

**ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА  
МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ  
НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

**ЧАСТЬ I**

*Методические указания к практическим занятиям  
для студентов бакалавриата направления 21.03.01,  
специальности 21.05.06*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2022**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА  
МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ  
НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

ЧАСТЬ I

*Методические указания к практическим занятиям  
для студентов бакалавриата направления 21.03.01,  
специальности 21.05.06*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2022

УДК 622.276.6 (073)

**ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ. Часть I:** Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет; Сост.: *Л.А. Сайченко*. СПб, 2022. 50 с.

Методические указания «Технология и техника методов повышения нефтеотдачи пластов» содержат разделы, в которых рассмотрены темы практических занятий по изучению существующих методик определения основных технологических параметров и показателей в области нефтегазовой промышленности. Методические указания предназначены для теоретической подготовки студентов направления подготовки 21.03.01, специальности 21.05.06., а также слушателей системы дополнительного профессионального образования в соответствии с учебным планом и программой дисциплины «Технология и техника методов повышения нефтеотдачи пластов».

Научный редактор доц. *Д.С. Тананыхин*

Рецензент к.т.н. *В.Н. Дурагин* (УНПХ ООО «Газпромнефть НТЦ»)

© Санкт-Петербургский  
горный университет, 2022

## **ВВЕДЕНИЕ**

Высокому уровню добычи нефти в России в свое время способствовало освоение новых нефтедобывающих центров страны и ввод в разработку крупных высокопродуктивных месторождений. Вместе с тем, высокий темп роста добычи нефти был достигнут благодаря применению прогрессивных методов и систем разработки нефтяных месторождений. Искусственное воздействие на нефтяные пласты явилось одним из главных условий, способствовавших быстрому росту добычи нефти в стране. В этом отношении наша нефтяная промышленность и наука достигли значительных успехов.

Извлечение остаточных и вновь вводимых в разработку трудно извлекаемых запасов связано со значительными осложнениями процессов разработки пластов, строительства и эксплуатации скважин. Разработка этих запасов с применением обычной технологии заводнения характеризуется низкими темпами добычи нефти, газа и коэффициентами извлечения углеводородов из пласта. Наблюдается резкий рост обводнения скважин и, в конечном счете, ухудшенными технико-экономическими показателями. Традиционные методы и технологии разработки с заводнением во многих случаях оказываются недостаточно эффективными.

Аналогичная ситуация характерна не только для нефтяной отрасли нашей страны, но и многие ведущие нефтедобывающие страны мира испытывают угрозу падения добычи нефти при росте ее потребления. Учитывая реально сложившуюся обстановку, следует признать, что только широкомасштабное, повсеместное внедрение новых технологий, существенно повышающих эффективность обычного заводнения, позволит уменьшить темп падения добычи нефти. Поэтому во всем мире с каждым годом возрастает внимание к методам повышения нефтеотдачи пластов.

Целью настоящих методических указаний является дополнение и более углубленное изучение теоретическо-практических основ применения технологий повышения нефтеотдачи пластов, а также организация учебного процесса при проведении практических занятий.

## **1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИИ. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ**

Коэффициент нефтеотдачи - определяется отношением балансовых (извлекаемых) запасов нефти к начальным и показывают количество нефти, возможное к извлечению из недр при существующих методах эксплуатации. Конечный коэффициент нефтеотдачи – это отношение извлечённых запасов нефти (добытого количества нефти за весь срок разработки) к балансовым запасам. Поскольку заводнение является и в ближайшие годы будет основным методом искусственного воздействия на нефтяные пласты, изыскание способов повышения его эффективности - задача первостепенного значения. Это может быть достигнуто, во-первых, оптимизацией процесса заводнения. Но для успешного решения этой сложной проблемы необходимо детальное изучение влияния различных геолого-промысловых факторов на эффективность разработки нефтяных месторождений. Во-вторых, повышение нефтеизвлечения пластов при заводнении успешно решается применением методов физико-химического воздействия на продуктивные пласты. К числу основных природных факторов следует отнести: неоднородность пластов, соотношение вязкостей нефти и вытесняющей жидкости в пластовых условиях, структурно-механические свойства нефти, смачиваемость породы насыщающими ее жидкостями, структуру пористой среды и др. Последние два параметра характеризуют величину капиллярного давления и относительные проницаемости. Такие параметры разработки нефтяных месторождений, как плотность сетки скважин и скорость вытеснения нефти из пласта, могут меняться в довольно широких пределах.

Влияние степени неоднородности коллектора на коэффициент охвата неоднозначно и зависит от коэффициента подвижности: при малых значениях этого параметра влияние неоднородности проявляется в большей степени для резко неоднородных пластов (при стандартном отклонении более 1,5 для логарифмически-нормального закона распределения проницаемости). Если же коэффициент подвижности  $M > 50$ , то охват пласта заводнением в большей мере зависит от степени неоднородности при малых значениях

стандартного отклонения. Отмеченную особенность взаимосвязи неоднородности пласта и коэффициента подвижности необходимо учитывать при выборе объектов для применения методов увеличения нефтеотдачи. В реальных слоисто-неоднородных пластах при наличии гидродинамической связи между слоями эффективность вытеснения нефти водой зависит не только от степени неоднородности пласта и вязкости нефти. В этом случае механизм вытеснения нефти осложнен капиллярными и гидродинамическими перетоками между пропластками.

Влияние степени неоднородности коллектора на коэффициент охвата неоднозначно и зависит от величины отношения подвижностей воды и нефти:

$$M_0 = \frac{k_v / \mu_v}{k_n / \mu_n}, \quad (1.1)$$

где:  $M_0$  - коэффициент подвижности;  $k_v$  и  $k_n$  - фазовые проницаемости для воды и нефти.

При малых значениях коэффициента подвижности влияние неоднородности проявляется в большей степени для резко неоднородных пластов (при стандартном отклонении более 1,5 для логарифмически-нормального закона распределения проницаемости). Если же коэффициент подвижности  $M_0 > 30$ , то охват пласта в большей мере зависит от степени неоднородности при малых значениях стандартного отклонения. Отмеченную особенность взаимосвязи неоднородности пласта и коэффициента подвижности необходимо учитывать при выборе объектов для применения методов увеличения нефтеотдачи. При полимерном воздействии, например, закачиваемая в пласт вода, загущенная полимерами, выравнивает не только подвижности, но и неоднородность в результате адсорбции полимера в пористой среде, что приводит к благоприятному перераспределению потоков в пласте и к повышению нефтеотдачи.

В последние годы все больше становится очевидным, что влияние структурно-механических свойств нефти может перекрыть по своей значимости все остальные факторы. Опыт разработки ме-

сторождений с неньютоновскими нефтями, а также теоретические и экспериментальные исследования подтверждают этот вывод. Показатели разработки таких месторождений могут быть в несколько раз хуже по сравнению с показателями разработки месторождений с обычными ньютоновскими нефтями. Заводнение пластов, насыщенных неньютоновскими нефтями, приводит, как правило, к преждевременному прорыву закачиваемой воды и к значительному снижению коэффициента текущей и конечной нефтеотдачи.

Роль капиллярных сил в процессах течения несмешивающихся жидкостей в неоднородной пористой среде достаточна велика. Известно, что интенсивность проявления капиллярных сил, в основном, зависит от величины напряжения смачивания  $\sigma \cdot \cos\theta$ . Поверхностное натяжение  $\sigma$  системы вода-нефть меняется слабо и легко может быть замерено. Смачиваемость же породы, характеризующаяся краевым углом  $\theta$ , может меняться в очень широких пределах и, по существу, предопределяет характер капиллярных процессов. Но этим не исчерпывается роль смачиваемости. Ряд авторов отмечают, что фазовые проницаемости для фильтрующихся жидкостей при одной и той же насыщенности в сильной степени зависят от смачиваемости породы. На основе анализа экспериментальных данных можно сделать однозначный вывод: из гидрофильного пласта нефть извлекается при более низком водонефтяном факторе и, следовательно, меньшим количеством нагнетаемой воды, чем из гидрофобной среды. Таким образом, при прочих равных условиях вытеснение смачивающей фазы не смачивающей менее эффективно, чем вытеснение не смачивающей жидкости смачивающей.

Рассмотрим процесс вытеснения нефти на примере круговой залежи нефти, система разработки которой представлена кольцами добывающих скважин и одной скважиной в центре.

Запасы нефти, извлекаемые на каждом этапе разработки залежи, находятся по следующей формуле:

$$V_n = \pi \cdot (R_{n-1}^2 - R_n^2) \cdot h \cdot m, \quad (1.2)$$

для  $n = 1, n - 1 = R_n$

где  $R$  – радиус контура нефтеносности или эксплуатационного ряда,

$h$  – толщина пласта,

$m$  – пористость пласта.

Число скважин в каждом ряду

$$n_n = \frac{2 \cdot \pi \cdot R_n}{2 \cdot \sigma}, \quad (1.3)$$

где  $\sigma$  – половина расстояния между скважинами в рядах.

