонение (с надежностью 95 %) глубины

залегания нефтяных пластов  $h_{\text{м}} = 2 \cdot h_{\text{ср}} = \pm \frac{6}{d} \cdot x = \pm \frac{6}{400} \cdot x$

(в м).

Эту закономерность по аналогии применим на рассматриваемом нефтяном месторождении.

При расстоянии 200 м от дальнего конца горизонтального ствола до соседней вертикальной скважины, давшей информацию о геологическом строении нефтяных пластов (о глубине залегания подошвы нижнего нефтяного пласта и толщине его нижних нефтяных слоев и непроницаемых прослоев, также о толщине нижнего пласта-водоупора, отделяющего нефтяной

пласт от водяного пласта) среднее отклонение глубины залегания нижнего нефтяного пласта составит  $h_{cp} = \pm \frac{3}{d} \cdot 200 = \pm 1,5$  м (табл. 4.7).

Таблица 4.7  
Функция распределения ошибок  $x = h/h_{cp}$  – относительная ошибка;  
 $Y(x)$  – доля ошибок от 0 до  $x$

$x$	$Y(x)$	$x$	$Y(x)$	$x$	$Y(x)$
0,1	0,0398	1,1	0,3643	2,1	0,4821
0,2	0,0793	1,2	0,3849	2,2	0,4861
0,3	0,1179	1,3	0,4032	2,3	0,4893
0,4	0,1554	1,4	0,4192	2,4	0,4918
0,5	0,1915	1,5	0,4332	2,5	0,4938
0,6	0,2258	1,6	0,4452	2,6	0,4953
0,7	0,2580	1,7	0,4554	2,7	0,4965
0,8	0,2881	1,8	0,4641	2,8	0,4974
0,9	0,3159	1,9	0,4713	2,9	0,4981
1,0	0,3413	2,0	0,4775	3,0	0,4987

При запроектированном бурении горизонтального ствола до подошвы нижнего нефтяного пласта такое среднее минусовое отклонение глубины залегания нефтяного пласта – 1,5 м при толщине нижнего пласта-водоупора 3,75 м, судя по  $Y(x)$  – функции распределения ошибок при  $x = \frac{3,75}{1,5} = 2,5$ , лишь в 50 % – 49,38 % = 0,62 % всех случаев, что составляет менее 1 %, приведет к вскрытию водяного пласта и обводнению скважины; а такое среднее плюсовое отклонение глубины залегания нефтяного пласта +1,5 м при толщине нижнего нефтяного слоя 2,47 м, судя по  $Y(x)$  – функции распределения ошибок при  $x = \frac{2,47}{1,5} = 1,647$ , в 50 % – 45 % = 5 % всех случаев нижний нефтяной слой, содержащий  $\frac{2,47}{18,5} \cdot 100 \% = 13,4 \%$  запасов нефти нефтяных пластов, не будет вскрыт, и его запасы нефти будут потеряны, что уменьшит извлекаемые запасы нефти на  $0,05 \cdot 0,134 \cdot 100 \% = 0,67 \%$ .

При разбуривании рассматриваемого нефтяного месторождения только горизонтальными скважинами ошибка определения глубины залегания нефтяных пластов увеличится втрое: с  $h_{cp} = 1,5$  м до  $h_{cp} = 4,5$  м, с  $h_m = 3$  м до  $h_m = 9$  м.



Тогда при толщине нижнего пласта-водоупора 3,75 м, судя по  $Y(x)$  – функции распределения ошибок при  $x = \frac{3,75}{4,5} = 0,83$ , в 50 % – 29,64 % = 20,36 % всех случаев будет вскрыт нижний водяной пласт и скважина обводнена; при толщине нефтяного слоя 2,47 м и разделяющего непроницаемого прослоя 0,2 м, судя по  $Y(x)$  – функции распределения ошибок при

$$x_1 = \frac{2,47}{4,5} = 0,549; \quad x_2 = \frac{2,47 + 0,2 + 2,47}{4,5} = 1,142;$$

$$x_3 = \frac{2,47 + 0,2 + 2,47 + 0,2 + 2,47}{4,5} = 1,736;$$

в 50 % – 20,83 % = 29,17 % всех случаев горизонтальной скважиной не будет вскрыт самый нижний нефтяной слой, в 50 % – 37,30 % = 12,70 % всех случаев не будет вскрыт второй снизу нефтяной слой и в 50 % – 45,85 % = 4,15 % всех случаев не будет вскрыт третий снизу нефтяной слой. Все слои одинаковы по запасам нефти, каждый из них содержит 13,4 % запасов нефти разрабатываемых нефтяных пластов. Поэтому потеряно будет

$$(0,2917 \cdot 0,134 + 0,127 \cdot 0,134 + 0,0415 \cdot 0,134) \cdot 100 \% = 6,17 \%$$

всех извлекаемых запасов нефти.

Представленная здесь оценка потери запасов нефти и скважин является заниженной. Действительные потери могут быть гораздо больше, но уже представленная оценка потерь в сочетании с уже приведенными расчетами амплитудных дебитов нефти показывает преимущество предложенного способа разработки рассматриваемого нефтяного месторождения.

А теперь попутно обратимся к теоретической проблеме, имеющей большое практическое значение, при рассмотрении которой полезно используются идеи И.А. Чарного и Ю.П. Борисова. Эта проблема в последнее время часто обсуждается ведущими специалистами по разработке нефтяных месторождений. Суть проблемы: образование конусов (гребней) воды и газа при применении горизонтальных скважин в монолитных проницаемых пластах достаточно большой толщины, в верхней части которых находится газ, в средней преобладающей части находится нефть и в нижней части – вода. Среди специалистов широко распространено мнение, что в такой ситуации нельзя применять вертикальные скважины, но можно приме-

нять горизонтальные скважины, которые можно эксплуатировать при такой низкой депрессии, что газовый конус (гребень) сверху и водяной конус (гребень) снизу не прорываются в скважину и в течение продолжительного времени можно отбирать безгазовую и безводную нефть. Однако ясно, что при одинаковом дебите нефти у горизонтальной скважины по сравнению с вертикальной скважиной можно значительно уменьшить депрессию на нефтяной пласт, а при одинаковой депрессии можно значительно увеличить дебит нефти, но нельзя одновременно значительно увеличить дебит и значительно уменьшить депрессию, можно только незначительно увеличить дебит и незначительно уменьшить депрессию.

Идея возможного резкого уменьшения депрессии связана с тем, что у горизонтальной скважины по сравнению с вертикальной скважиной резко уменьшается общее фильтрационное сопротивление, состоящее (по Ю.П. Борисову) из внешнего и внутреннего фильтрационных сопротивлений; причем уменьшается за счет еще более резкого уменьшения внутреннего фильтрационного сопротивления, но именно это внутреннее фильтрационное сопротивление определяет долю депрессии, приходящуюся на ближайшую окрестность скважины – перепад давления между горизонтальной скважиной и газовой и водяной частями пласта.

Как известно, чтобы не допустить прорыва в горизонтальную скважину газового конуса (гребня) сверху и водяного конуса (гребня) снизу, упомянутый перепад давления  $\Delta P$  надо компенсировать (уравновесить) гидростатически: сверху за счет  $(\gamma_n - \gamma_g)$  – разности плотностей нефти и газа в пластовых условиях в долях плотности воды и  $l_{сг}$  – расстояния от горизонтальной скважины до горизонтальной поверхности газонефтяного контакта

$$\Delta P < \frac{(\gamma_n - \gamma_g) \cdot l_{сг}}{10},$$

и снизу за счет  $(\gamma_v - \gamma_n)$  – разности плотностей воды и нефти в пластовых условиях в долях плотности воды и  $l_{св}$  – расстояния от горизонтальной поверхности водонефтяного контакта

$$\Delta P < \frac{(\gamma_v - \gamma_n) \cdot l_{св}}{10}.$$

Депрессия на нефтяной пласт равна разности  $P_{пл}$  – пластового давления и  $P_c$  – давления на забое скважины ( $P_{пл} - P_c$ ).

Ради простоты будем рассматривать нефтяной пласт единичной гидропроводности  $\frac{k \cdot h}{\mu} = 1$ .

Будем рассматривать размещение вертикальных скважин по регулярной сетке с  $L$  – расстоянием между рядами скважин и  $2\sigma$  – расстоянием между соседними скважинами в рядах и линейную схему заводнения с чередованием добывающих и нагнетательных рядов; затем вертикальные скважины будем заменять горизонтальными скважинами с  $l_r$  – горизонтальной длиной, расположенной вдоль линии ряда и меньше расстояния между скважинами  $l_r < 2\sigma$ .

Будем применять известные формулы.

При этом у вертикальной скважины общее фильтрационное сопротивление будет равно

$$\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c},$$

а у горизонтальной скважины общее фильтрационное сопротивление будет равно

$$\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_r} + \frac{h}{l_r} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}.$$

В этих формулах  $r_c$  – радиус скважины и  $h$  – толщина монолитного проницаемого нефтяного пласта.

Если у горизонтальной скважины  $q$  – дебит нефти такой же, как у вертикальной скважины, а депрессия у вертикальной равна  $(P_{пл} - P_c)$ , то депрессия у горизонтальной скважины будет равна

$$\frac{\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_r} + \frac{h}{l_r} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}{\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}} \cdot (P_{пл} - P_c);$$

часть этой депрессии, составляющая долю

$$\frac{\frac{h}{l_r} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}{\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_r} + \frac{h}{l_r} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}},$$

приходится на ближайшую прискважинную зону горизонтальной скважины и представляет собой перепад давления между скважиной и газовой и водяной частями пласта

$$\Delta P = \frac{\frac{h}{l_r} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}{\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_c).$$

В этой формуле комплекс, связанный с вертикальной скважиной, можно заменить на дебит нефти, поделенный на гидропроводность,

$$\frac{(P_{\text{пл}} - P_c)}{\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}} = \frac{q}{\frac{kh}{\mu}}$$

после чего формула перепада давления принимает следующий вид:

$$\Delta P = \frac{q}{\frac{kh}{\mu}} \cdot \frac{h}{l_r} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}.$$

Представим здесь примеры расчета по приведенным формулам.

#### *Исходные данные*

Равномерная квадратная сетка размещения вертикальных скважин  $L = 2\sigma = 400$  м, горизонтальная длина горизонтальной скважины  $l_r = 200$  м, радиус скважины  $r_c = 0,1$  м, нефтяная толщина монолитного нефтяного пласта  $h = 20$  м, депрессия на нефтяной пласт при вертикальных скважинах  $(P_{\text{пл}} - P_c) = 100$  ат, разности плотностей нефти и газа и воды и нефти в долях плотности воды  $(\gamma_n - \gamma_r) = 0,5$  и  $(\gamma_b - \gamma_n) = 0,3$ .

При этом перепад давления между горизонтальной скважиной и газовой и водяной частями пласта получается равным

$$\Delta P = \frac{\frac{20}{200} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot 0,1}}{\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{400}{400} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot 0,1}} \cdot 100 = \frac{0,0551}{0,25 + 1,0275} \cdot 100 = 0,0431 \cdot 100 = 4,31 \text{ ат,}$$

чтобы такой перепад давления гидростатически компенсировать, расстояние от горизонтальной скважины до поверхности газонефтяного контакта должно быть больше

$$l_{\text{ст}} = \Delta P \cdot \frac{10}{(\gamma_n - \gamma_r)} = 4,31 \cdot \frac{10}{0,5} = 86,2 \text{ м}$$

и расстояние до поверхности водонефтяного контакта должно быть больше

$$l_{\text{св}} = \Delta P \cdot \frac{10}{(\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{н}})} = 4,31 \cdot \frac{10}{0,3} = 143,7 \text{ м,}$$

а чтобы газовый и водяной конусы (гребни) не прорвались в горизонтальную скважину, надо депрессию на пласт и дебит скважины уменьшить в 20 раз, тогда нефтяная толщина пласта будет больше необходимых минимальных расстояний до газовой и водяной частей пласта

$$h = 20 \text{ м} > l_{\text{сг}} + l_{\text{св}} = 4,31 + 7,19 = 11,5 \text{ м,}$$

при этом допустимый перепад давления равен  $\Delta P = \frac{4,31}{20} = 0,2115$  ат и допустимая депрессия на нефтяной пласт у горизонтальной скважины равна

$$(P_{\text{пл}} - P_{\text{с}}) = \left( \frac{\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{\sigma}{l_{\text{г}}} + 1}{\frac{h}{l_{\text{г}}} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_{\text{с}}}} \right) \cdot \Delta P = \left( \frac{0,25 + 0,1103}{0,0551} + 1 \right) \cdot 0,2155 =$$

$$= 7,539 \cdot 0,2155 = 1,625 \text{ ат;}$$

при допустимом перепаде давления  $\Delta P = 0,2155$  ат и допустимой депрессии на нефтяной пласт  $(P_{\text{пл}} - P_{\text{с}}) = 1,625$  ат дебит нефти у горизонтальной скважины будет

$$q = \frac{kh}{\mu} \frac{\Delta P}{\frac{h}{l_{\text{г}}} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_{\text{с}}}} = \frac{kh \cdot 0,2155}{\mu \cdot 0,0551} = \frac{kh}{\mu} \cdot 3,911.$$

По этой формуле сделаны подсчеты:

$\frac{kh}{\mu}, \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{ат}}$	.....	0,05	0,15	0,50	1,50	5,0	15,0	50,0
$q, \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{ат}}$	.....	0,196	0,587	1,956	5,867	19,555	58,667	195,554

Таким образом, здесь было показано, что в монолитном проницаемом пласте (без разделяющих непроницаемых прослоев), имеющем верхнюю газовую часть, среднюю преобладающую нефтяную часть толщиной 20 м и нижнюю водяную

часть, затруднительно или даже невозможно предотвратить прорыв в горизонтальную скважину сверху газового и снизу водяного конусов (гребней).

Очевидно, чтобы осуществлять промышленную добычу нефти из газонефтеводяных пластов, надо применять избирательность – выявлять и использовать разделяющие непроницаемые прослои, и в скважинах перфорировать только те нефтяные слои, которые непроницаемыми прослоями защищены сверху от газа и снизу от воды.

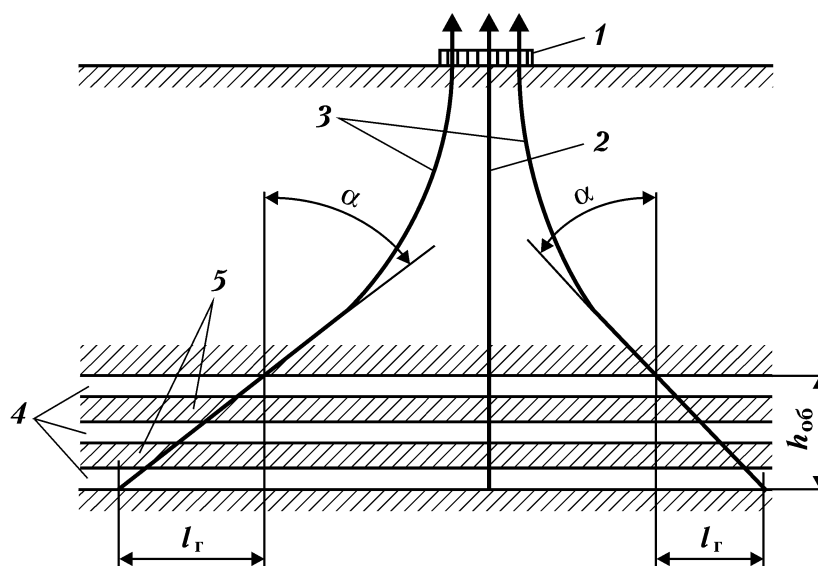
### 4.3. ДЕБИТ ПОЛОГИХ СКВАЖИН

Обычно нефтяные пласты характеризуют двумя значениями толщины: общей и эффективной. Обычно (почти всегда) общая толщина заметно или значительно (в несколько раз!) больше эффективной. А это значит, что внутри общей толщины, кроме эффективной толщины, находится неэффективная; что нефтяной пласт состоит из двух или нескольких проницаемых нефтяных слоев и разделяющих непроницаемых прослоев; толщина проницаемых нефтяных слоев является эффективной, а толщина разделяющих непроницаемых прослоев является неэффективной. Поэтому давно стало ясно и понятно, что нельзя бурить такие горизонтальные скважины, которые проходят посередине одного из нефтяных слоев, не затрагивая другие нефтяные слои, выключая из разработки их запасы нефти, что приводит к значительным потерям извлекаемых запасов нефти; что горизонтальные скважины должны по диагонали пересекать все нефтяные слои эксплуатационного объекта, то есть быть диагонально-горизонтальными; что обычно, когда говорят о горизонтальных скважинах, имеют в виду диагонально-горизонтальные.

Пологие скважины естественным образом получают при кустовом бурении, когда большинство скважин являются наклонными и наклонные скважины прямолинейно продолжают до пересечения со всеми нефтяными слоями разрабатываемого эксплуатационного объекта (рис. 4.8).

Чем больше  $\alpha$  – угол вхождения наклонной скважины в нефтяной пласт (при горизонтальном пласте это угол относительно вертикали), тем больше  $l_r$  – ее горизонтальная длина, измеренная в единицах  $h_{об}$  – общей толщины нефтяного пласта  $l_r/h_{об}$ :

$\alpha$ , градус .....	50	55	60	65	70	75	80
$l_r/h_{об}$ .....	1,9	1,43	1,73	2,15	2,75	3,73	5,67



**Рис. 4.8. Куст с одной вертикальной и двумя пологими скважинами:**  
 1 – куст скважин; 2 – вертикальная скважина; 3 – наклонные пологие скважины; 4 – нефтяные слои; 5 – разделяющие прослои;  $h_{об}$  – общая толщина пласта;  $l_{г}$  – горизонтальная длина скважины по нефтяному пласту;  $\alpha$  – угол вхождения наклонной скважины в нефтяной пласт

Пологие скважины – это наклонные скважины, прямолинейно продолжающиеся по нефтяному пласту. Наверное, надо как-то различать пологие и горизонтальные (диагонально-горизонтальные) скважины. Будем считать, что пологие имеют более короткую горизонтальную длину  $l_{г}$ ; пологие – те, у которых угол вхождения больше  $55^{\circ}$ , но меньше  $80^{\circ}$

$$55^{\circ} < \alpha < 80^{\circ},$$

а горизонтальная длина  $l_{г}$  в единицах общей толщины  $h_{об}$  больше 1,5, но меньше 5,5

$$1,5 < \frac{l_{г}}{h_{об}} < 5,5;$$

горизонтальными будем считать те скважины, у которых больше угол вхождения и больше горизонтальная длина

$$\alpha > 80^{\circ} \text{ и } \frac{l_{г}}{h_{об}} > 5,5.$$

Далее для сравнения эффективности по дебиту нефти пологих и горизонтальных скважин в условиях монолитного нефтяного пласта и многослойного нефтяного пласта были сделаны расчеты; в этих расчетах были использованы параметры одного вполне конкретного малопродуктивного нефтяного месторождения Западной Сибири.

Формула дебита нефти одной скважины проектной сетки при линейной схеме заводнения, когда чередуются линейные нагнетательные и добывающие ряды, имеет вид

$$Q_0^1 = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{2 \cdot \omega_{\text{н}} + \Omega + 2 \cdot \omega} = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{2 \cdot \frac{1}{\gamma \cdot \mu_*} \cdot \omega + \Omega + 2 \cdot \omega},$$

где  $\frac{k \cdot h}{\mu}$  – гидропроводность нефтяных пластов в конкретных условиях, равная  $\frac{k \cdot h}{\mu} = 0,333 \frac{\text{т}}{(\text{сут} \cdot \text{ат})}$ ;  $(P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}})$  – разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин в конкретных условиях, равная  $P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}} = 400 - 100 = 300$  ат; соответственно комплекс  $\frac{k \cdot h}{\mu} \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) = 0,333 \cdot 300 = 100 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$ ,  $\nu = 2$  – увеличение приемистости нагнетательной скважины после обработки химическим реагентом полисил;  $\mu_* = 2,343$  – соотношение подвижностей закачиваемой воды и нефти в конкретных пластовых условиях (переход от коэффициента продуктивности по нефти к коэффициенту приемистости по воде);  $\omega$  – внутреннее фильтрационное сопротивление добывающей скважины:

при вертикальной скважине

$$\omega = \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c};$$

при горизонтальной скважине в монолитном нефтяном пласте, когда общая толщина пласта равна эффективной толщине  $h_{\text{об}} = h$ ,

$$\omega = \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{2\sigma}{l_r} + \frac{h}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{2\pi \cdot r_c} \right);$$

при горизонтальной скважине в многослойном нефтяном пласте, когда общая толщина больше эффективной  $h_{\text{об}} > h$  и эффективная толщина состоит из нескольких слоев,  $n_{\text{сл}}$  – число нефтяных слоев,



$$\omega = \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{2\sigma}{l_{\text{сл}}} + \frac{h_{\text{сл}}}{l_{\text{сл}}} \cdot \ln \frac{h_{\text{сл}}}{2\pi \cdot r_c} \right);$$

$$l_{\text{сл}} = l_{\Gamma} \cdot \frac{h}{h_{\text{об}} \cdot n_{\text{сл}}}, \quad h_{\text{сл}} = \frac{h}{n_{\text{сл}}};$$

$\Omega$  – внешнее фильтрационное сопротивление  $\Omega = \frac{L}{2\sigma}$ .

В этих формулах:  $L$  – расстояние между рядами;  $2\sigma$  – расстояние между скважинами в ряду;  $r_c$  – радиус ствола скважины;  $l_{\Gamma}$  – горизонтальная длина скважины;  $l_{\text{сл}}$  – горизонтальная длина скважины в пределах отдельного нефтяного слоя;  $n_{\text{сл}}$  – число слоев;  $h_{\text{сл}}$  – толщина отдельного нефтяного слоя.

В конкретных условиях рассматриваемого нефтяного месторождения:

$L = 400$  м;  $2\sigma = 400$  м;  $r_c = 0,1$  м;  $h_{\text{об}} = 29$  м;  $h = 18,5$  м;  $n_{\text{сл}} = 10,5$ .

При вертикальных скважинах дебит нефти на одну скважину проектной сетки равен

$$q_0^1 = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{св}}}{2 \cdot \left( \frac{1}{\gamma \cdot \mu_*} + 1 \right) \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + \frac{L}{2\sigma}} = \frac{100}{2 \cdot \left( \frac{1}{2 \cdot 2,343} + 1 \right) \cdot 1,0275 + 1} = 28,62 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

С этим дебитом можно сравнивать дебиты пологих и горизонтальных скважин в монолитном и многослойном нефтяных пластах.

По представленных формулах для условий рассматриваемого нефтяного месторождения были выполнены расчеты, результаты которых представлены в табл. 4.8.

По данным табл. 4.8 видно, что по сравнению с дебитом вертикальной скважины (который не зависит от многослойности пласта), дебит горизонтальной скважины в условиях монолитного пласта выше в 3,30 раза, а в условиях многослойного пласта выше только в 1,66 раза, прирост дебита уменьшается в 3,50 раза; дебиты пологих скважин в условиях монолитного пласта выше в 1,21–1,77 раза, а в условиях многослойного пласта выше только в 1,09–1,31 раза, прирост дебита уменьшается в 2,27–2,44 раза.

Необходимо отметить, что расчеты дебитов вертикальных, горизонтальных и пологих скважин были сделаны не для обособленных одиночных скважин, а для скважин, представляющих системы разработки, состоящих из вертикальных или го-

Сравнение эффективности по дебиту нефти горизонтальной, пологих и вертикальной скважин

Характеристика нефтяного пласта	Горизонтальная скважина L = 400 м 2σ = 400 м	Пологая скважина						
		α, °	56,3	63,4	68,2	71,6	74,1	76,0
Монолитный h <sub>об</sub> = h = 1,85 м	Ω = 1	$\frac{l_{\Gamma}}{h}$	1,5	2	2,5	3	3,5	4
	ω = 0,0249	l <sub>Г</sub> , м	27,8	37	46,3	55,5	64,8	74
	q <sub>0</sub> <sup>1</sup> = 94,30	ω	0,7826	0,6480	0,5583	0,4938	0,4434	0,4031
	v – увеличение дебита по сравнению с дебитом вертикальной скважины	q <sub>0</sub> <sup>1</sup>	34,49	38,87	42,47	45,49	48,17	50,55
		$v = \frac{94,30}{28,62} = 3,30$	v	1,205	1,358	1,484	1,589	1,683
Многослойный n <sub>сл</sub> = 10,5 h <sub>об</sub> = 29 м h = 18,5 м h <sub>сл</sub> = 1,76 м	Ω = 1	$\frac{l_{\Gamma}}{h_{об}}$	1,5	2	2,5	3	3,5	4
	l <sub>сл</sub> = 24,30	l <sub>Г</sub> , м	43,5	58	72,5	87	101,5	116
	ω = 0,4577	l <sub>сл</sub> , м	2,643	3,524	4,405	5,286	6,167	7,048
	q <sub>0</sub> <sup>1</sup> = 47,38	ω	0,9081	0,8350	0,7831	0,7432	0,7108	0,6837
	v – увеличение дебита по сравнению с дебитом вертикальной скважины	q <sub>0</sub> <sup>1</sup>	31,21	33,04	34,48	35,67	36,70	37,60
$v = \frac{47,38}{28,62} = 1,66$		v	1,091	1,155	1,205	1,246	1,282	1,314

ризонтовых, или пологих скважин. Заметное снижение эффективности по дебиту нефти горизонтальных и пологих скважин связано с постоянной неизменностью величины  $\Omega$  – внешнего фильтрационного сопротивления.