Суммарный дебит всех скважин по этапам разработки:  
первый этап:

$$Q_{p1} = q \cdot (n_1 + n_2 + n_3 + 1), \quad (1.4)$$

второй этап:

$$Q_{p2} = q \cdot (n_2 + n_3 + 1), \quad (1.5)$$

третий этап:

$$Q_{p3} = q \cdot (n_3 + 1). \quad (1.6)$$

Продолжительность этапов разработки:

$$t_n = V_n / Q_{pn}. \quad (1.7)$$

Время прорыва воды к эксплуатационной скважине определяется по формуле

$$t_0 = \frac{4 \cdot \sigma^2 \cdot m_1 \cdot h}{\pi \cdot (q_n - q_3)} \cdot \ln \frac{q_n}{q_3}, \quad (1.8)$$

где  $m_1$  – пористость пласта с учетом коэффициента использования порового пространства  $\varphi$ ,  $m_1 = m \cdot \varphi$ ,  $q_n$  – объем нагнетаемой в скважину воды,  $q_3$  – дебит близлежащей эксплуатационной скважины.

За этот промежуток времени обводненная площадь составит

$$S = \frac{q_n \cdot t_0}{h \cdot m_1}, \quad (1.9)$$

Скорости продвижения водонефтяного контакта к скважине в вертикальном  $C_v$  и горизонтальном  $C_h$  направлениях, а также по простираию пласта  $C_n$  определяются по следующим формулам:

$$C_v = \frac{p_1 - p_2}{n \cdot (\rho_g - \rho_n) \cdot g}, \quad (1.10)$$

$$C_h = \frac{(p_1 - p_2) \cdot \text{ctg} \alpha}{n \cdot (\rho_g - \rho_n) \cdot g}, \quad (1.11)$$



$$C_n = \frac{P_1 - P_2}{n \cdot (\rho_g - \rho_n) \cdot g \cdot \sin \alpha}, \quad (1.12)$$

где  $\alpha$  – угол падения пласта,  $n$  – время продвижения водонефтяного контакта к скважине.

Коэффициент нефтеотдачи в зависимости от средней водонасыщенности породы  $S_{ei}$  на данный момент находим по формуле

$$K_{отн} = \frac{S_{ei} - S_{e1}}{100 - S_{e1}}, \quad (1.13)$$

где числитель ( $S_{ei} - S_{e1}$ ) – количество воды, поступившей в залежи вместо такого же количества добытой нефти, а знаменатель ( $100 - S_{e1}$ ) – начальный запас нефти. Величины  $S_{ei}$  и  $S_{e1}$  выражены в процентах.

**Задача 1.1.** Определить продолжительность разработки круговой залежи нефти при следующих данных: радиус начального контура нефтеносности  $R_n$ , радиусы эксплуатационных рядов:  $R_1 = 0,8 \cdot R_n$ ,  $R_2 = 0,6 \cdot R_n$ ,  $R_3 = 0,45 \cdot R_n$ . В центре пласта помещена одна скважина с радиусом  $r_c = 0,01$  м. Расстояние между скважинами в рядах  $2\delta = 300$  м, толщина пласта  $h$ . Пористость пласта  $m$ . Каждая скважина работает с допустимым дебитом  $q_{\partial}$ .

Все ряды работают одновременно.

**Задача 1.2.** Для поддержания давления в нефтяной пласт закачивается вода через нагнетательную скважину в объеме  $q_n$ . Дебит близлежащей эксплуатационной скважины  $q_{\partial}$ , толщина пласта  $h$ , коэффициент пористости коллектора  $m$ . Расстояние между эксплуатационной и нагнетательной скважинами  $2\delta = 500$  м. Принимаем  $\varphi = 0,5$ .

Требуется определить время обводнения эксплуатационной скважины и обводненную площадь.

**Задача 1.3.** Нефтяной пласт работает при водонапорном режиме. Скважина, пробуренная на этот пласт, фонтанирует при отсутствии свободного газа в подъемных трубах. Плотность пластовой нефти  $\rho_n$ , воды  $1000 \text{ кг/м}^3$ . Давление на буфере закрытой скважины (при  $Q = 0$ ) –  $p_1$ . Угол падения пласта –  $\alpha$ .

Требуется определить скорость продвижения водонефтяного контакта к этой скважине в вертикальном и горизонтальном направлениях, а также по простирацию пласта, если через 10 мес. давление на буфере закрытой скважины понизилось до  $p_2 = 0,6 \cdot p_1$ .

**Задача 1.4.** Параметры нефтяной залежи с водонапорным режимом определены в результате исследования образцов кернов и геофизическими методами. При этом установлено, что среднее количество связанной (погребенной) воды в начальный период эксплуатации соответственно равно  $S_{в1}$ . В ходе эксплуатации залежи средняя водонасыщенность стала увеличиваться. Через 6 лет она была равна  $S_{в2} = 2 \cdot S_{в1}$ , а через 9 лет –  $S_{в3} = 5 \cdot S_{в1}$ .

Требуется определить средний процент нефтеотдачи для указанных периодов времени.

Таблица 1.1

Исходные данные для расчетов

Вариант	$R_n$ , м	$q_n$ , м <sup>3</sup> /сут	$q_n$ , м <sup>3</sup> /сут	$h$ , м	$m$ , %	$\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	$\alpha$	$p_1$ , МПа	$S_{в1}$ , %
1	3000	109	1000	10	18	760	20	2,5	12
2	3100	130	1100	11	19	780	18	2,4	13
3	2800	129	1120	12	20	820	19	2,3	14
4	2900	127	980	13	21	860	20	1,9	15
5	2700	105	990	14	22	880	18	2,1	16
6	2600	119	1000	15	17	900	19	2,2	17
7	2500	110	1100	16	16	920	20	2,5	18
8	2400	112	1120	10	20	940	18	2,4	18
9	2300	119	980	11	21	960	19	2,3	19
10	3000	117	990	12	18	800	20	1,9	11
11	3100	122	1000	13	19	830	18	2,1	10
12	2800	124	1100	14	20	850	19	2,2	12
13	2900	118	1120	15	21	870	20	2,5	13
14	2700	116	980	16	22	890	18	2,4	14
15	2600	125	990	10	17	910	19	2,3	15
16	3000	118	1000	11	16	930	20	1,9	16
17	3100	126	1100	12	17	950	18	2,1	17
18	2800	124	1120	13	18	970	19	2,2	18
19	2900	123	980	14	19	810	20	2,5	19
20	2700	121	990	15	24	790	18	2,4	19

## 2. КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

**Система разработки нефтяного месторождения** – общее, охватывающее весь комплекс инженерных решений, обеспечивающих эффективное извлечение полезных ископаемых из недр. Системы разработки нефтяных месторождений различают по двум наиболее характерным признакам:

- 1) наличию или отсутствию воздействия на пласт с целью извлечения нефти из недр;
- 2) расположению скважин на месторождении.

По этим признакам классифицируют системы разработки нефтяных месторождений. Можно указать четыре основных параметра, которыми характеризуют ту или иную систему разработки.

**Параметр плотности сетки скважин  $S_c$**  – площадь объекта разработки, приходящаяся на одну скважину. Если площадь нефтеносности месторождения равна  $F$ , а число добывающих и нагнетательных скважин на месторождении  $n$ , то

$$S_c = \frac{F}{n} \quad (2.1)$$

Размерность  $[S_c] = \text{м}^2/\text{скв.}$  В ряде случаев используют параметр  $S_{с\partial}$  равный площади нефтеносности, приходящейся на одну добывающую скважину.

**Удельный извлекаемый запас нефти** или **параметр А. П. Крылова  $N_{кр}$**  - отношение извлекаемых запасов нефти по объекту к общему числу скважин. Размерность параметра  $[N_{кр}] = \text{т}/\text{скв.}$

$$N_{кр} = \frac{Q_{зан}}{n} \quad (2.2)$$

**Параметр  $\omega$**  отношение числа нагнетательных скважин к числу добывающих скважин, т. е. этот параметр характеризует интенсивность системы заводнения, безразмерный.

$$\omega = \frac{n_n}{n_d} \quad (2.3)$$

где  $n_n$  - количество нагнетательных скважин,  $n_d$  - количество добывающих скважин.

Применяют следующую классификацию систем разработки нефтяных месторождений по двум указанным выше признакам.

**Системы разработки при отсутствии воздействия на пласты** предполагают при разбуривании месторождений равномерное, геометрически правильное расположение скважин по четырехточечной (рис. 2.1) или трехточечной (рис. 2.2) сетке.