Расчеты с умыслом были сделаны дважды: для условий идеального монолитного нефтяного пласта и для реального многослойного; потому что рекламную эффективность горизонтальных и пологих скважин по сравнению с вертикальными скважинами обычно показывают на примере монолитного пласта, хотя эта относительная эффективность значительно снижается при переходе к реальному многослойному пласту.

При всем том применение пологих скважин (прямолинейное продолжение наклонных скважин в пределах нефтяных пластов) с горизонтальной длиной  $l_r = 100\text{--}120$  м дает значительную эффективность – позволяет увеличить общий дебит скважин в 1,3 раза.

#### 4.4. ПРОЕКТНЫЙ РАСЧЕТ ДЕБИТОВ СКВАЖИН

*Целью этого проектного расчета является определение дебитов вертикальных и горизонтальных скважин при различных схемах их размещения применительно к условиям одного реального нефтяного месторождения, расположенного в Западной Сибири и в настоящее время вводимого в промышленную разработку.*

По фактическим данным гидродинамических исследований добывающих скважин средний коэффициент продуктивности:

по Северной залежи по 7 скважин равен  $\eta_{cp} = 0,922$  т/(сут·ат);

по Южной залежи тоже по 7 скважинам равен  $\eta_{cp} = 0,242$  т/(сут·ат).

В общих извлекаемых запасах нефти промышленной категории  $C_1$  доля Северной залежи – 0,3 и доля Южной залежи – 0,7. С учетом этого средний коэффициент продуктивности для обеих залежей равен

$$0,922 \cdot 0,3 + 0,242 \cdot 0,7 = 0,446 \text{ т/(сут} \cdot \text{ат)}.$$

Из-за малого числа исследованных скважин на Северной и Южной залежах и фактически наблюдаемой довольно высокой зональной неоднородности нефтяных пластов различие этих залежей по среднему коэффициенту продуктивности скважин, возможно, случайно оказалось столь большим, равным

$\frac{0,922}{0,242} = 3,81$  раза; а после разбуривания этих залежей значительно более густой проектной сеткой скважин это различие может сильно уменьшиться. Поэтому лучше пользоваться коэффициентом продуктивности, средним для обеих залежей, равным  $\eta_{\text{ср}} = 0,446$  т/(сут·ат).

От коэффициентов продуктивности перейдем к гидропроводности нефтяных пластов

$$\eta = \frac{k \cdot h}{\mu} \frac{1}{\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{R_c}{r_c}} = \frac{k \cdot h}{\mu} \frac{2\pi}{\ln \frac{250}{0,1}} = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot 0,80306;$$

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \eta \cdot 1,24524 \approx \eta \cdot 1,245;$$

	Северная залежь	Южная залежь	В целом
$\eta$ , т/(сут·ат) .....	0,922	0,242	0,446
$\frac{k \cdot h}{\mu}$ , т/(сут·ат) .....	1,15	0,30	0,555

Для обеспечения 90%-ной надежности проектных дебитов нефти применяется коэффициент надежности, уменьшающий расчетные дебиты

$$\xi_1 = 1 - 1,3 \sqrt{\frac{V_{\eta}^2}{n_{\eta}}} = 1 - 1,3 \sqrt{\frac{0,8}{7}} = 0,56052.$$

Из-за влияния зональной неоднородности пластов происходит уменьшение расчетных дебитов нефти. Это учитывает следующий понижающий коэффициент:

$$\xi_2 = \frac{1}{1 + 0,46 \cdot V_{\eta}^2} = \frac{1}{1 + 0,46 \cdot 0,8} = 0,73099.$$

Общий понижающий коэффициент равен  $\xi = \xi_1 \cdot \xi_2 = 0,40974 \approx 0,410$ .

Соотношение подвижностей вытесняющего агента (закачиваемой воды) и нефти в пластовых условиях равно

$$\mu_* = \frac{\mu_{\text{н}}}{\mu_{\text{а}}} \cdot K_2^{1,5} = \frac{1,8}{0,3} \cdot 0,545^{1,5} = 2,42;$$

коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях равен

$$\begin{aligned}\mu_0 &= \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \gamma_* = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{\mu_n}{\mu_a} \cdot K_2^{1,5}\right) \cdot \frac{\gamma_a}{\gamma_n} \cdot b = \\ &= \frac{1}{2} \cdot (1 + 2,42) \cdot \frac{1}{0,851} \cdot 1,1111111 = 2,232667 \approx 2,233.\end{aligned}$$

Учитывая, что у закачиваемой воды температура заметно ниже пластовой, а вязкость заметно выше пластовой, то последние величины принимаем равными:

$$\mu_* = 2 \text{ и } \mu_0 = 2.$$

Формула амплитудного дебита нефти на 1 скважину проектной сетки

$$q_0^1 = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\Omega_\Sigma} \cdot \xi,$$

где  $P_{сн}$  и  $P_{сэ}$  – забойные давления нагнетательных и добывающих скважин;  $\Omega_\Sigma$  – общее геометрическое фильтрационное сопротивление рассматриваемого элемента залежи, которое:

при 3-рядной схеме

$$\Omega_\Sigma = 2 \cdot \left[ \left( \frac{2 \cdot \omega_n}{\mu_*} + \Omega_1 + \omega_1 \right) - \omega_1 \cdot \frac{\omega_1}{(\omega_1 + \Omega_2 + 2 \cdot \omega_2)} \right],$$

где по порядку первое значение 2 соответствует числу целых скважин в рассматриваемом элементе залежи, второе значение 2 учитывает, что нагнетательные скважины работают на две стороны, третье значение 2 учитывает, что добывающие скважины центрального ряда обеспечиваются закачкой с двух сторон;  $\omega_n$ ,  $\omega_1$  и  $\omega_2$  – геометрическое внутреннее фильтрационное сопротивление нагнетательной скважины, добывающей скважины 1-го ряда и добывающей скважины 2-го, или центрального, ряда;  $\Omega_1$  и  $\Omega_2$  – геометрическое внешнее фильтрационное сопротивление полосы перед 1-м добывающим рядом и перед 2-м добывающим рядом;

при 1-рядной схеме

$$\Omega_\Sigma = 2 \cdot \left( \frac{2 \cdot \omega_n}{\mu_*} + \Omega_1 + 2 \cdot \omega_1 \right).$$

Рассматриваемые варианты размещения вертикальных и горизонтальных скважин представлены на рис. 4.9, где показаны расстояния между скважинами  $2\sigma = 500$  м и  $2\sigma = 1000$  м и

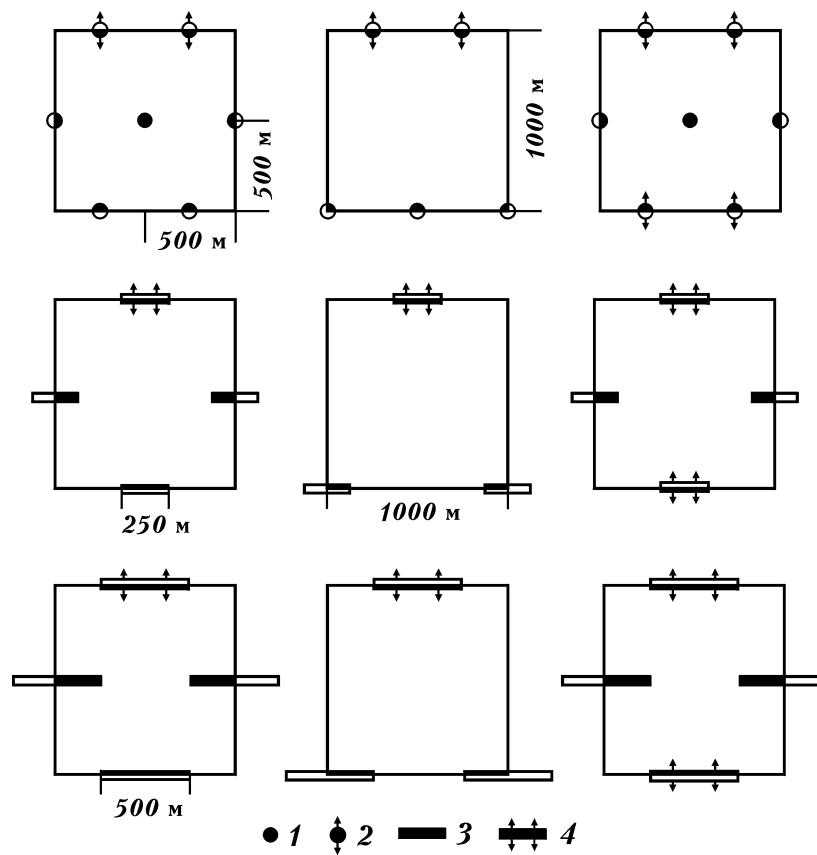


Рис. 4.9. Варианты размещения вертикальных и горизонтальных скважин:  
 1 – вертикальная добывающая скважина; 2 – вертикальная нагнетательная скважина; 3 – горизонтальная добывающая скважина; 4 – горизонтальная нагнетательная скважина

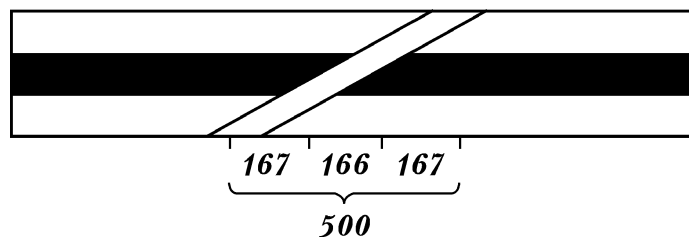


Рис. 4.10. Профиль пласта с горизонтальной скважиной:  
 1 – слой; 2 – непроницаемый прослой

между рядами скважин  $L = 500$  м и  $L = 1000$  м, а также горизонтальная длина горизонтальных скважин  $l_r = 250$  м и  $l_r = 500$  м.

Рассматриваемый фактический типовой профиль эксплуатационного объекта показан на рис. 4.10. Нефтяной пласт состоит из двух проницаемых слоев каждый толщиной 4,88 м и одного разделяющего непроницаемого прослоя тоже толщиной 4,88 м. При общей горизонтальной длине горизонтальной скважины  $l_r = 500$  м эффективная горизонтальная длина по одному обособленному нефтяному слою равна 167 м.

В рассматриваемой ситуации:

при *вертикальных скважинах* и расстоянии между скважинами в рядах  $2\sigma = 500$  м геометрические внутренние и внешние фильтрационные сопротивления:

$$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{1}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{500}{2\pi \cdot 0,1} = 1,063;$$

при  $2\sigma = 500$  м и  $L = L_1 = L_2 = 500$  м

$$\Omega_1 = \Omega_2 = \frac{L}{2\sigma} = 1,$$

при  $2\sigma = 500$  м и  $L = L_1 = 1000$  м

$$\Omega_1 = \frac{L}{2\sigma} = \frac{1000}{500} = 2;$$

при *горизонтальных скважинах* и расстоянии между скважинами в рядах  $2\sigma = 1000$  м геометрическое внутреннее фильтрационное сопротивление:

при монолитном нефтяном пласте (когда общая толщина равна эффективной толщине пласта  $h_{об} = h_{эф} = 9,76$  м)

$$\begin{aligned} \omega_n = \omega_1 = \omega_2 &= \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{2\sigma}{l_r} = \frac{h}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{2\pi \cdot r_c} \right) = \\ &= \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{1000}{250} + \frac{9,76}{250} \cdot \ln \frac{9,76}{2\pi \cdot 0,1} \right) = 0,237679 \end{aligned}$$

при  $l_r = 250$  м;

$$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{1000}{500} = \frac{9,76}{500} \cdot \ln \frac{9,76}{2\pi \cdot 0,1} \right) = 0,118839$$

при  $l_r = 500$  м;

при двухслойном нефтяном пласте (когда  $n_{сл} = 2$ ,  $h_{об} = 14,64$  м и  $h_{эф} = 9,76$  м)

$$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{2\sigma \cdot h_{об} \cdot n_{сл}}{l_r \cdot h_{эф}} + \frac{h_{об}}{l_r} \cdot \ln \frac{h_{эф}}{n_{сл} \cdot 2\pi \cdot r_c} \right) =$$

$$= \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{1000 \cdot 14,64 \cdot 2}{250 \cdot 9,76} + \frac{14,64}{250} \cdot \ln \frac{9,76}{2 \cdot 2\pi \cdot 0,1} \right) = 0,414590$$

при  $l_r = 250$  м;

$$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = \frac{1}{2\pi} \cdot \left( \ln \frac{1000 \cdot 14,64 \cdot 2}{500 \cdot 9,76} + \frac{14,64}{500} \cdot \ln \frac{9,76}{2 \cdot 2\pi \cdot 0,1} \right) = 0,294720$$

при  $l_r = 500$  м;

геометрическое внешнее фильтрационное сопротивление:  
при  $2\sigma = 1000$  м и  $L = 500$  м

$$\Omega_1 = \Omega_2 = \frac{500}{1000} = 0,5;$$

при  $2\sigma = 1000$  м и  $L = 1000$  м

$$\Omega_1 = \frac{1000}{1000} = 1.$$

Для условий рассматриваемого нефтяного месторождения ( $\frac{k \cdot h}{\mu} = 0,555$  т/(сут·ат),  $\mu_* = 2$  и  $\xi = 0,410$ ), для рассмотренных в технико-экономическом обосновании коэффициента нефтеизвлечения (ТЭО КИН) вариантов размещения вертикальных и горизонтальных скважин, представленных на рис. 4.9, для модели монолитного нефтяного пласта с толщиной  $h = h_{об} = h_{эф} = 9,76$  м и модели двухслойного нефтяного пласта  $n_{сл} = 2$  с общей толщиной  $h_{об} = 14,64$  м и эффективной толщиной  $h_{эф} = 9,76$  м, при принятой в ТЭО КИН разности забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин ( $P_{сн} - P_{сд}$ ) = (400–160) = 240 ат были сделаны расчеты: геометрических внутренних, внешних и общих фильтрационных сопротивлений ( $\omega$ ,  $\Omega$  и  $\Omega_{\Sigma}$ ), амплитудного дебита на 1 проектную скважину ( $q_0^1$ ) и амплитудного дебита на 1 добывающую



скважину ( $q_{0з}^1 = q_{0з}^1 \cdot \frac{1+m}{m}$ ;  $m$  – число добывающих скважин на 1 нагнетательную скважину, при 3-рядной схеме  $m = 3$ , при 1-рядной схеме  $m = 1$ ). Дебит на 1 проектную скважину определяется по формуле

$$q_0^1 = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{(P_{сн} - P_{сз})}{\Omega_{\Sigma}} \cdot \xi = 0,555 \cdot \frac{(400 - 160)}{\Omega_{\Sigma}} \cdot \xi = \frac{54,612}{\Omega_{\Sigma}} \text{ т/сут.}$$

Полученные таким образом результаты представлены в табл. 4.9.

Анализ полученных результатов показывает, что при применении вертикальных скважин переход от 3-рядной схемы размещения добывающих скважин к 1-рядной схеме при прочих равных условиях приводит к увеличению дебита на 1 проектную скважину в  $\frac{13,04}{9,56} = 1,364$  раза и на 1 добывающую скважину в  $\frac{26,08}{12,75} = 2,045$  раза.

Следующий переход при 1-рядной схеме размещения от вертикальных скважин к горизонтальным с одновременным увеличением расстояния между горизонтальными скважинами вдвое, с  $2\sigma = 500$  м до  $2\sigma = 1000$  м, при их горизонтальной длине  $l_r = 250$  м приводит к увеличению дебита на 1 проектную скважину в  $\frac{31,32}{13,04} = 2,402$  раза; а при их горизонтальной длине больше  $l_r = 500$  м – в  $\frac{39,45}{13,04} = 3,025$  раза.

Общее увеличение дебита на 1 проектную скважину при переходе от 3-рядной схемы размещения вертикальных скважин к 1-рядной схеме горизонтальных скважин с горизонтальной длиной  $l_r = 500$  м – в  $\frac{39,45}{9,56} = 4,127$  раза. Такой же переход, но в идеальных условиях в случае монолитного нефтяного пласта без разделяющего непроницаемого прослоя при горизонтальной длине горизонтальных скважин  $l_r = 500$  м дает общее увеличение дебита на 1 проектную скважину в  $\frac{63,76}{9,56} = 6,669$  раза.

Таким образом, здесь был сделан проектный расчет дебитов вертикальных и горизонтальных скважин при различных схемах их размещения с учетом фактической продуктивности и

Таблица 4.9

Расчет дебитов вертикальных и горизонтальных скважин для схем размещения, представленных на рис. 4.9

Вид скважин, пласта		3-рядная схема $L = 500$ м	1-рядная схема $L = 1000$ м	1-рядная схема $L = 500$ м
Вертикальные скважины, расстояние между скважинами $2\sigma = 500$ м		$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = 1,063$ $\Omega_1 = \Omega_2 = 1$ $\Omega_\Sigma = 5,713$ $q_0^1 = 9,56$ т/сут $q_{03}^1 = 12,75$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 1,063$ $\Omega_1 = 2$ $\Omega_\Sigma = 5,189$ $q_0^1 = 10,52$ т/сут $q_{03}^1 = 21,04$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 1,063$ $\Omega_1 = 1$ $\Omega_\Sigma = 4,189$ $q_0^1 = 13,04$ т/сут $q_{03}^1 = 26,08$ т/сут
Горизонтальные скважины, расстояние между скважинами $2\sigma = 1000$ м, горизонтальная длина $l_r = 250$ м	Монолитный пласт $h = h_{об} = h_{эф} = 9,76$ м	$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = 0,238$ $\Omega_1 = \Omega_2 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 1,857$ $q_0^1 = 29,40$ т/сут $q_{03}^1 = 39,20$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,238$ $\Omega_1 = 1$ $\Omega_\Sigma = 1,713$ $q_0^1 = 31,88$ т/сут $q_{03}^1 = 63,76$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,238$ $\Omega_1 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 1,213$ $q_0^1 = 45,02$ т/сут $q_{03}^1 = 90,04$ т/сут
	Двух-слойный пласт $n_{сл} = 2$ , $h_{об} = 14,64$ м, $h_{эф} = 9,76$ м	$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = 0,415$ $\Omega_1 = \Omega_2 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 2,461$ $q_0^1 = 22,19$ т/сут $q_{03}^1 = 29,59$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,415$ $\Omega_1 = 1$ $\Omega_\Sigma = 2,244$ $q_0^1 = 24,34$ т/сут $q_{03}^1 = 48,68$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,415$ $\Omega_1 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 1,744$ $q_0^1 = 31,32$ т/сут $q_{03}^1 = 62,64$ т/сут
Горизонтальные скважины, расстояние между скважинами $2\sigma = 1000$ м, горизонтальная длина $l_r = 500$	Монолитный пласт $h = h_{об} = h_{эф} = 9,76$ м	$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = 1,119$ $\Omega_1 = \Omega_2 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 1,442$ $q_0^1 = 37,86$ т/сут $q_{03}^1 = 54,48$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,119$ $\Omega_1 = 1$ $\Omega_\Sigma = 1,357$ $q_0^1 = 40,26$ т/сут $q_{03}^1 = 80,52$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,119$ $\Omega_1 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 0,857$ $q_0^1 = 63,76$ т/сут $q_{03}^1 = 127,52$ т/сут
	Двух-слойный пласт $n_{сл} = 2$ , $h_{об} = 14,64$ м, $h_{эф} = 9,76$ м	$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = 0,295$ $\Omega_1 = \Omega_2 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 2,053$ $q_0^1 = 26,60$ т/сут $q_{03}^1 = 33,46$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,295$ $\Omega_1 = 1$ $\Omega_\Sigma = 1,884$ $q_0^1 = 28,98$ т/сут $q_{03}^1 = 57,97$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,295$ $\Omega_1 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 1,384$ $q_0^1 = 39,45$ т/сут $q_{03}^1 = 78,90$ т/сут

геологического строения нефтяного пласта. При этом было показано, что наличие в пределах нефтяного пласта разделяющего непроницаемого прослоя существенно (на 24–38 %, или в 1,31–1,62 раза) снижает дебит горизонтальных скважин.

#### **4.5. ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ-ЕЛКИ**

В нашей стране известны огромные запасы нефти, исчисляемые многими сотнями миллионов тонн, находящиеся в малопроницаемых малопродуктивных нефтяных пластах и месторождениях. Многие такие месторождения были открыты давно и очень давно – более 10, 20 и даже 30 лет назад, но никогда не вводились в промышленную разработку из-за своей абсолютной экономической убыточности. Их средние коэффициенты продуктивности разведочных скважин примерно в 10–20 раз ниже, чем скважин на основном девонском горизонте известного Ромашкинского месторождения в Татарии и в 100–200 раз ниже, чем скважин на основных продуктивных пластах известного Самотлорского месторождения в Западной Сибири.

Для ввода этих малопродуктивных нефтяных месторождений в экономически рентабельную промышленную разработку, конечно, нужны налоговые льготы, но этого совершенно недостаточно, и нужны коренные изменения в конструкции скважин, в технике и технологии их эксплуатации.

Возможными средствами (одним из возможных средств) решения этой проблемы являются: гидроразрыв нефтяных пластов и применение горизонтальных скважин, вернее, скважин с горизонтальной частью. Эти технические средства уже практически применялись 30–40 лет назад; но к настоящему времени, во-первых, они усовершенствованы, во-вторых, потребность в экономически рентабельной разработке малопродуктивных пластов и месторождений резко обострилась, поскольку увеличилась доля таких разведанных запасов нефти и уменьшилась доля разрабатываемых высокопродуктивных и среднепродуктивных запасов нефти.

Но при рассмотрении практического применения таких сильнодействующих технологических средств, как гидроразрыв нефтяных горизонтальных скважин, надо учитывать не только возможное резкое снижение фильтрационного сопротивления нефтяных пластов, но и возможное резкое увеличение неравномерности вытеснения нефти закачиваемой водой. К сожалению, к настоящему времени многие теоретические решения

выполнены для модели однородного монолитного нефтяного пласта и тиражируют изначально принятый оптимизм, между тем не все так просто и положительно. Известны слова: гладко было на бумаге, да забыли про овраги, а по ним ходить. Поэтому в теоретических решениях обязательно надо учитывать созданную природой устойчивую неоднородность нефтяных пластов: их слоистость, наличие проницаемых продуктивных слоев и разделяющих их непроницаемых непродуктивных прослоев, число слоев, послойную неоднородность по проницаемости, долю эффективной толщины слоев в общей толщине нефтяного пласта.

Основной образ нефтяного пласта, базирующийся на знании многих нефтяных месторождений Татарии, Мангышлака и Западной Сибири: пласт состоит из 3–4–5 обособленных нефтяных слоев, разделенных 2–3–4 непроницаемыми прослоями; при этом толщина отдельного слоя 2–3–4 м и толщина прослоя тоже 2–3–4 м; разброс значений проницаемости по слоям хаотический, среднее различие проницаемостей двух слоев в 3–4 раза; наблюдаемые по скважинам значения эффективной толщины и продуктивности можно распространять на ограниченные зоны радиусом всего 200–300 м; соответственно при расстоянии между скважинами больше 400–600 м разброс этих значений совершенно хаотический, только соответствующий функции распределения. И если все это учесть при определении производительности горизонтальной скважины, то ее преимущество перед вертикальной скважиной существенно уменьшается. Кстати, уже самые начала подземной гидродинамики, а именно, рассмотрение плоскопараллельной и плоско радиальной фильтрации жидкости позволяет оценить верхний предел увеличения производительности горизонтальной скважины в однородном монолитном пласте без разделяющих непроницаемых прослоев: производительность горизонтальной скважины не может быть выше производительности галереи. Поэтому, если горизонтальная скважина заменяет одну вертикальную скважину, то ее производительность не может быть больше, чем в 5,5 раза. А с учетом фактической слоистости пластов производительность выше всего в 2–3 раза. Но если горизонтальная скважина заменяет 3 вертикальные скважины, то ее производительность будет выше производительности одной вертикальной скважины в 6–8 раз. Однако при этом возникает новая острая проблема: к существующей, природой созданной неоднородности нефтяных пластов добавляется значительная искусственно созданная самим человеком (антропогенная) неравномерность вытеснения нефти зака-

чиваемой водой – значительная геометрическая неоднородность.

Рассмотрим механизм возникновения дополнительной геометрической неоднородности на примере одного вполне реального малопродуктивного нефтяного месторождения в Татарии, по которому решено бурить горизонтальные скважины в турнейском горизонте.

Одна горизонтальная скважина с горизонтальной частью длиной 400 м заменяет две вертикальные скважины, пробуренные по равномерной квадратной сетке, расстояние между которыми равно 400 м.

Турнейский горизонт имеет общую толщину 48 м, эффективную толщину 12 м и 8 слоев, каждый с эффективной толщиной  $\frac{12}{8} = 1,5$  м.

Из 400 м горизонтальной части скважины только  $400 \cdot \frac{12}{48} = 100$  м проходят по слоям по эффективной толщине, и по каждому слою длина горизонтальной части всего  $\frac{100}{8} = 12,5$  м. Но поскольку все слои разобщены прослоями, то 400 м общей длины горизонтальной части фактически превращены в 12,5 м эффективной горизонтальной части в каждом обособленном слое и в целом по нефтяному пласту.