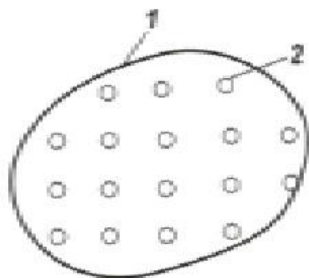


Рис.2.1 Расположение скважин по четырехточечной сетке скважин  
1- условный контур нефтеносности; 2- добывающие скважины

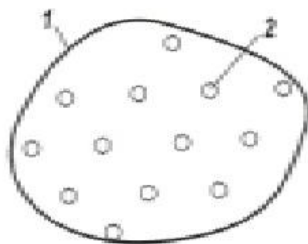


Рис. 2.2 Расположение по трехточечной сетке скважин  
1- условный контур нефтеносности; 2- добывающие скважины

Параметр плотности сетки скважин  $S_c$ , может изменяться в очень широких пределах для систем разработки без воздействия на пласт. Так, при разработке месторождений сверхвязких нефтей (вязкостью в несколько тысяч мПа·с) он может составлять  $1-2 \cdot 10^4$  м<sup>2</sup>/скв. Нефтяные месторождения с низкопроницаемыми коллекторами (сотые доли мкм<sup>2</sup>) разрабатывают при  $S_c = 10-20 \cdot 10^4$  м<sup>2</sup>/скв. Для разработки обычных коллекторов  $S_c = 25-64 \cdot 10^4$  м<sup>2</sup>/скв. При разработке месторождений с высокопродуктивными трещиноватыми коллекторами  $S_c$  может быть равен  $70-100 \cdot 10^4$  м<sup>2</sup>/скв и более.

**Системы разработки с воздействием на пласты** подразделяются на *законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнение* залежей. На многих месторождениях применяют различное сочетание этих разновидностей.

**Системы с законтурным заводнением** – применяют при недостаточном продвижении контурных вод в процессе разработки, сопровождающихся снижением  $P_{пл}$  и дебитов нефти. Сущность метода заключается в быстром восполнении природных ресурсов, расходуемых на продвижение нефти к забоям эксплуатационных скважин.

При этом заводнении нагнетательные скважины располагают за внешним контуром нефтеносности (рис 2.3). Линию нагнетания намечают в зависимости от неоднородности пласта, расстояния между внешним и внутренним контуром нефтеносности и т.д. Добывающие скважины бурят параллельно контуру нефтеносности в 3 или 5 рядов. Применяется для сравнительно небольших по ширине месторождений (до 5 км), однородных, с хорошими коллекторскими свойствами пласта и низкой вязкостью нефти, а также с хорошей связью с законтурной зоной. Параметр  $\omega$  колеблется от 1 до  $\frac{1}{5}$  и менее.

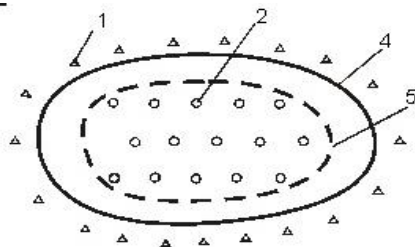


Рис. 2.3 Расположение скважин при законтурном заводнении:

1 - нагнетательные скважины; 2 - добывающие скважины; 3 - нефтяной пласт; 4 – внешний контур нефтеносности; 5 - внутренний контур нефтеносности

Если в начальной стадии внедрения законтурного заводнения оно считалось эффективным, то в настоящее время применяется редко в связи с изменением структуры запасов с геологических позиций (пласты неоднородные, низкопроницаемые, нефти вязкие и т. д).

Если проницаемость в законтурной зоне пласта низкая (за счет окислившихся фракций или отложений частиц после взаимодействия в пласте воды, газа, нефти), то снижается приемистость скважин. В таком случае применяют **приконтурное заводнение**. Нагнетательные скважины располагают внутри контура водоносности в непосредственной близости от ряда эксплуатационных скважин (рис. 2.4). В качестве нагнетательных скважин также применяют обводненные эксплуатационные скважины первого ряда. Применяется при тех же условиях, что и законтурное заводнение.

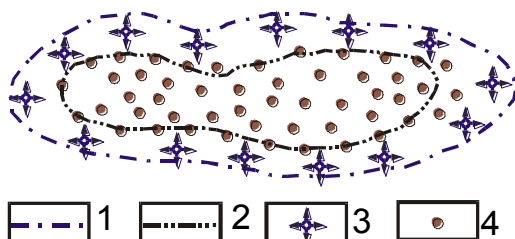


Рис. 2.4 Расположение скважин при приконтурном заводнении:

1 - внешний контур нефтеносности; 2 - внутренний контур нефтеносности; 3 - нагнетательные скважины; 4 - добывающие скважины.

Метод приконтурного заводнения не может обеспечить достижение максимального проектного уровня добычи нефти, не позволяет в течении длительного времени сохранять достаточно высокий стабильный уровень добычи.

**Системы с внутриконтурным воздействием** получили наибольшее развитие при разработке нефтяных месторождений, особенно средних и крупных. Применяются следующие *виды*: разрезание залежи на отдельные блоки (полосы), разрезание залежи на отдельные площади разработки, сводовое заводнение, избирательное, очаговое, площадное, барьерное.

*Рядные системы разработки.* При этих системах нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы или блоки обычно в направлении, поперечном их простиранию, в пределах которых размещают ряды добывающих скважин параллельно разрезающим рядам.

Применяют *однорядную, трехрядную и пятирядную* схемы расположения скважин. Более пяти рядов добывающих скважин не применяют, так как в этом случае центральная часть нефтеносной площади, воздействием на пласт заводнением ощущаться не будет, в результате чего произойдет падение пластового давления и уменьшение дебитов нефти. С целью уменьшения потерь нефти в центральных частях блоков располагают нечетное количество рядов добывающих скважин, при этом внутренний ряд играет роль стягивающего.

*Однорядная система разработки.* При этой системе расположение скважин представлено чередованием нагнетательных и добывающих рядов. Параметр  $\omega$  при однорядной системе приблизительно равен  $\omega \approx \frac{1}{1} \approx 1$ , т.е эта система очень интенсивная.

Ширина полосы при использовании заводнения может составлять 1-1,5 км.

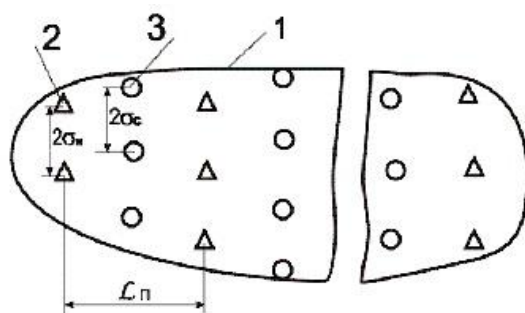


Рис.2.5 Расположение скважин при однорядной системе разработки 1-условный контур нефтеносности; 2-нагнетательные скважины; 3-добывающие скважины.

Эту систему используют при разработке низкопроницаемых, сильно неоднородных пластов с целью обеспечения большего охвата пластов воздействием.

*Трехрядная система,* при трех рядной системе чередуются 1 ряд нагнетательных скважин с тремя рядами добывающих.

Ширина полосы для 3х рядной системе изменяется от 1,5-3км. Параметр  $\omega$  для трехрядной системы равен примерно  $\omega \approx \frac{1}{3}$ .

*Пятирядная система*, при пятирядной системе располагают скважины чередованием одного ряда нагнетательного и пяти добывающих. Параметр  $\omega$  для пятирядной  $\omega \approx \frac{1}{5}$ . Ширина блока 3-4,5 км.

**Площадная система расположения скважин** - применяют в залежах, характеризующихся большой неоднородностью по площади, низкой проницаемостью и повышенной вязкостью нефти с коэффициентом подвижности  $\frac{K}{\mu} < 0,05$ . Существуют *пятиточечные, семиточечные, девятиточечные*, а также *тринадцатиточечные* системы заводнения (рис. 2.6).

*Пятиточечная система*, элемент системы представляет собой квадрат, в углах которого находятся добывающие скважины, а в центре – нагнетательная, интенсивность  $\omega \approx \frac{1}{1} \approx 1$ .

*Семиточечная система*, элемент системы представляет собой правильный шестиугольник с добывающими скважинами в углах и нагнетательной в центре, интенсивность  $\omega \approx \frac{1}{2}$ .

*Девятиточечная система*, элемент системы представляет квадрат с тремя добывающими скважинами по каждой стороне квадрата и нагнетательной скважиной в центре,  $\omega \approx \frac{1}{3}$ .

*Тринадцатиточечная система*, элемент системы представляет собой шестиугольник с тремя добывающими скважинами на каждой стороне и нагнетательной скважиной в центре,  $\omega \approx \frac{1}{4}$ .

Чем больше показатель  $w$ , тем выше интенсивность системы заводнения. Наиболее интенсивной является пятиточечная система площадного заводнения.



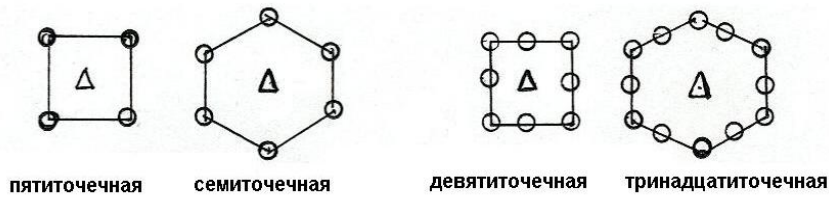


Рис. 2.6. Элементы площадных систем разработки

**Задача 2.** Определить дебит добывающей скважины для однорядной системы расположения скважин на прямоугольной сетке при параллельном и шахматном размещении скважин; для пятиточечного, семиточечного и девятиточечного элементов площадной системы расположения скважин. Провести сравнительный анализ и дать рекомендации.

Если проницаемость пласта  $k$  мкм<sup>2</sup>, мощность пласта  $h$  м, вязкость нефти  $\mu$  Па·с, давление на забое нагнетательной скважины  $P_n = 12 \cdot 10^6$  Па, давление на забое добывающей скважины  $P_o = 8 \cdot 10^6$  Па, расстояние между скважинами в ряду  $2a$  м, расстояние между рядами  $L$  м, радиус скважины  $r_c = 0,1$  м.

Дебит скважины при однорядной системе:

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_n - P_o}{\frac{\pi \cdot L}{4a} + \ln \frac{a}{r_c} - 1,1442} \quad (2.4)$$

Дебит скважины при однорядной системе с шахматным расположением скважин:

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_n - P_o}{\frac{\pi \cdot L}{4a} + \ln \frac{a}{r_c} + 2 \cdot e^{\left(\frac{-\pi \cdot L}{a}\right)} - 1,1442} \quad (2.5)$$

Дебит добывающей скважины при пятиточечной системе:

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_n - P_o}{\ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{r_c} - 0,6188} \quad (2.6)$$

Дебит добывающей скважины при семиточечной системе:

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_n - P_d}{3 \cdot \ln \frac{a}{r_c} - 1,7078} \quad (2.7)$$

Дебит угловой добывающей скважины при девятиточечной системе:

$$Q_1 = \frac{\pi \cdot k \cdot h}{2 \cdot \mu} \cdot \frac{P_n - P_d}{\ln \frac{a}{r_c} - 0,6175} \quad (2.8)$$

Дебит ближайшей добывающей скважины при девятиточечной системе:

$$Q_2 = Q_1 \cdot \frac{\ln \frac{a}{r_c} - 0,9672}{\ln \frac{a}{r_c} - 0,2678} \quad (2.9)$$

Таблица 2.1

## Исходные данные для расчета

Вариант	Мощность пласта $h$ , м	Проницаемость пласта $k$ , мкм <sup>2</sup>	Вязкость нефти, мПа·с	Расстояние между рядами $L$ , м	Расстояние между скважинами $2a$ , м
1	10	0,10	1,0	425	10
2	12	0,12	1,1	450	12
3	14	0,14	1,2	475	14
4	16	0,16	1,3	500	16
5	18	0,18	1,4	525	18
6	20	0,20	1,5	550	20
7	10	0,22	1,6	575	10
8	12	0,24	1,7	600	12
9	14	0,26	1,8	625	14
10	16	0,28	1,9	650	16
11	18	0,30	2,0	425	18
12	20	0,32	2,1	450	20
13	10	0,34	2,2	475	10
14	12	0,36	2,3	500	12
15	14	0,38	2,4	525	14
16	16	0,40	2,5	550	16
17	18	0,42	2,6	575	18
18	20	0,44	2,7	600	20
19	10	0,46	2,8	625	10
20	12	0,48	2,9	650	12

### 3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАКАЧКИ ВОДЫ

Поддержание пластового давления является эффективным средством разработки нефтяного месторождения. Проектирование процесса закачки воды сводится к определению для конкретных условий оптимального давления на устье нагнетательных скважин, давления на забое и необходимого количества воды. Кроме того, рассчитывается число нагнетательных скважин и их приемистость. Оптимальное давление на устье нагнетательной скважины вычисляют по формуле академика А.П.Крылова:

$$P_{у.н.} = \sqrt{\frac{C_c \cdot \eta}{K_{np} \cdot 365 \cdot t \cdot \omega \cdot C_e}} - (P_{ст} - P_{пл.ср} - P_{тр}), \quad (3.1)$$

где  $C_c$  – стоимость нагнетательной скважины, руб;  $\eta$  – коэффициент полезного действия насосного агрегата;  $K_{np}$  – коэффициент приемистости нагнетательной скважины,  $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ ;  $t$  – время работы нагнетательной скважины, год;  $\omega$  – энергетические затраты на нагнетание  $1 \text{ м}^3$  воды при повышении давления на  $1 \text{ Па}$ ,  $\text{кВт} \cdot \text{ч}/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа})$ ;  $C_e$  – стоимость одного  $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$  электроэнергии,  $\text{руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ ;  $P_{ст}$  – гидростатическое давление воды в скважине с глубиной  $L_c$ , Па;  $P_{пл.ср}$  – среднее пластовое давление в зоне нагнетания воды, Па;  $P_{тр}$  – потери давления при движении воды от насоса до забоя, Па.

$$P_{ст} = \rho_e \cdot g \cdot L_c. \quad (3.2)$$

Давление на забое нагнетательной скважины:

$$P_{заб} = P_{у.н.} + P_{ст} - P_{тр}. \quad (3.3)$$

Необходимое количество закачиваемой воды рассчитывают по формуле:

$$V_{зак} = 1,2 \cdot (V_{н.пл} + V_{г.пл} + V_{в.пл}), \quad (3.4)$$

где  $V_{н.пл}$  – объем добываемой из залежи нефти, приведенный к пластовым условиям,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $V_{г.пл}$  – объем свободного газа в пласте, который добывается вместе с нефтью за сутки,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $V_{в.пл}$  – объем добываемой из залежи воды,  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

Объем нефти в пластовых условиях определяется по следующей формуле:

$$V_{н.пл} = \frac{Q_{нд} \cdot b_{н.пл}}{\rho_{нд}}, \quad (3.5)$$

где  $Q_{нд}$  и  $Q_{в}$  – соответственно количество дегазированной нефти и воды, добываемое из залежи за сутки, кг/сут;  $b_{н.пл}$  и  $b_{в.пл}$  – соответственно объемные коэффициенты нефти и воды при пластовых условиях;  $\rho_{нд}$  – плотность дегазированной нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Объем свободного газа в пласте, который добывается вместе с нефтью, при пластовых давлении и температуре определяется по следующей формуле:

$$V_{г.пл} = \frac{V_{н.пл} \cdot z \cdot P_0 \cdot T_{пл} \cdot (G_0 - \alpha \cdot P_{пл})}{P_{пл} \cdot T_{ст}}, \quad (3.6)$$

где  $T_{пл}$  – пластовая температура, К;  $G_0$  – газовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $\alpha$  – средний коэффициент растворимости газа в нефти, м<sup>3</sup>/(м<sup>3</sup>·Па);  $z$  – коэффициент сжимаемости газа.

Объем добываемой из залежи воды:

$$V_{в.пл} = \frac{Q_{в} \cdot b_{в.пл}}{\rho_{в}}, \quad (3.7)$$

где  $\rho_{в}$  – плотность нагнетаемой воды, кг/м<sup>3</sup>.

Объем закачки воды в одну нагнетательную скважину определяется по следующей формуле:

$$q_{в.н} = K_{пр} \cdot (P_{заб} - P_{пл}). \quad (3.8)$$

Отсюда можно рассчитать оптимальное число нагнетательных скважин:

$$N = \frac{V_{зак}}{q_{в.н}}. \quad (3.9)$$

**Задача 3.** Рассчитать основные показатели процесса закачки воды для залежи, параметры которой приведены в таблице 3.1. Принять, что энергетические затраты на нагнетание 1 м<sup>3</sup> воды составляют 0,27 кВт·ч/(м<sup>3</sup>·МПа), стоимость одного 1кВт·ч электроэнергии равна 2,6 руб/(кВт·ч), стоимость нагнетательной скважины принять 20 млн. рублей, потери давления при движении воды от насоса до забоя составляют 3МПа, КПД насосного агрегата равен 0,67.