При этом по каждому слою расстояние между такими горизонтальными частями соседних скважин оказывается равным  $800 - 12,5 = 787,5$  м.

А если доля эффективной толщины в общей толщине вдвое больше, то горизонтальная часть по каждому обособленному слою тоже вдвое больше  $12,5 \cdot 2 = 25$  м и расстояние по слою между соседними скважинами равно  $800 - 25 = 775$  м.

А если число слоев вдвое меньше, то горизонтальная часть по каждому обособленному слою будет вдвое больше  $25 \cdot 2 = 50$  м и расстояние между соседними скважинами будет  $800 - 50 = 750$  м.

Так возникают большие расстояния между скважинами, деформирование и разрежение сетки скважин со всеми известными отрицательными последствиями.

Поскольку от горизонтальной части длиной в 400 м по каждому обособленному слою остается всего 12,5–25–50 м, то есть смысл вместо горизонтальных скважин создавать скважины-елки, т.е. вертикальные скважины с короткими горизонтальными ветвями в каждом обособленном слое.

Под скважиной-елкой понимается обычная вертикальная

скважина с обычной перфорацией, у которой дополнительно были созданы горизонтальные каналы. Эти каналы добавлены к стволу скважины, как ветви к стволу дерева. До этого скважину уже эксплуатировали в качестве добывающей или нагнетательной, выявили неудовлетворительно работающие части толщины нефтяных пластов и дополнительные горизонтальные каналы осуществили избирательно в нужных местах, чтобы увеличить текущую и суммарную добычу нефти.

Будем рассматривать нефтяной пласт толщиной  $h$ . Применена равномерная квадратная сетка скважин с расстоянием между соседними скважинами  $2\sigma$ . Будем рассматривать участок, дренируемый одной скважиной, с площадью  $(2\sigma)^2$  и периметром  $4 \cdot 2\sigma$ . Радиус скважины  $r_c$ . В пределах толщины нефтяного пласта по стволу скважины равномерно расположены  $n$  горизонтальных каналов, каждый длиной  $l$  и радиусом  $r_{c*}$ . При этом в пределах пласта выделяется  $n$  гидродинамически обособленных слоев. Будем рассматривать один такой слой толщиной  $h_* = \frac{h}{n}$ . В пределах этого слоя в центре рассматриваемого участка находится скважина (часть вертикальной скважины длиной  $h_*$ ) и один горизонтальный канал. Рассматриваемый участок разделим на два участка: центральный (в окрестности скважины и горизонтального канала) и периферийный – весь остальной рассматриваемый участок за вычетом центрального участка. Размеры центрального участка, в соответствии с идеями и результатами И.А. Чарного, прямо связаны с толщиной слоя  $h_*$ . Площадь центрального участка равна  $(l + 2r_c + h_*)(2r_c + h_*)$ , его периметр равен  $(2l + 4 \cdot 2r_c + 4h_*)$ .

В пределах центрального участка фильтрационное сопротивление вертикальной скважины равно

$$\frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{h_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{4(h_* + 2r_c)}{2\pi r_c};$$

фильтрационное сопротивление горизонтального канала равно

$$\frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{l} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{4(h_* + 2r_{c*})}{2\pi r_{c*}};$$

в пределах центрального участка вертикальная скважина и горизонтальный канал действуют параллельно, поэтому суммировать надо величины, обратные их фильтрационным сопротивлениям, и от полученной суммы переходить к результирующему фильтрационному сопротивлению:

$$\frac{1}{\frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{h_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{4(h_*+2r_c)}{2\pi r_c} + \frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{l} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{4(h_*+2r_{c*})}{2\pi r_{c*}}} =$$

$$= \frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{1}{\frac{h_*}{\ln \frac{4(h_*+2r_c)}{2\pi r_c}} + \frac{l}{\ln \frac{4(h_*+2r_{c*})}{2\pi r_{c*}}}}.$$

С этим фильтрационным сопротивлением надо суммировать фильтрационное сопротивление периферийного участка

$$\frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{h_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2l + 4 \cdot 2r_c + 4h_*}.$$

В итоге получается

$$\frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{2\pi} \left[ \frac{1}{\frac{h_*}{\ln \frac{4(h_*+2r_c)}{2\pi r_c}} + \frac{l}{\ln \frac{4(h_*+2r_{c*})}{2\pi r_{c*}}}} + \frac{4 \cdot 2\sigma}{2l + 4 \cdot 2r_c + 4h_*} \right].$$

Для сравнения приведем фильтрационное сопротивление рассматриваемого участка с вертикальной скважиной без горизонтального канала

$$\frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{h_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2r_c}.$$

С учетом этого получается формула уменьшения фильтрационного сопротивления и увеличения дебита скважины-елки по сравнению с обычной вертикальной скважиной:

$$v = \frac{\frac{1}{h_*} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2\pi r_c}}{\frac{1}{\frac{h_*}{\ln \frac{4(h_*+2r_c)}{2\pi r_c}} + \frac{l}{\ln \frac{4(h_*+2r_{c*})}{2\pi r_{c*}}}} + \frac{1}{h_*} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2l + 4 \cdot 2\pi r_c + 4h_*}} =$$

$$= \frac{\ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2\pi r_c}}{\frac{1}{\frac{h_*}{\ln \frac{4(h_* + 2r_c)}{2\pi r_c}} + \frac{l}{h_*} \cdot \frac{l}{\ln \frac{4(h_* + 2r_{c*})}{2\pi r_{c*}}}} + \ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2l + 4 \cdot 2r_c + 4h_*}$$

Осуществим замену  $h_* = \frac{h}{n}$ , тогда

$$v = \frac{\ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2\pi r_c}}{\frac{1}{\frac{4 \left( \frac{h}{n} + 2r_c \right)}{\ln \frac{4 \left( \frac{h}{n} + 2r_c \right)}{2\pi r_c}} + \frac{l}{h} \cdot n \cdot \frac{l}{\ln \frac{4 \left( \frac{h}{n} + 2r_{c*} \right)}{2\pi r_{c*}}}} + \ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2l + 4 \cdot 2r_c + 4 \frac{h}{n}}$$

По последней формуле для нефтяной площади с равномерной квадратной сеткой размещения скважин с плотностью  $(2\sigma)^2 = 160\,000 \text{ м}^2/\text{скв.} = 16 \text{ га}/\text{скв.}$  были сделаны расчеты увеличения дебита нефти при применении скважин-елок по сравнению с вертикальными скважинами. Результаты расчетов представлены в табл. 4.10 для различных численных значений приведенного радиуса вертикальной скважины

$$r_c, \text{ м} \dots\dots\dots 0,1 \quad 0,04 \quad 0,01$$

радиуса горизонтального канала  $r_{c*} = 0,04 \text{ м}$ , расстояния между горизонтальными каналами

$$h_* = \frac{h}{n}, \text{ м} \dots\dots\dots 1 \quad 2 \quad 5$$

и длины горизонтального канала

$$l, \text{ м} \dots\dots\dots 0,5 \quad 1 \quad 2 \quad 5 \quad 10 \quad 20$$

Приведенные радиусы вертикальных скважин  $r_c = 0,04 \text{ м}$  и  $r_c = 0,01 \text{ м}$  соответствуют разной степени засорения их призабойных зон. Понятно, что в таких скважинах эффект от создания горизонтальных каналов заметно выше.

Рассмотренные условия  $h_* = 1 \text{ м}$  и  $h_* = 2 \text{ м}$  вполне реальны, поскольку на многих нефтяных месторождениях обособленные нефтяные слои имеют эффективную толщину 1–2 м.

Таблица 4.11 рассчитана для следующих условий:  $(2\sigma)^2 = 16 \text{ га}/\text{скв.}$  и  $2\sigma = 400 \text{ м}$ ,  $h_* = \frac{h}{n} = 0,1 \text{ м}$  и  $r_{c*} = 0,005 \text{ м}$ .



Таблица 4.10  
Увеличение дебита  $u$  скважины-елки

$l, \text{ м}$	$r_c, \text{ м}$		
	0,1	0,04	0,01
$h_e = 1 \text{ м}$			
0,5	1,102	1,152	1,243
1	1,180	1,259	1,397
2	1,317	1,411	1,598
5	1,529	1,688	1,938
10	1,776	1,971	1,273
20	2,115	2,353	2,720
$h_e = 2 \text{ м}$			
10	1,685	1,859	2,132
20	2,036	2,261	2,607
$h_e = 5 \text{ м}$			
10	1,562	1,702	1,922
20	1,910	2,107	2,415

Таблица 4.11  
Увеличение дебита  $u$  скважины  
при глубокой перфорации

$l, \text{ м}$	$r_c, \text{ м}$	
	0,1	0,01
0,5	1,140	1,370
1	1,225	1,513

Приведенные в табл. 4.11 результаты показывают увеличение дебита скважины при дополнительном применении глубокой перфорации. При этом на 1 м эффективной толщины нефтяных пластов делается 10 перфорационных отверстий, радиус перфорационных каналов  $r_{c*} = 0,005 \text{ м} = 5 \text{ мм}$ , их диаметр 1 см, глубина  $l = 0,5 \text{ м}$  и  $l = 1 \text{ м}$ .

Видно, что при засоренной призабойной зоне нефтяных пластов (приведенный радиус скважины  $r_c = 0,01 \text{ м}$  значительно меньше ее физического радиуса) существенно возрастает эффективность глубокой перфорации.

Интересные результаты расчетов представлены в табл. 4.12. Сами эти расчеты носили исследовательский характер, поскольку надо было определиться с размерами и параметрами создаваемых устройств для производства горизонтальных каналов. Для чего надо было установить зависимость снижения фильтрационного сопротивления и, соответственно, увеличения дебита скважины от числа горизонтальных каналов на единицу эффективной толщины нефтяных пластов (от

$n_* = \frac{1}{h_*} = \frac{n}{h}$ ), и от радиуса горизонтального канала ( $r_{c*}$ ) и от глубины горизонтального канала ( $l$ ). Приведенные результаты ясно показывают, что наиболее сильное влияние оказывает глубина канала ( $l$ ). Неожиданным получилось относительно слабое влияние радиуса канала ( $r_{c*}$ ) и числа каналов ( $n_*$ ). Однако совершенно ясно, что горизонтальные каналы должны быть во всех без пропусков обособленных нефтяных слоях, иначе будут потери запасов нефти.

Таблица 4.12

**Увеличение дебита  $v$  скважины при глубокой перфорации**

Расстояние между отверстиями $h_*$ , м	Приведенный радиус скважины $r_c$ , м	Глубина отверстия $l$ , м	Радиус отверстия $r_{c*}$ , м	Увеличение дебита скважины $v_q$ , м
0,1	0,1/0,01	0,2	0,008	1,072/1,234
0,2	0,1/0,01	0,2	0,008	1,062/1,194
0,2	0,1/0,01	0,4	0,008	1,110/1,303
0,2	0,1/0,01	0,7	0,008	1,168/1,414
0,2	0,1/0,01	0,7	0,012	1,174/1,427
0,2	0,1/0,01	0,7	0,016	1,718/1,436
1,0	0,1/0,01	0,2	0,015	1,291/1,540
1,0	0,1/0,01	0,2	0,020	1,299/1,556
1,0	0,1/0,01	0,2	0,025	1,306/1,569
2,0	0,1/0,01	0,2	0,015	1,209/1,407
3,0	0,1/0,01	0,2	0,015	1,173/1,326

Таким образом, здесь была дана формула, позволяющая рассчитать увеличение дебита скважины после ее дополнительной глубокой перфорации или создания у нее горизонтальных каналов. Выполненные по этой формуле расчеты показывают высокую эффективность скважин-елок по дебиту нефти. Благодаря возможной избирательности скважины-елки будут обеспечивать увеличение нефтеотдачи пластов.

#### 4.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

*На нефтяных месторождениях Западной Сибири много малопродуктивных скважин, эксплуатация которых экономически нерентабельна. С этими скважинами связаны огромные еще не отобранные извлекаемые запасы нефти. Ради отбора этих запасов нефти необходимо значительно увеличить продуктивность малопродуктивных скважин. Извест-*

ным сильнодействующим средством увеличения продуктивности является гидравлический разрыв пластов (ГРП).

Однако необходимо учитывать, что наблюдаемая высокая эффективность гидроразрывов (увеличение дебита нефти в 3–5–10 раз) обычно связана с преодолением прискважинной сильнозасоренной и потому низкопроницаемой зоны нефтяных пластов, которая была засорена при бурении и эксплуатации скважин. К сожалению, часто применяемая технология эксплуатации такова, что после проведения гидроразрыва резко возросшая продуктивность пластов снижается в том же темпе, как снижалась до проведения гидроразрыва. Можно провести детальные расчеты и убедиться, что такая технология эксплуатации скважин вместе с проведением гидроразрывов с учетом некоторой аварийности скважин при гидроразрывах может привести к существенным потерям утвержденных извлекаемых запасов нефти.