Таблица 3.1

## Исходные данные для расчета

Вариант	$Q_{н\dot{o}}$ , т/сут	$Q_{в}$ , т/сут	$G_{ос}$ , $\text{м}^3/\text{м}^3$	$P_{пл.сп}$ , МПа	$\alpha$ , $\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа})$	$T_{пл}$ , К	$b_{н.пл}$	$b_{в.пл}$	$\rho_{н\dot{o}}$ , $\text{кг}/\text{м}^3$	$K_{н\dot{o}}$ , $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	$t$ , лет	$L_{с}$ , м	$\rho_{в}$ , $\text{кг}/\text{м}^3$	$z$
1	10000	4400	66	13	5	303	1,07	1,01	870	3,5	5	1700	1120	0,87
2	19000	4500	74	18	4	304	1,08	1,02	885	3,4	6	1820	1160	0,88
3	10700	4600	97	19	5	305	1,09	1,03	881	3,6	7	1400	1178	0,89
4	11000	4700	50	14	3	306	1,06	1,02	867	3,4	8	1220	1115	0,86
5	12000	4800	54	12,5	4	307	1,07	1,01	853	3,6	9	1300	1146	0,87
6	13000	4900	55	13,5	4	308	1,08	1,03	829	3,5	10	1350	1119	0,89
7	14000	5000	45	14,5	3	307	1,09	1,01	847	3,6	5	1430	1125	0,87
8	15000	5100	74	14	5	306	1,06	1,02	884	3,5	6	1500	1122	0,88
9	16000	5200	70	11	6	305	1,07	1,03	865	3,4	7	1560	1110	0,89
10	17000	5300	41	8	5	304	1,08	1,02	870	3,5	8	1250	1086	0,86
11	18000	5400	46	15	3	303	1,09	1,01	865	3,4	9	1600	1150	0,87
12	19000	5500	86	17	5	302	1,06	1,03	855	3,6	10	1580	1168	0,89
13	10500	5600	55,5	12,8	4	301	1,07	1,01	875	3,4	5	1430	1120	0,87
14	11500	5700	45	14,2	3	303	1,08	1,02	893	3,6	6	1390	1160	0,88
15	12500	5800	67,5	15,7	4	304	1,09	1,03	884	3,5	7	1470	1178	0,89
16	13500	5900	68,5	12,7	5	305	1,06	1,02	851	3,6	8	1360	1115	0,86
17	14500	6000	69,5	12,4	5	306	1,07	1,01	894	3,5	9	1580	1146	0,87
18	15500	6100	82,5	13,7	6	307	1,08	1,03	842	3,4	10	1450	1119	0,89
19	16500	6200	50	15,7	3	308	1,09	1,01	837	3,6	7	1740	1125	0,87
20	17500	6300	51	12,7	4	307	1,06	1,02	844	3,4	8	1460	1122	0,89

#### **4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ**

Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи или методы регулирования представляют собой прогрессивные технологии гидродинамического воздействия на продуктивные пласты с целью обеспечения высокой эффективности разработки месторождений и наиболее полного извлечения нефти из недр при режиме вытеснения нефти водой. Мероприятия (методы) по гидродинамическому воздействию на пласты преследуют цель повышения интенсивности воздействия на слабо дренируемые запасы нефти и вовлечения в разработку выявленных в процессе разбуривания и эксплуатации недренируемых балансовых запасов нефти в объекте разработки.

Классификация гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов по различию в технологии осуществления и степени воздействия их на продуктивные пласты.

**К первой группе** отнесены методы, которые чаще применяются на промыслах ввиду своей простоты в технологии реализации, но по степени воздействия на пласты они слабее, чем методы второй группы. Эти методы гидродинамического воздействия осуществляются только через изменения режимов работы скважин и направлены на вовлечение в активную разработку слабодренируемых запасов.

Эти методы объединяются названием «нестационарное заводнение» и включают в себя:

**в нагнетательных скважинах:**

- повышение давления нагнетания;
- циклическое заводнение, т.е. периодическое снижение (прекращение) закачки воды;
- перераспределение расходов закачиваемого объекта по группам нагнетательных скважин;
- избирательная закачка воды в низкопроницаемые пропластки и пласты, зоны и участки;
- методы обработки призабойной зоны, которые изменяют режим работы и восстанавливают потенциал скважин (гидроимпульсное, волновое воздействие и др.);

**в добывающих скважинах:**

- изменение отборов жидкости в целом по объекту разработки, по отдельному пласту, блоку, зоне, участку или группе добывающих скважин;
- форсированный отбор жидкости из групп скважин или из отдельных скважин данного участка, зоны, блока;
- периодические временные остановки и пуски групп скважин или отдельных скважин;
- оптимизация перепадов давления между пластовым и забойным давлениями;
- многообъемное внутрислоежное воздействие по ограничению водопритоков (изоляционные работы);
- забуривание вторых и горизонтальных стволов.

Ко второй группе отнесены методы воздействия, основанные на изменениях первоначально принятых систем размещения скважин и воздействия.

**Ко второй группе** относятся методы, направленные на вовлечение в разработку недренируемых или слабодренируемых запасов (участков, зон и пропластков) неоднородного прерывистого пласта. Эти методы (мероприятия) отличаются большим разнообразием по технологии воздействия на пласты, степень влияния их на технико-экономические показатели разработки весьма велика, и поэтому они обосновываются в проектных документах (технологических схемах, проектах разработки и доработки), анализах разработки и авторских надзорах.

К ним относятся:

- перенос фронта нагнетания воды в имеющиеся скважины;
- организация дополнительных рядов нагнетательных скважин в блоковых системах разработки путем перевода добывающих скважин в нагнетательные;
- организация очагов закачки воды в отдельные добывающие скважины;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов нефти в линзах, тупиковых и застойных зонах, низкопроницаемых прослоях путем бурения дополнительных добывающих или нагнетательных скважин, забуривания вторых стволов, горизонтальных стволов, перево-



да скважин с других объектов или пластов, разукрупнения объектов, организации зон и полей самостоятельной разработки;

- организация барьерной, площадной и других модификаций внутриконтурного воздействия путем закачки воды с целью выработки запасов нефти в обширных подгазовых зонах газонефтяных месторождений.

Методы гидродинамического воздействия на продуктивные пласты применяются обычно в различных сочетаниях друг с другом одновременно, а эффективность какого-либо одного метода взаимосвязана с объемом применения других.

Суть метода циклического воздействия и изменения направления потоков жидкости заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, по проницаемости слоев, пропластков, зон, участков и неравномерной их нефтенасыщенностью (заводненностью), вызванной этими видами неоднородности, а также отбором нефти и нагнетанием воды через дискретные точки – скважины, искусственно создается нестационарное давление. Оно достигается изменением объемов нагнетания воды в скважины или отбора жидкости из скважин в определенном порядке путем их периодического повышения и снижения.

В результате такого нестационарного, изменяющегося во времени воздействия на пласты в них периодически проходят волны повышения и понижения давления. Слои, зоны и участки малой проницаемости, насыщенные нефтью, располагаются в пластах бессистемно, обладают низкой пьезопроводностью, а скорости распространения давления в них значительно ниже, чем в высокопроницаемых нефтенасыщенных слоях, зонах, участках.

Циклическое воздействие на пласты, создавая знакопеременные перепады давления между зонами (слоями) разной насыщенности (проницаемости), способствует преодолению прерывистого характера проявления капиллярных сил, выравниванию насыщенностей, т.е. повышению охвата заводнением неоднородных пластов. Изменение направления потоков жидкости между скважинами (в плане) усиливает этот процесс повышения охвата пластов заводнением.

Использование циклического воздействия на пласты позволило выявить ряд основных безразмерных параметров, определяющих оптимальную технологию процесса. К ним относятся следующие.

Пьезопроводность пласта определяется по формуле:

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot C \cdot m}, \text{ м}^2 / \text{с} \quad (12.1)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;  $C$  – коэффициент упругости породы и жидкости,  $\text{Па}^{-1}$ ;  $m$  – коэффициент пористости,  $\text{д.ед.}$ ;  $k$  – коэффициент преобладающей проницаемости по результатам трассерных исследований,  $\text{м}^2$ .

Относительная частота смены циклов. Изменение расхода нагнетаемой воды, являющееся критерием нестационарности процесса:

$$\omega = \omega_p \cdot C \cdot \mu \cdot m \cdot l^2 \cdot k^{-1}, \quad (12.2)$$

где  $\omega$  – относительная частота циклов;  $\omega_p$  – рабочая абсолютная частота колебаний расхода;  $C$  – коэффициент упругости породы и жидкости;  $\mu$ ,  $m$ ,  $l$ ,  $k$  – характерные средние вязкость, пористость, длина и проницаемость пласта соответственно.

Установлено, что оптимальное значение относительной частоты смены циклов  $\omega = 2$ . Это значение отвечает завершению распределения пластового давления, а также достижению максимальных перетоков жидкости по длине пласта.

Из указанного соотношения для обоснования режима циклической закачки воды в пласты определяется оптимальная рабочая частота смены циклов:

$$\omega_p = \frac{2\chi}{l^2} \quad (12.3)$$

где  $t$  – длительность полуцикла нестационарного воздействия.

Отсюда следует, что, во-первых, рабочая частота колебаний должна быть тем больше, чем хуже упругая характеристика пласта, во-вторых, по мере продвижения фронта вытеснения (с ростом  $l$ ) частота должна уменьшаться, т. е. циклы должны удлиняться.

Для определения длительности циклов нестационарного воздействия можно пользоваться диаграммой (рис. 12.1). Прямые линии, выходящие из начала координат, есть линии равных периодов.

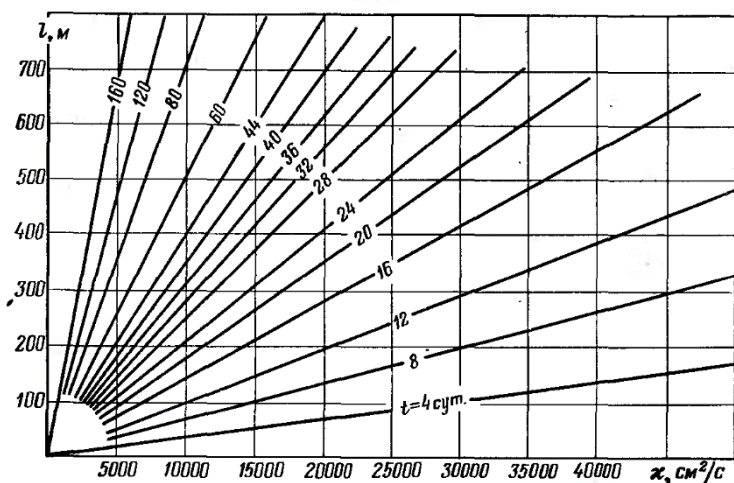


Рис. 12.1 Зависимость длительности циклов нестационарного воздействия от проницаемости пласта и ширины фронта нагнетания

Относительная амплитуда колебаний расхода нагнетаемой воды, представляющая собой отношение превышения (снижения) уровня нагнетания воды при циклическом заводнении над средним объемом нагнетания к среднему уровню закачки при обычном заводнении:

$$b = (Q_{i3} - Q_{03}) / Q_{03}, \quad (12.4)$$

где  $Q_{i3}$  – максимальный (или минимальный) уровень закачки (в зависимости от фазы цикла) при циклическом заводнении;  $Q_{03}$  – средний уровень закачки при обычном заводнении;  $i$  – номер фазы цикла ( $i = 1, 2$ ).

Очевидно, что при условии необходимости сохранения среднего объема циклической закачки воды равным объему при обычном заводнении максимальное значение относительной амплитуды колебания расходов воды не может быть более единицы ( $b \leq 1$ ). Это означает, что в полупериод повышения давления нагнетания объем закачки должен увеличиваться в 2 раза, а в полупериод снижения

давления - сокращаться до нуля в результате отключения нагнетательных скважин.

Относительное время начала нестационарной закачки воды, характеризующее длительность периода обычного заводнения, предшествующего циклическому. Этот параметр определяется с учетом масштаба времени, разработки пласта при обычном заводнении до прорыва воды в реальных условиях эксплуатации по слою с большой проницаемостью.

Относительное время начала циклического заводнения можно определить следующим образом:

$$\tau = t^* / (k_i \cdot t_{np}), \quad (12.5)$$

где  $t^*$  – длительность эксплуатации объекта при обычном заводнении;  $t_{np}$  – длительность эксплуатации объекта от начала заводнения до момента прорыва воды (определяется по динамике обводнения) при обычном заводнении по слою с проницаемостью  $k_i$  ( $\tau$  - безразмерная величина).

Когда разработка залежи осуществляется с самого начала с применением метода циклической закачки воды,  $\tau = 0$ , если нагнетательные скважины переводятся на нестационарный режим работы некоторое время спустя, то  $\tau > 0$ .

Циклическое воздействие на неоднородные пласты способствует увеличению текущего уровня добычи нефти и конечной нефтеотдачи за счет повышения охвата их заводнением. Эффект от циклического воздействия на пласты увеличивается с повышением гидрофильности пласта (смачиваемости), микронеоднородности пористой среды, проницаемостной (слоистой) неоднородности, сообщаемости слоев, а также с увеличением амплитуды колебания давления нагнетания воды и с применением процесса на более ранней стадии заводнения.

**Задача 12.** Для повышения эффективности заводнения на месторождении применяют циклическое воздействие на пласты. Длительность эксплуатации объекта от начала заводнения до момента прорыва воды составляет 5 лет. В течение 15 лет, с начала разработки, применялось обычное заводнение. Коэффициент упругости породы и жидкости составляет  $0,11 \cdot 10^9 \text{Па}^{-1}$ . Максимальный

уровень закачки при циклическом заводнении составляет  $Q_{max}$ , а средний  $Q_{cp}$ . Необходимо определить основные параметры технологического процесса циклического воздействия.

Таблица 12.1

**Исходные данные для расчетов**

Вариант	Фронт вытеснения, м	$m$	$k$ , мкм <sup>2</sup>	$\mu$ , мПа·с	$Q_{max}$ , м <sup>3</sup> /сут	$Q_{cp}$ , м <sup>3</sup> /сут
1	400	0,15	0,02	3,05	140	110
2	450	0,16	0,025	3,08	150	120
3	500	0,18	0,015	3,1	160	130
4	550	0,15	0,013	3,12	170	140
5	600	0,16	0,022	3,09	200	160
6	650	0,18	0,018	2,95	190	170
7	700	0,17	0,02	2,98	180	150
8	420	0,15	0,025	2,85	170	150
9	520	0,16	0,015	2,8	155	110
10	620	0,18	0,013	2,92	165	124
11	720	0,15	0,022	3,04	175	135
12	410	0,16	0,018	3,07	140	110
13	510	0,18	0,02	3,12	150	105
14	610	0,17	0,025	3,09	160	120
15	710	0,15	0,015	2,95	170	145
16	430	0,16	0,013	2,98	200	180
17	530	0,18	0,022	2,85	190	165
18	630	0,15	0,018	2,8	180	145
19	730	0,16	0,015	3,05	170	130
20	425	0,18	0,013	3,08	155	115

## 5. РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

**Призабойная зона скважины** – участок пласта, непосредственно прилегающий к забою скважины. Здесь скорость движения жидкости, перепады давления, потери энергии, фильтрационные сопротивления максимальны. Даже небольшое загрязнение ПЗП существенно снижает производительность скважины.

*Причины*, вызывающие необходимость проведения работ по улучшению притока в призабойной зоне следующие:

- снижение дебита по нефти и жидкости в первую очередь связанное с процессами кольтматации, которые происходят в призабойной зоне пласта (ПЗП) на протяжении всего периода эксплуатации. Вследствие этого происходит снижение проницаемости ПЗП;

- несовершенная технология бурения, цементирования и вторичного вскрытия продуктивных пластов, когда под воздействием репрессии задавливается значительное количество фильтрата бурового раствора, цемента и других технологических жидкостей;

- глушение скважин некачественными технологическими жидкостями и рассолами;

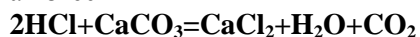
- выпадение в ПЗП твердых компонентов нефти, солей сложного химического состава;

- засорение перфорационных отверстий.

Для удаления загрязнителей, очистки ПЗП и восстановления проницаемости применяется целый ряд методов интенсификации притока нефти к скважине. Наиболее простой (и недорогой) способ – обработка кислотой.

### 1. Простая соляно-кислотная обработка (СКО)

Основным объектом взаимодействия соляной кислоты с породой являются карбонатные материалы – известняк или доломит, в том или ином количестве содержащиеся в цементирующих веществах породы. При этом происходят следующие основные реакции: при воздействии на известняк



при воздействии на доломит



Хлористый кальций ( $\text{CaCl}_2$ ) и хлористый магний ( $\text{MgCl}_2$ ) – хорошо растворимые в воде соли. Углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ) при пластовом давлении растворяется в воде.

Простая СКО заключается в закачке в пласт солянокислотного раствора с расходом  $1\text{ м}^3$  на 1м перфорированной толщины пласта. В случае, если данный расход не позволяет обеспечить глубину проникновения кислоты в пласт, равную 75 см. (средняя глубина поврежденной зоны), он может быть увеличен.

С целью снижения реакционной способности кислоты по отношению к породе и увеличения, таким образом, глубины ее проникновения, концентрация кислоты выдерживается в пределах 11%. Кроме того, кислота менее активна по отношению к металлу насосно-компрессорных труб.

К раствору кислоты добавляют следующие реагенты:

**Ингибиторы** – вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого кислоту транспортируют, перекачивают и хранят. Обычно ингибиторы добавляются в количестве не более 1% от объема кислоты.

В качестве ингибиторов используют: формалин, уникол, додикор, И-1-А.

**Интенсификаторы** – поверхностно-активные вещества, снижающие в 3-5 раз поверхностное натяжение на границе нефть/нейтрализованная кислота, снижающие силы капиллярного сопротивления, облегчающие процесс удаления продуктов реакции.

На практике в данном случае используются следующие ПАВ: Неонол СНО 3Б, Превоцел, Нефтенол ВВД.

**Стабилизаторы** – вещества, необходимые для удержания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции и соединений железа, присутствующих в соляной кислоте.

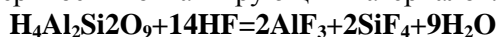
Из-за нарушений правил транспортировки и хранения соляной кислоты, она как правило оказывается насыщенной соединениями железа, которые при снижении кислотности раствора выпадают в виде нерастворимых осадков, например, гидрата окиси железа  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ .

В качестве стабилизаторов используют уксусную кислоту (1-3%). Возможно использование лимонной, винной кислоты или специальных композиций.

## **2. Глино-кислотная обработка (ГКО)**

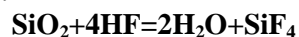
ГКО является более предпочтительной для условий пластов, с высоким содержанием в них алюмосиликатного глинистого материала, низкой проницаемости и необходимости воздействовать именно на скелет породы. Глино-кислотой называется смесь соляной и плавиковой кислот.