Поэтому становится понятно, что необходимо коренное улучшение применяемой технологии бурения, освоения и эксплуатации скважин, чтобы не было резкого снижения природной продуктивности нефтяных пластов; также необходимо усовершенствование технологии гидроразрыва, чтобы он проводился более направленно, чтобы исключить аварийное выбитие скважин.

Будем рассматривать эффективность вертикальных трещин, образующихся при гидравлическом разрыве нефтяного пласта.

Начнем с известного факта: под воздействием высокого внутреннего давления труба обычно разрывается вдоль, а не поперек. По этой идее трещины должны быть вертикальными. Когда трещины оказываются горизонтальными, то в многослойном нефтяном пласте, разделенном многими непроницаемыми прослоями, возникает серьезная проблема потери значительной части подвижных запасов нефти в других соседних нефтяных слоях, незатронутых гидроразрывом.

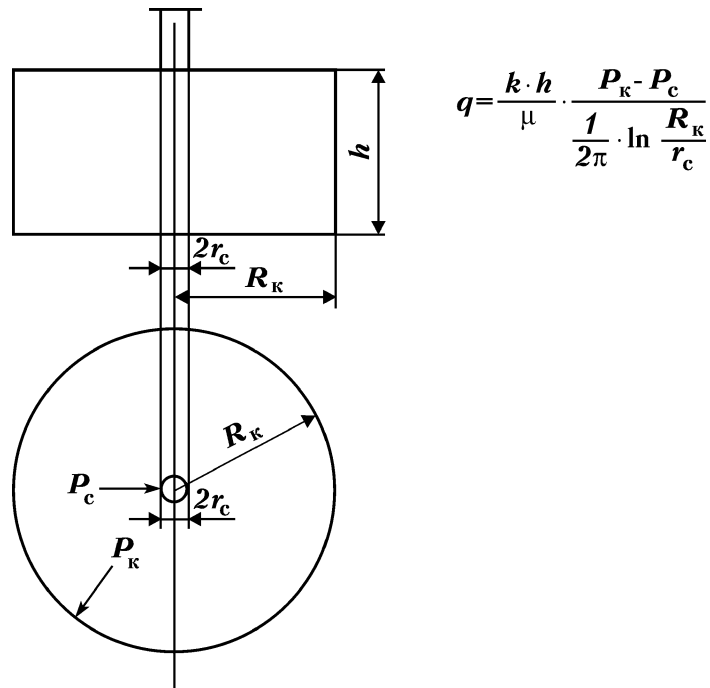
Сошлемся на книгу Ю.П. Желтова [3], где на рис. 27 показана вертикальная (наклонная) трещина.

Эффективность гидроразрывов будем определять не для отдельных обособленных скважин, а для системы совместно работающих добывающих и нагнетательных скважин, для типичного элемента этой системы. Эта эффективность выражается в уменьшении общего фильтрационного сопротивления или, при соблюдении постоянной разности забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин  $P_{сн} - P_{сз} = \text{const}$ , в увеличении общего дебита жидкости и общего дебита нефти.

Эффективность создаваемых вертикальных трещин будем

определять по вертикальным скважинам. Поэтому начнем с определения дебита вертикальных скважин.

Вертикальная скважина (рис. 4.11) – в центре кругового участка нефтяного пласта, обладающего гидропроводностью  $\frac{k \cdot h}{\mu}$  (где  $k$  и  $h$  – проницаемость и эффективная толщина нефтяного пласта;  $\mu$  – вязкость нефти). На забое скважины – забойное давление  $P_c$ , на контуре кругового участка пласта – пластовое давление  $P_k$ . Радиус самой скважины  $r_c$ , радиус дренируемого ею кругового участка пласта  $R_k$ . Формула дебита скважины имеет следующий вид:



$$q = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_c}{\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}$$

Рис. 4.11. Вертикальная скважина в центре кругового участка нефтяного пласта

где кроме гидропроводности  $\frac{k \cdot h}{\mu}$  и разности давлений ( $P_k - P_c$ ) содержится геометрическое фильтрационное сопротивление  $\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}$ .

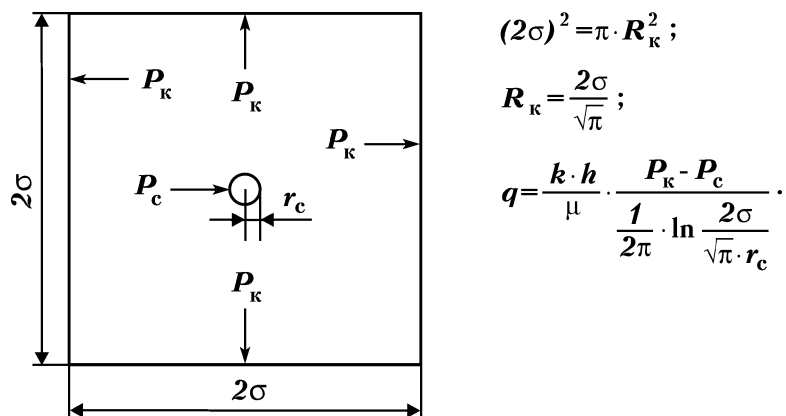


Рис. 4.12. Вертикальная скважина в центре квадратного участка нефтяного пласта.  $\hat{e}_k$  – давление задано на четырех сторонах

Вертикальная скважина (рис. 4.12) – в центре квадратного участка нефтяного пласта. Сторона квадрата равна  $2\sigma$ . На всех четырех сторонах квадрата поддерживается пластовое давление  $P_k$ . Это элемент 5-точечной схемы площадного заводнения. Геометрическое фильтрационное сопротивление равно  $\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{\sqrt{\pi} \cdot r_c}$ .

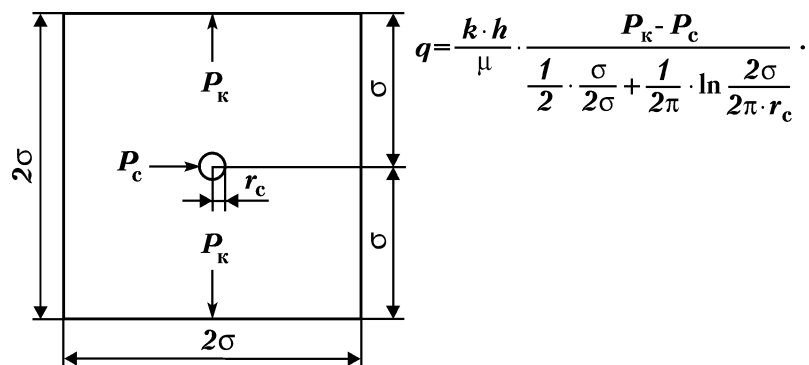


Рис. 4.13. Вертикальная скважина в центре квадратного участка нефтяного пласта.  $\hat{e}_k$  – давление задано на двух сторонах

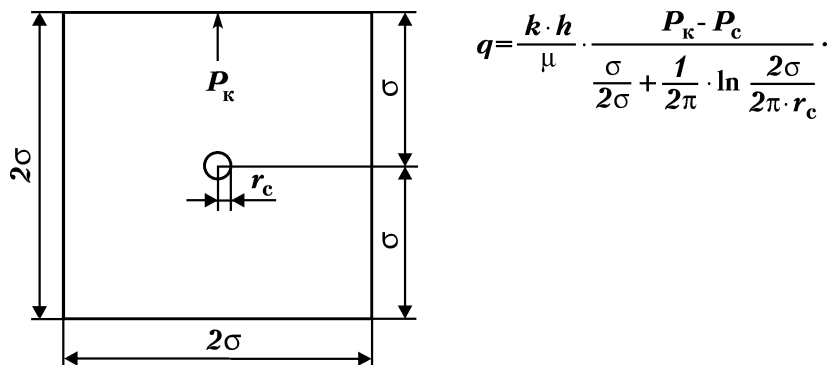


Рис. 4.14. Вертикальная скважина в центре квадратного участка нефтяного пласта.  $P_k$  – давление задано на одной стороне

Вертикальная скважина (рис. 4.13) – в центре квадратного участка нефтяного пласта, но пластовое давление  $P_k$  поддерживается только на двух сторонах квадрата. Это элемент линейной (однорядной) площадной (рядной) системы заводнения. Геометрическое фильтрационное сопротивление равно

$$\frac{1}{2} \cdot \frac{\sigma}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{4} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}$$

Вертикальная скважина (рис. 4.14) – в центре квадратного участка нефтяного пласта, но пластовое давление  $P_k$  поддерживается только с одной стороны. Это элемент двухрядной полосы – с двумя рядами добывающих скважин в полосе между двумя рядами нагнетательных скважин. Геометрическое фильтрационное сопротивление равно

$$\frac{\sigma}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}$$

На рис. 4.15 изображен элемент линейной схемы площадного заводнения или однорядной полосы, который содержит половину нагнетательной скважины и половину добывающей скважины. Забойные давления нагнетательной и добывающей скважин соответственно  $P_{сн}$  и  $P_{сд}$ ,  $\mu_*$  – соотношение подвижностей закачиваемого вытесняющего агента (обычно закачиваемой воды) и нефти в пластовых условиях. При этом геометрическое фильтрационное сопротивление

$$\begin{aligned}\Omega_r &= \frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \\ &= \frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}.\end{aligned}$$

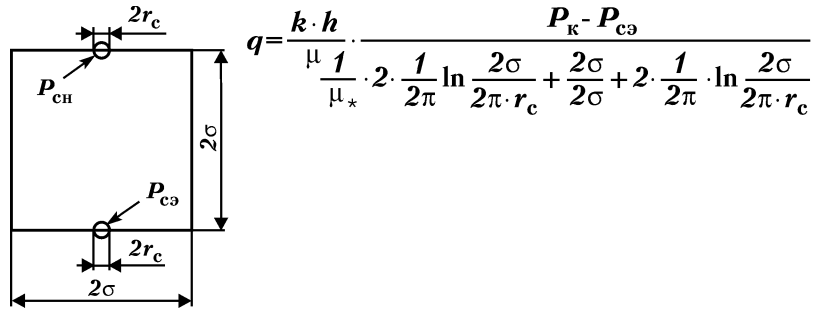


Рис. 4.15. Элемент однорядной полосы

При  $2\sigma = 400$  м и  $r_c = 0,1$  м  $\Omega_r = \frac{1}{\mu_*} \cdot 2,055 + 1 + 2,055$ .

Видно, что в геометрическом фильтрационном сопротивлении логарифмическая компонента является главной (при  $\mu_* = 1$  она составляет более 80 %), т.е. основной преобладающей является плоско-радиальная фильтрация. Поэтому рассмотрим участки нефтяного пласта с плоско-радиальной фильтрацией (см. рис. 4.11 и рис. 4.12).

При  $2\sigma = 400$  м,  $R_k = \frac{2\sigma}{\sqrt{\pi}} = 255,7$  м и  $r_c = 0,1$  м разделим зону дренирования скважины на десять кольцевых участков, одинаковых по фильтрационному сопротивлению:

$$\begin{aligned}\Omega_r &= \ln \frac{R_k}{r_c} = \ln \left( \frac{R_1}{r_c} \cdot \frac{R_2}{R_1} \cdot \frac{R_3}{R_2} \cdot \frac{R_4}{R_3} \cdot \frac{R_5}{R_4} \cdot \frac{R_6}{R_5} \cdot \frac{R_7}{R_6} \cdot \frac{R_8}{R_7} \cdot \frac{R_9}{R_8} \cdot \frac{R_k}{R_9} \right) = \\ &= \ln \rho^{10} = 10 \cdot \ln \rho = \ln \frac{225,7}{0,1} = 7,722; \quad \ln \rho = 0,7722; \quad \rho = 2,1645;\end{aligned}$$

$$R_1 = r_c \cdot \rho = 0,2165 \text{ м} = 21,65 \text{ см}; \quad R_2 = r_c \cdot \rho^2 = 0,4685 \text{ м} = 46,85 \text{ см};$$

$$R_5 = r_c \cdot \rho^5 = 4,75 \text{ м} = 475 \text{ см}.$$

Покажем доли участия соответствующих прискважинных зон в общем фильтрационном сопротивлении, в общей площа-

ди и соответственно в общем объеме, в общих геологических запасах нефти:

$R$ , м .....	0,22	0,47	1,01	2,19	4,75
$S = \pi \cdot R^2$ , м <sup>2</sup> .....	0,15	0,69	3,23	15,13	70,91
Для общего фильтрационного сопротивления, % .....	10	20	30	40	50
Доля площади, объема и геологических запасов нефти, % .....	0,0001	0,0004	0,002	0,01	0,04
$R$ , м .....	10,28	22,26	48,18	104,3	225,7
$S = \pi \cdot R^2$ , м <sup>2</sup> .....	332,19	1556,3	7291,2	34159	160000
Для общего фильтрационного сопротивления, % .....	60	70	80	90	100
Доля площади, объема и геологических запасов нефти, % .....	0,21	0,97	4,56	21,34	100

Из этих данных видно, что в однородном нефтяном пласте на долю прискважинного участка радиусом 0,47 м = 47 см приходится 20 % фильтрационного сопротивления и 0,0004 % площади, объема и геологических запасов нефти всей зоны дренирования скважины. Запасы нефти этого участка меньше запасов нефти всей зоны дренирования скважины в 250 000 раз. И если подвижные запасы нефти всей зоны отбираются за 9,5 лет, то выделенного прискважинного участка за – 3 ч.