Особенностью глино-кислотной обработки является быстрая реакция плавиковой кислоты с алюмосиликатным материалом цемента породы, обусловленная в значительной степени огромной площадью поверхности контактирующих материалов.



Образовавшийся фтористый кремний, реагируя с водой образует по мере снижения кислотности раствора студнеобразный гель.

Реакция плавиковой кислоты с кварцем, из которого состоят зерна песчаника, протекает настолько медленно, что не представляет практического интереса.



Для предупреждения образования в поровом пространстве пласта геля кремниевой кислоты плавиковая кислота применяется только в смеси с соляной. При этом концентрация соляной кислоты выдерживается в интервале 8-10%, концентрация плавиковой - не выше 3%. При взаимодействии плавиковой кислоты с карбонатами происходит образование нерастворимого осадка фтористого кальция.

**Механизм действия** всех кислотных обработок заключается в растворении самой породы, пластового цемента или материала, загрязняющего ПЗП, а также в образовании новых и расширении имеющихся фильтрационных каналов в пористой среде.

Проектирование соляно-кислотной обработки сводится к выбору концентрации кислотного раствора, устанавливаемой экспериментально, а также к расчету необходимого количества товарной кислоты и химических реагентов. Норма расхода кислотного рас-



твора  $V_p$  составляет 1–1,2 м<sup>3</sup> на один метр обрабатываемой толщины пласта. Определим необходимое количество компонентов для приготовления соляно-кислотного раствора.

Общий объем соляно-кислотного раствора по формуле:

$$Q = V \cdot h \quad (5.1)$$

где  $V$  – средняя норма расхода раствора соляной кислоты на 1 м интервала обработки, принимаемая равной 1,2 м<sup>3</sup>;  $h$  – вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта, м.

Количество концентрированной товарной соляной кислоты соляно-кислотного раствора определяется по формуле:

$$Q_K = \frac{Q \cdot x \cdot (5,09 \cdot x + 999)}{z \cdot (5,09 \cdot z + 999)} \quad (5.2)$$

где  $z$  – концентрация товарной кислоты, %;  $x$  – концентрация соляно-кислотного раствора, %;  $Q$  – общий объем соляно-кислотного раствора, м<sup>3</sup>.

В качестве стабилизатора против выпадения из соляно-кислотного раствора содержащихся в нем солей железа добавляем уксусную кислоту, количество которой определяется по формуле:

$$Q_{ук} = \frac{b_{ук} \cdot Q}{c_{ук}} \quad (5.3)$$

где  $C_{ук}$  – концентрация уксусной кислоты, %;  $b_{ук}$  – норма добавки 100%-ной уксусной кислоты – определяется по формуле:

$$b = f + 0,8 \quad (5.4)$$

где  $f$  – содержание в соляной кислоте солей железа, %.

В товарной соляной кислоте второго сорта содержится примесь серной кислоты до 0,6% (в пересчете на SO<sub>3</sub>), которая после реакции ее с углекислым кальцием образует гипс, выпадающий в виде кристаллов, закупоривающих поры карбонатного пласта.

Против выпадения гипса добавляем к соляной кислоте хлористый барий, количество которого определяется по формуле:

$$Q_{хб} = \frac{21,3 \cdot Q \cdot \left( \frac{a \cdot x}{z} - 0,02 \right)}{\rho_{хб}}, \quad (5.5)$$

где 21,3 – масса хлористого бария, необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты, кг;  $Q$  – объем соляно-кислотного раствора, м<sup>3</sup>;  $a$  – объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, %;  $x$  – концентрация соляно-кислотного раствора, %;  $z$  – концентрация товарной соляной кислоты, %; 0,02 – допустимая объемная доля серной кислоты в растворе, когда после реакции ее с карбонатными породами соли не выпадают в осадок;  $\rho_{хб}$  – плотность раствора хлористого бария, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_{хб}=4000$  кг/м<sup>3</sup>).

Необходимый объем ингибитора коррозии определяется по формуле:

$$Q_u = \frac{b_u \cdot Q}{C_u}, \quad (5.6)$$

где  $b_u$  – норма добавки ингибитора, %;  $C_u$  – объемная доля товарного ингибитора, % ( $C_u = 100$  %).

В качестве интенсификатора для понижения поверхностного натяжения применяют ПАВ катапин, который одновременно является ингибитором и наиболее активным понизителем скорости реакции соляной кислоты с карбонатной породой. Большое снижение скорости реакции способствует более глубокому проникновению кислоты в продуктивный пласт.

Необходимый объем интенсификатора для понижения поверхностного натяжения ПАВ:

$$Q_{ин} = \frac{b_{ин} \cdot Q}{C_{ин}}, \quad (5.7)$$

где  $b_{ин}$  – норма добавки интенсификатора, %;  $C_{ин}$  – объемная доля товарного интенсификатора, % ( $C_{ин} = 100$  %).

Для изоляции зумпфа при обработке применяется раствор хлористого кальция (бланкет). Объем закачиваемого бланкета определяется по формуле:

$$Q_{бл} = 0,785 \cdot D^2 \cdot H_z, \quad (5.8)$$

где  $D$  – внутренний диаметр скважины, м;  $H_z$  – глубина зумпфа, м.

Суммарный объем всех добавок к соляно-кислотному раствору (стабилизатор, хлористый барий, ингибитор, интенсификатор, бланкет) определяется по формуле (м<sup>3</sup>):

$$\sum Q = Q_{ук} + Q_{хб} + Q_u + Q_{ин} + Q_{бл} \quad (5.9)$$

Количество воды для приготовления принятого объема соляно-кислотного раствора определяется по формуле:

$$Q_{в} = Q - Q_{к} - \sum Q \quad (5.10)$$

где  $Q$  – объем соляно-кислотного раствора, м<sup>3</sup>,  $Q_{к}$  – объем концентрированной товарной соляной кислоты, м<sup>3</sup>;  $\sum Q$  – суммарный объем всех добавок к соляно-кислотному раствору (уксусная кислота, хлористый барий), м<sup>3</sup>.

Для определения потенциала скважины произведем расчеты дебита и коэффициента продуктивности скважины до и после мероприятия интенсификации.

Расчеты осуществлены для плоскорадиальной системы установившегося течения, т.е. условия постоянного давления на контуре питания (существует система поддержания пластового давления). Степень повреждения призабойной зоны пласта определяется величиной скин-эффекта. Расчет дебита после мероприятия проведен в предположении, что скин-эффект снижается после обработки до нуля ( $Skin = 0$ ).

Дебит скважины до и после СКО рассчитывается по формуле:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_i \cdot h_i}{\mu_n \cdot b_{н.пл}} \cdot \frac{\Delta P}{\ln\left(\frac{r_o}{r_c}\right) + Skin} \quad (5.11)$$

где  $k$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;  $h$  – вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта, м;  $\mu_n$  – вязкость нефти, Па · с;  $b_{н.пл}$  – коэффициент пластового объема нефти, д.е.;  $\Delta P$  – перепад давления (депрессия), Па;  $r_o$  – радиус дренирования, м;  $r_c$  – радиус скважины, м;  $Skin$  – скин-фактор.

Коэффициент продуктивности до и после СКО определяется по формуле:

$$K = \frac{q}{\Delta P} \quad (5.12)$$

где  $q$  – дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут;  $\Delta P$  – перепад давления, МПа.

**Задача 5.** Рассчитать необходимое количество компонентов для приготовления соляно-кислотного раствора и оценить потенциальный дебит скважины по исходным данным, представленным в таблице 5.1. Принимаем  $x = 14,5 \%$ ,  $z = 26 \%$ ,  $f = 0,75 \%$ ,  $C_{ук} = 70 \%$ ,  $r_c = 0,1$  м,  $D = 146$  мм,  $b_n = 0,2 \%$ ,  $b_{ин} = 0,3\%$ ,  $a = 0,4 \%$ ,  $\rho_{хб} = 4000$  кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 5.1

Исходные данные для расчетов

Вариант	$h$ , м	$H_z$ , м	$P_{к^*}$ , МПа	$P_z$ , МПа	$b_{н.пл}$	$k$ , мкм <sup>2</sup>	$\mu_n$ , МПа·с	$r_d$ , м	$Skin$
1	11,0	17,0	22,0	17,0	1,07	0,2	3,05	170	3
2	11,9	19,9	24,9	19,9	1,08	0,25	3,08	167	2
3	12,6	15,6	20,6	15,6	1,09	0,15	3,1	154	2,5
4	12,0	15,0	19,0	15,0	1,06	0,13	3,12	183	1,5
5	11,7	16,7	19,7	16,7	1,07	0,22	3,09	205	3,5
6	10,8	20,8	25,8	20,8	1,08	0,18	2,95	157	3
7	12,0	18,0	24,0	18,0	1,09	0,2	2,98	178	2
8	11,4	14,4	24,4	19,4	1,06	0,25	2,85	180	2,5
9	12,5	14,5	23,5	19,5	1,07	0,15	2,8	192	1,5
10	11,4	14,4	25,4	17,4	1,08	0,13	2,92	169	3,5
11	12,0	13,0	21,0	18,0	1,09	0,22	3,04	175	4
12	11,4	17,4	19,4	14,2	1,06	0,18	3,07	184	4,5
13	13,9	13,9	19,9	13,9	1,07	0,2	3,12	194	5
14	12,2	15,2	19,2	15,2	1,08	0,25	3,09	165	3
15	11,0	13,0	18,0	15,0	1,09	0,15	2,95	158	2
16	13,1	14,1	19,6	15,8	1,06	0,13	2,98	175	2,5
17	11,5	17,5	21,5	16,5	1,07	0,22	2,85	182	1,5
18	12,9	16,9	22,9	16,9	1,08	0,18	2,8	194	3,5
19	11,3	13,3	19,3	16,3	1,09	0,15	3,05	189	4
20	12,8	14,8	18,8	14,8	1,06	0,13	3,08	172	4,5