Если в процессе бурения и эксплуатации скважины проницаемость выделенного прискважинного участка уменьшается по причине его засорения в 10 раз, то коэффициент продуктивности скважины уменьшается в  $\frac{20 \cdot 10 + (100 - 20)}{100} = 2,8$  раза, а если проницаемость рассматриваемого участка уменьшается в 50 раз, то коэффициент продуктивности скважины уменьшается в  $\frac{20 \cdot 50 + (100 - 20)}{100} = 10,8$  раза.

Тогда в первом случае на долю рассматриваемого участка пласта приходится не 20 % общего фильтрационного сопротивления, а  $\frac{20 \cdot 10}{20 \cdot 10 + (100 - 20)} \cdot 100\% = 71,4\%$ , а во втором случае –  $\frac{20 \cdot 50}{20 \cdot 50 + (100 - 20)} \cdot 100\% = 92,6\%$ . Соответственно упругий запас жидкости созданной скважиной воронки депрессии уменьшится в  $\frac{100 - 20}{100 - 71,4} = 2,8$  раза и в  $\frac{100 - 20}{100 - 92,6} = 10,8$  раза. Получается, что во сколько раз уменьшились коэффициент продуктивности и видимая проницаемость, во столько раз уменьшился упругий запас жидкости воронки депрессии, который выполняется при остановке добывающей скважины. Понятно, что этот выделен-



ный прискважинный участок пласта содержит пренебрежимо малый упругий запас жидкости. Но также пренебрежимо малый упругий запас жидкости (0,04 % от общего упругого запаса жидкости всей зоны дренирования скважины) содержит прискважинный участок пласта радиусом 4,75 м, на долю которого в случае однородного пласта приходится 50 % общего фильтрационного сопротивления.

Если подвижные запасы нефти зоны дренирования скважины отбираются за 9,5 лет, то прискважинного участка радиусом 4,75 м отбираются за 300 ч, или 12,5 сут.

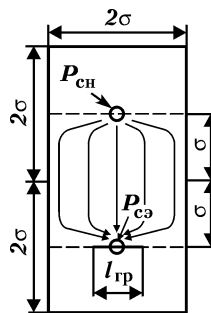
Если проницаемость этого участка ухудшена в 10 раз, то на его долю будет приходиться не 50 % общего фильтрационного сопротивления, а  $\frac{50 \cdot 10}{50 \cdot 10 + (100 - 20)} \cdot 100\% = 90,9\%$  и упру-

гий запас воронки депрессии скважины уменьшится в  $\frac{100-50}{100-90,9} = 5,5$  раза.

Еще обратим внимание на прискважинный участок пласта радиусом 22,26 м, на долю которого приходится около 1 % площади (объема, геологических запасов нефти) и в случае однородного пласта 70 % общего фильтрационного сопротивления зоны дренирования скважины, а если произошло засорение пласта и снижение его проницаемости, то значительно больше 70 %.

Далее будем рассматривать работу скважин, по которым уже осуществлен гидроразрыв нефтяного пласта и созданы вертикальные трещины шириной  $l_{гр}$ , направленные лучшим образом вдоль линии рядов скважин.

На рис. 4.16 показан элемент линейной (однорядной) сис-



$$q = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр}}}$$

Рис. 4.16. Элемент однорядной системы заводнения при гидроразрыве пласта по всем добывающим скважинам

темы заводнения, где имеет место чередование линейных рядов нагнетательных и добывающих скважин. Гидроразрыв нефтяного пласта осуществлен по всем добывающим скважинам. Но как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах до осуществления гидроразрыва прискважинные участки пласта не были засорены. При этом геометрическое фильтрационное сопротивление равно

$$\begin{aligned}\Omega_{гр} &= \frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр}} = \\ &= \frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \ln \frac{2\sigma}{l_{гр}}.\end{aligned}$$

Коэффициент уменьшения фильтрационного сопротивления благодаря проведению гидроразрыва нефтяного пласта в добывающих скважинах равен

$$\nu = \frac{\Omega_{гр}}{\Omega_{гр}} = \frac{\frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}{\frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр}}}.$$

При  $2\sigma = 400$  м и  $r_c = 0,1$  м получаются значения, приведенные в табл. 4.13.

Таблица 4.13

**Значения  $\nu$  – увеличения продуктивности (уменьшения фильтрационного сопротивления) за счет гидроразрыва нефтяного пласта при различных значениях  $l_{гр}$  – длины вертикальной трещины и различных значениях  $\mu_*$  – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях**

$\mu_*$	$\Omega_{гр}$ без ГРП	$l_{гр}$ , м			
		5	10	20	40
1	5,112	1,149	1,209	1,275	1,349
4	3,570	1,227	1,328	1,447	1,589
9	3,284	1,252	1,367	1,505	1,674
16	3,185	1,262	1,383	1,529	1,711
25	3,138	1,267	1,391	1,541	1,729

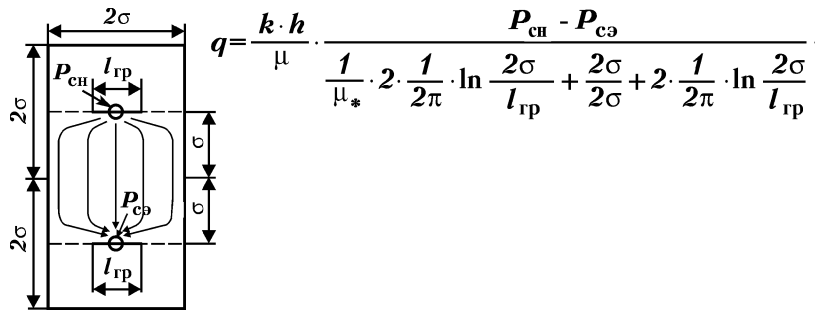
Как видно из этой таблицы, проведенный лучшим образом гидроразрыв нефтяного пласта, создавший вертикальную трещину длиной 10–40 м у всех добывающих скважин, увеличивает общую продуктивность системы добывающих и нагнетательных скважин в 1,2–1,7 раза.

На рис. 4.17 показан элемент линейной (однорядной) системы заводнения, аналогичный тому, который был показан на

рис. 4.16, кроме одного: гидроразрыв пласта осуществлен во всех добывающих и нагнетательных скважинах.

При этом геометрическое фильтрационное сопротивление равно

$$\begin{aligned}\Omega_{гр} &= \frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр}} + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр}} = \\ &= \frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр}} + 1 + \frac{1}{\pi} \ln \frac{2\sigma}{l_{гр}}.\end{aligned}$$



$$q = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр}} + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр}}}$$

Рис. 4.17. Элемент однорядной системы заводнения при гидроразрыве пласта по всем нагнетательным и добывающим скважинам

Коэффициент уменьшения фильтрационного сопротивления благодаря проведению гидроразрыва пласта в добывающих и нагнетательных скважинах

$$\nu = \frac{\Omega_{г}}{\Omega_{гр}} = \frac{\frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}{\frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр}} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр}}}.$$

При  $2\sigma = 400$  м и  $r_c = 0,1$  м получаются значения, приведенные в табл. 4.14.

Как видно из этой таблицы, гидроразрыв нефтяного пласта (при длине вертикальной трещины  $l_{гр} = 10\div 40$  м), проведенный по всем добывающим и нагнетательным скважинам, увеличивает их общую продуктивность в 1,4–2 раза.

Далее определим эффективность гидроразрыва нефтяного пласта по скважинам, у которых до того по прискважинному участку радиусом  $R_5 = 4,75$  м проницаемость была ухудшена в 10 раз, вследствие чего коэффициенты продуктивности и при-

Таблица 4.14

Значения  $v$  – увеличения продуктивности за счет гидроразрыва нефтяного пласта при различных значениях  $l_{гр}$  – длины вертикальной трещины и  $\mu_*$  – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях

$\mu_*$	$\Omega_r$ без ГРП	$l_{гр}, \text{ м}$			
		5	10	20	40
1	5,112	1,349	1,527	1,758	2,073
4	3,570	1,301	1,447	1,629	1,863
9	3,284	1,288	1,425	1,595	1,810
16	3,185	1,283	1,417	1,582	1,791
25	3,138	1,280	1,413	1,576	1,781

емистости скважин были снижены в 5,5 раза. При этом внутренние фильтрационные сопротивления были увеличены в 6,84 раза.

Геометрическое фильтрационное сопротивление до проведения в скважинах гидроразрыва пласта было равно

$$\Omega_r = 5,5 \cdot \left[ \frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} \right],$$

а после проведения гидроразрыва пласта в добывающих и нагнетательных скважинах стало равно

$$\Omega_{гр} = \frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр} - 2 \cdot R_5} + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр} - 2 \cdot R_5}.$$

При этом коэффициент уменьшения фильтрационного сопротивления и увеличения продуктивности скважин стал равен

$$v = \frac{\Omega_r}{\Omega_{гр}} = \frac{5,5 \cdot \left[ \frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} \right]}{\frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр} - 2 \cdot R_5} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр} - 2 \cdot R_5}}.$$

При  $2\sigma = 400$  м,  $r_c = 0,1$  м и  $2R_5 = 9,5$  м получаются значения, приведенные в табл. 4.15.

Из этой таблицы видно, что, если прискважинный участок нефтяного пласта радиусом  $R_5 = 4,75$  м сильно засорен и его проницаемость уменьшена в 10 раз, а продуктивность скважины уменьшена в 5,5 раза, то применение гидроразрыва пласта и создание вертикальной трещины длиной 20–40 м восстанавливает и увеличивает продуктивность скважины в 8–10 раз.

А если засорена ближайшая прискважинная зона нефтяного

Таблица 4.15

Значения  $\nu$  – увеличения продуктивности за счет гидроразрыва нефтяного пласта при различных значениях  $l_{гр}$  – длины вертикальной трещины и  $\mu_*$  – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях

$\mu_*$	$\Omega_r$ без ГРП	$l_{гр}, м$		
		20	40	80
1	28,116	8,476	10,656	13,356
4	19,635	8,019	9,701	11,614
9	18,062	7,897	9,455	11,191
16	17,518	7,852	9,365	11,038
25	17,259	7,828	9,319	10,960

пласта радиусом  $R_2 = 47$  см и диаметром  $2R_2 = 94$  см  $\cong 1$  м и проницаемость этой прискважинной зоны уменьшена в 10 раз, а продуктивность скважины уменьшена в 2,8 раза, то применение гидроразрыва нефтяного пласта во всех добывающих и нагнетательных скважинах уменьшает общее фильтрационное сопротивление и увеличивает общую продуктивность во столько раз

$$\nu = \frac{\Omega_r}{\Omega_{гр}} = \frac{2,8 \cdot \left[ \frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} \right]}{\frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр} - 2 \cdot R_2} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр} - 2 \cdot R_2}}$$

При  $2\sigma = 400$  м,  $r_c = 0,1$  м и  $2R_2 = 1$  м получаются значения, приведенные в табл. 4.16.

Таблица 4.16

Значения  $\nu$  – увеличения продуктивности за счет гидроразрыва нефтяного пласта при различных значениях  $l_{гр}$  – длины вертикальной трещины и  $\mu_*$  – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях

$\mu_*$	$\Omega_r$ без ГРП	$l_{гр}, м$				
		5	10	20	40	80
1	14,314	3,640	4,191	4,835	5,768	7,043
4	9,996	3,530	3,984	4,518	5,189	6,075
9	9,195	3,498	3,926	4,426	5,043	5,844
16	8,918	3,487	3,906	4,393	4,989	5,759
25	8,786	3,480	3,895	4,374	4,962	5,716

Из этой таблицы видно, что при длине вертикальной трещины 20–40 м продуктивность увеличивается в 4,4–5,8 раза.

При длине вертикальной трещины 20–40 м, во-первых, восстанавливается природная продуктивность нефтяного пласта (до того уменьшенная в 2,8–5,5 раза), во-вторых, продуктивность дополнительно увеличивается в 1,5–2 раза.

В последнем примере прискважинный участок нефтяного

пласта, где происходит засорение и значительное снижение проницаемости, имеет радиус  $R_2 = 47$  см. В таких случаях вместо гидроразрыва пласта вполне возможно применить интенсивную глубокую перфорацию с перфорационными каналами глубиной 50–100 см и радиусом  $r_{c*} = 0,5$  см, при числе перфорационных каналов на 1 м эффективной толщины нефтяных пластов, равном 10 или 20.

На рис. 4.18 схематично показана часть скважины с глубокой перфорацией. При этом геометрическое фильтрационное сопротивление равно

$$\begin{aligned} \Omega_{\text{гп}} &= \frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \left[ \frac{h_*}{l-\varepsilon} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{h_*}{2\pi \cdot r_{c*}} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l-\varepsilon} \right] + \frac{2\sigma}{2\sigma} + \\ &+ 2 \cdot \left[ \frac{h_*}{l-\varepsilon} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{h_*}{2\pi \cdot r_{c*}} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l-\varepsilon} \right] = \\ &= \frac{1}{\mu_*} \cdot \left[ \frac{h_*}{l-\varepsilon} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{h_*}{2\pi \cdot r_{c*}} + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l-\varepsilon} \right] + 1 + \\ &+ \left[ \frac{h_*}{l-\varepsilon} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{h_*}{2\pi \cdot r_{c*}} + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l-\varepsilon} \right], \end{aligned}$$

где  $\varepsilon = R_2 - r_c$ ;

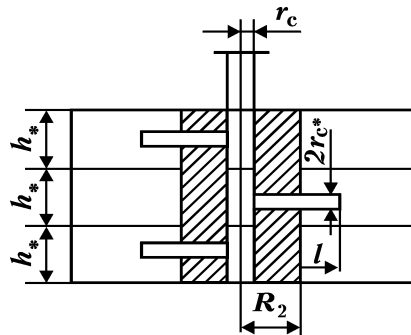


Рис. 4.18. Схема части скважины с глубокой перфорацией

$$q = \frac{k \cdot h}{\mu} \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сз}}}{\frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \left( \frac{h_*}{l-\varepsilon} + \frac{1}{2\pi} \ln \frac{h_*}{2\pi \cdot r_{c*}} + \frac{1}{2\pi} \ln \frac{2\sigma}{l-\varepsilon} \right) + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \left( \frac{h_*}{l-\varepsilon} \cdot \frac{1}{2\pi} \ln \frac{h_*}{2\pi \cdot r_{c*}} + \frac{1}{2\pi} \ln \frac{2\sigma}{l-\varepsilon} \right)},$$

где  $\varepsilon = R_2 + r_c$ .

А коэффициент уменьшения фильтрационного сопротивления или увеличения продуктивности системы добывающих и

нагнетательных скважин с интенсивной глубокой перфорацией равен

$$v = \frac{\Omega_r}{\Omega_{гп}} = \frac{2,8 \cdot \left[ \frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} \right]}{\frac{1}{\mu_*} \cdot \left[ \frac{h_*}{l-\varepsilon} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_{c*}} \right] + 1 + \left[ \frac{h_*}{l-\varepsilon} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_{c*}} + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l-\varepsilon} \right]}$$

При  $2\sigma = 400$  м,  $r_c = 0,1$  м,  $R_2 = 0,5$  м,  $\varepsilon = R_2 - r_c = 0,4$  м,  
 $h_* = \frac{1}{10} = 0,1$  м,  $r_{c*} = 0,005$  м

$$v = \frac{\Omega_r}{\Omega_{гп}} = \frac{\frac{5,754}{\mu_*} + 2,8 + 5,754}{\frac{1}{\mu_*} \cdot \left[ \frac{0,1}{l-0,4} \cdot 0,3686 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{400}{l-0,4} \right] + 1 + \left[ \frac{0,1}{l-0,4} \cdot 0,3686 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{400}{l-0,4} \right]}$$

получаются значения, приведенные в табл. 4.17.

Таблица 4.17

**Значения  $v$  – увеличения продуктивности за счет интенсивной глубокой перфорации нефтяных пластов при различных значениях  $l$  – глубины перфорации и  $\mu_*$  – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти**

$\mu_*$	$\Omega_r$ без глубокой перфорации	$l$ , м				
		0,5	0,6	0,7	1,0	1,5
1	14,314	2,040	2,306	2,458	2,720	2,969
4	9,996	2,100	2,349	2,489	2,728	2,951
9	9,195	2,117	2,362	2,498	2,730	2,945
16	8,918	2,125	2,368	2,502	2,732	2,943
25	8,786	2,128	2,370	2,503	2,732	2,942

Из этой таблицы видно, что интенсивная глубокая перфорация с глубиной перфорационных каналов 50–70 см позволяет на 70–90 % восстановить первоначальную продуктивность нефтяных пластов; при глубине перфорационных каналов 1–1,5 м позволяет на 97 % восстановить первоначальную продуктивность пластов и даже превзойти ее на 5–6 %.

Пока здесь были рассмотрены лучшие по своей форме вертикальные трещины, расположенные вдоль добывающих и нагнетательных рядов, которые дают только положительные эффекты: увеличивают продуктивность скважин и даже уменьшают неравномерность вытеснения нефти закачиваемой водой и по этой причине в какой-то мере увеличивают нефтеотдачу пластов. Такую трещину можно себе представить в виде ко-

роткой галерейной выработки или галереи. Поэтому становится понятным простой принцип построения формул дебитов скважин после применения гидроразрыва пласта и относительного увеличения их продуктивности. Но эти формулы оказываются достаточно универсальными, они вполне применимы при создании вертикальных трещин не параллельных, а перпендикулярных линиям рядов, если длина вертикальных трещин меньше 10–20 % расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами. Проблема возникает не в определении дебитов, а в определении неравномерности вытеснения нефти. При создании перпендикулярных вертикальных трещин уже не уменьшается, а, наоборот, увеличивается неравномерность вытеснения нефти. Приведем числовой пример: пусть расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами равно  $2\sigma = 400$  м, а длина каждой вертикальной трещины равна  $l_{\text{тр}} = 80$  м. При этом соотношение длин самой длинной и самой короткой линий тока, идущих от нагнетательной скважины к добывающей, будет:

до проведения гидроразрыва

$$M = \frac{\sigma + 2\sigma + \sigma}{2\sigma} = 2,$$

после проведения гидроразрыва пласта:

при создании продольных вертикальных трещин

$$M = \frac{2\sigma + 2\sigma - l}{2\sigma} = 2 - \frac{l}{2\sigma};$$

при создании поперечных вертикальных трещин

$$M = \frac{2\sigma + 2\sigma}{2\sigma - l} = \frac{2}{1 - \frac{l}{2\sigma}}.$$

Соответственно геометрическая неравномерность вытеснения нефти, характеризуемая квадратом коэффициента вариации, будет

$$V_r^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(M-1)^2}{M};$$

до проведения гидроразрыва пласта

$$V_r^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(2-1)^2}{2} = 0,333;$$



после проведения гидроразрыва при создании продольных вертикальных трещин

$$V_{\Gamma}^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(2-0,2-1)^2}{2-0,2} = 0,237;$$

после проведения гидроразрыва при создании поперечных вертикальных трещин

$$V_{\Gamma}^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{\left(\frac{2}{1-0,2}-1\right)^2}{\frac{2}{1-0,2}} = 0,600.$$

При действительной послойной неоднородности нефтяного пласта по проницаемости, характеризуемой квадратом коэффициента вариации  $V^2 = 0,333$ , результирующая неравномерность вытеснения нефти

$$V^2 = (1 + V_1^2) \cdot (1 + V_{\Gamma}^2) - 1.$$

При этом коэффициент использования подвижных запасов нефти определяется таким образом:

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

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

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

Таблица 4.18

Схема заводнения	$V_1^2$	$V_{\Gamma}^2$	$V^2$	$K_{\text{зн}}$	$K_{\text{зк}}$	$A$	$K_3$
Линейное заводнение без применения гидроразрыва	0,333	0,333	0,777	0,224	0,874	0,864	0,744
Линейное заводнение с применением гидроразрыва. Продольные вертикальные трещины	0,333	0,237	0,649	0,255	0,899	0,864	0,770
Линейное заводнение с применением гидроразрыва. Поперечные вертикальные трещины	0,333	0,600	1,133	0,168	0,810	0,864	0,682

Из табл. 4.18 видно, что применение гидроразрыва с продольными вертикальными трещинами увеличивает величину  $K_3$  – коэффициента использования подвижных запасов нефти и соответственно величину  $K_{но}$  – коэффициента нефтеотдачи пластов в  $\frac{0,770}{0,744}=1,035$  раза, а поперечные вертикальные трещины по сравнению с продольными вертикальными трещинами, наоборот, уменьшают коэффициент использования подвижных запасов нефти и коэффициент нефтеотдачи пластов в  $\frac{0,770}{0,682}=1,129$  раза.

Поскольку возможно определять эффективность как продольных, так и поперечных вертикальных трещин, то, значит, можно определять эффективность всех других вертикальных трещин и промежуточных между продольными и поперечными.

Несравненно сложнее определять эффективность горизонтальных трещин, если нефтяные пласты не являются монолитными – если они разделены непроницаемыми прослоями на отдельные обособленные нефтяные слои и горизонтальные трещины пойдут не по всем, а по отдельным нефтяным слоям. При этом будет значительно меньше увеличение продуктивности нефтяных пластов и значительно больше увеличение неравномерности вытеснения нефти. Поэтому встает резонный вопрос: а надо ли проводить такой гидроразрыв пласта, который создает горизонтальную трещину?

Расчеты показывают, что эффективность гидравлического разрыва зонально однородного нефтяного пласта не столь велика – продуктивность скважин повышается всего в 1,3–2 раза; что главный эффект (увеличение продуктивности скважины в 3–5 и более раз) связан с разрывом небольшой прискважинной сильно засоренной зоны нефтяного пласта, где проницаемость снижена в 10 и более раз.

Но для преодоления таких прискважинных низкопроницаемых зон нефтяного пласта можно применять не только гидравлический разрыв пласта, но и другие средства, например интенсивную глубокую перфорацию с глубиной перфорационных каналов 50–100 см и более. Тем более, что гидравлический разрыв пласта по длине и ориентации трещин в значительной мере имеет случайный характер, связанный с риском аварийности и потери некоторого числа скважин. Тогда как глубокая перфорация является контролируемой и управляемой и не связана с таким заметным риском аварийности и потери скважин.

В заключение отметим интересные фактические данные и результаты расчетов по многим нефтяным месторождениям Западной Сибири (Ватинское, Ермаковское, Кетовское, Мегионское, Новопокуровское, Покамасовское и Южно-Аганское), опубликованные Р.М. Курамшиным [4]:

*1 – Кратность увеличения дебита нефти добывающих скважин после проведения ГРП в среднем равна 6.*

По нашему мнению, такая высокая эффективность ГРП связана с преодолением прискважинной низкопроницаемой засоренной зоны пластов, которая по одним скважинам была засорена и не освоена в процессе бурения, по другим скважинам была засорена в процессе эксплуатации. По нашей оценке, радиус зоны засорения около 0,5 м.

*2 – Темп снижения продуктивности скважин во времени до проведения ГРП и после проведения ГРП примерно одинаковый.*

В среднем закономерность снижения продуктивности представляется следующей формулой – уравнением прямой линии:

$$y = b \cdot (1 - \alpha \cdot t) = 0,8 \cdot (1 - 0,25 \cdot t),$$

где  $t$  – в годах.

Те же самые данные в нашей интерпретации дают следующую среднюю закономерность снижения дебита нефти:

$$\frac{q}{q_0} = e^{-\alpha t} = e^{-0,3t},$$

где  $t$  – тоже в годах.

В качестве иллюстрации этой формулы приведем следующие данные:

$t$ , годы.....	1	2	3	4	5	6
$\frac{q_0}{q}$ , доли.....	0,741	0,549	0,407	0,301	0,223	0,165
$\frac{q_0}{q}$ , единицы.....	1,35	1,82	2,46	3,32	4,48	6,05

По этим данным видно, что через 6 лет эксплуатации продуктивность скважин снизится в среднем в 6 раз и достигнет того уровня, который был до проведения ГРП.

Однако такая технология бурения и эксплуатации скважин с массовым применением ГРП и 6-летним периодом падения их продуктивности может привести к существенным и значитель-

ным потерям запасов нефти. Поэтому необходимо совершенствовать технологию бурения и эксплуатации, не допускать столь значительного падения продуктивности скважин.

Здесь пока не была учтена аварийность, наблюдающаяся по скважинам при проведении ГРП, которая тоже приводит к потере скважин и запасов нефти. Поэтому необходимо совершенствование проведения ГРП.

Таким образом, здесь была рассмотрена причина эффективности гидравлического разрыва пласта и дан метод учета этой эффективности при проектировании разработки нефтяных месторождений.