## 6. РАСЧЕТ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РЕАКЦИИ ПРИ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКЕ

Реакция СКР с породой является гетерогенной реакцией первого порядка, которая лимитируется диффузорной стадией и описывается уравнением

$$C = C_0 \cdot e^{-4\beta\tau/d_{cp}} \quad (6.1)$$

где

$$d_{cp} = 0,57 \cdot 10^{-4} \cdot \sqrt{k_0/m_0} \quad (6.2)$$

$C_0$  и  $C$  - соответственно начальная и текущая концентрации кислоты, молярная или в % (по массе);  $\beta$  - коэффициент массопередачи, м/с;  $\tau$  - время фильтрации через породу, с;  $d_{cp}$  - средний диаметр пор в пористой среде, м;  $k_0$  - проницаемость пласта перед обработкой, мкм<sup>2</sup>;  $m_0$  - пористость, %.

С достаточной для практики точностью принимаем степень нейтрализации СКР для уровня  $C = 0,1C_0$ . Логарифмируя уравнение (5.1) и учитывая, что  $\ln(C_0/C) = 2,3$ , определяем продолжительность нейтрализации для заданных условий:

$$\tau = 0,575 \cdot d_{cp} / \beta \quad (6.3)$$

Для расчета коэффициента массопередачи используем эмпирическую зависимость для СКР:

$$\beta = 28,8 \cdot 10^{-4} \cdot \text{Re}^{0,95} \cdot D_{ms} / d_{cp} \quad (6.4)$$

где

$$\text{Re} = u_{cp} \cdot d_{cp} / \nu \quad (6.5)$$

$D_{ms}$  - коэффициент молекулярной диффузии, постоянный для определенной концентрации соляной кислоты и температуры, м<sup>2</sup>/с;  $u_{cp}$  - средняя линейная скорость движения СКР, м/с;  $\nu$  - кинематическая вязкость кислоты, м<sup>2</sup>/с.

Итак,

$$D_{ms} = (D_{os} \cdot 0,0178 \cdot 10^{-4} / 273) \cdot (273 + T_{nl}) / \nu \quad (6.6)$$

где  $D_{os}$  - коэффициент диффузии для HCl;  $T_{nl}$  - пластовая температура, °C.

Значение  $D_{os}$  находим из табл. 5.1 для заданной концентрации НО, а значение вязкости воды - из табл. 5.2.

Таблица 6.1

## Коэффициент диффузии для HCl

Концентрация HCl		Коэффициент диффузии $D_{os} \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/\text{с}$	Концентрация HCl		Коэффициент диффузии $D_{os} \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/\text{с}$
массовая $C_o, \%$	молярная $C_{ms} \cdot 10^6,$ мг·экв/м <sup>3</sup>		массовая $C_o, \%$	молярная $C_{ms} \cdot 10^6,$ мг·экв/м <sup>3</sup>	
5	1,39	0,169	20	6,03	0,235
10	2,87	0,190	25	7,72	0,259
15	4,46	0,212	30	9,45	0,282

Таблица 6.2

## Кинематическая вязкость кислоты

Температура $T_{пл}, \text{ }^\circ\text{C}$	Кинематическая вязкость $\nu \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$	Температура $T_{пл}, \text{ }^\circ\text{C}$	Кинематическая вязкость $\nu \cdot 10^{-4}, \text{ м}^2/\text{с}$
0	0,0178	80	0,0035
20	0,0100	100	0,0028
40	0,0065	120	0,0023
60	0,0047	140	0,0019

Линейная скорость фильтрации СКР в поровом пространстве максимальна на стенках скважины с радиусом  $r_c = 0,1$  м; она уменьшается с увеличением радиуса проникновения кислоты  $r$ . Определить суммарную площадь отверстий на цилиндрических фильтрационных поверхностях радиусом  $r$  достаточно сложно. Для этого учитывают неравномерность проникновения СКР в разрезе вокруг скважины (в вертикальной и горизонтальной плоскостях), а также микронеоднородность порового пространства по распределению поровых каналов и участие их в фильтрации. Таким образом, площадь фильтрации  $F$  на расстоянии  $r$  от скважины записывают в виде

$$F = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot (m_0/100) \cdot h_{эф} \cdot k_{e.o} \cdot k_{z.o} \cdot k_{y.ф} \cdot k_e \quad (6.7)$$

где  $r$  - радиус распространения СКР от оси скважины, м,  $r > r_c$ ;  $m_0$  - пористость пласта, %;  $h_{эф}$  - эффективная перфорированная толщина пласта, м;  $k_{e.o}$  - коэффициент степени охвата пласта по вертикали (по данным промысловых исследований);  $k_{z.o}$  - коэффициент степени охвата пласта СКР по горизонтали;  $k_{y.ф}$  - коэффициент, учитывающий участие пор в фильтрации СКР (по данным лаб. исследований);  $k_e$  - коэффициент вытеснения пластовой жидкости водным кислотным раствором (по данным лаб. исследований).

Средняя линейная скорость СКР

$$u_{cp} = (q/86400)/F \quad (6.8)$$

где  $u_{cp}$  - средняя линейная скорость фильтрации, м/с;  $q$  - объемный расход СКР, м<sup>3</sup>/сут;  $F$  - площадь фильтрационных отверстий, м<sup>2</sup>.

По результатам анализов образцов пород предлагаем неравномерность схватывания породы обработкой СКР в горизонтальной плоскости записать как зависимость

$$k_{z.o} = e^{-0,1 \cdot r} \quad (6.9)$$

**Задача 6.** Пласт карбонизированного песчаника обрабатывается раствором HCl. Рассчитать параметры протекания реакции СКР на расстоянии  $r$  от скважины ( $r=0, 1м; 0,5м; 1,0м; 1,5м; 2,0м$ ). Исходные данные для расчета в таблице 6.3. Результаты расчета занести в таблицу 6.4.

Таблица 6.3

Исходные данные для расчетов

Вариант	Co, %	m <sub>0</sub> , %	h <sub>эф</sub> , м	k <sub>в.о</sub>	k <sub>у.ф</sub>	k <sub>с</sub>	q, м <sup>3</sup> /сут	k <sub>0</sub> , мкм <sup>2</sup>	T <sub>пл</sub> , °C
1	15	14	78,0	0,35	0,25	0,50	260	0,044	85
2	12	13	75,5	0,34	0,26	0,48	240	0,040	80
3	10	12	80,0	0,33	0,27	0,46	220	0,036	75
4	12	11	83,5	0,34	0,28	0,44	240	0,032	70
5	15	10	85,0	0,35	0,29	0,42	220	0,030	75
6	15	11	82,5	0,36	0,3	0,40	240	0,032	80
7	12	12	79,0	0,37	0,29	0,42	260	0,034	85
8	10	13	75,0	0,38	0,28	0,44	280	0,036	90
9	12	14	72,5	0,4	0,3	0,46	240	0,038	95
10	15	15	68,0	0,36	0,26	0,48	220	0,052	90
11	15	14	70,0	0,35	0,25	0,50	260	0,052	85
12	12	11	72,5	0,34	0,26	0,52	280	0,048	80
13	10	12	75,6	0,33	0,27	0,54	260	0,050	75
14	12	13	72,4	0,34	0,28	0,40	240	0,046	70
15	15	14	75,4	0,35	0,29	0,50	220	0,044	75
16	15	12	79,4	0,36	0,3	0,48	200	0,048	80
17	12	10	76,2	0,37	0,29	0,46	220	0,046	85
18	10	11	73,8	0,38	0,28	0,44	240	0,044	90
19	12	12	75,5	0,37	0,27	0,42	260	0,048	95
20	11	13	78,1	0,36	0,26	0,40	240	0,052	90

Таблица 6.4

## Результаты расчета

Параметры	Расстояние $r$ от скважины, м				
	0,1	0,5	1,0	1,5	2,0
Суммарная площадь поровых отверстий $F$ , м <sup>2</sup>					
Средняя линейная скорость фильтрации СКР $u_{ср} \cdot 10^{-2}$ , м/с					
Число Рейнольдса $Re \cdot 10^{-4}$					
Коэффициент массопередачи $\beta \cdot 10^{-6}$ м <sup>2</sup> /с					
Длительность реакции в пласте $\tau$ , с					



## 7. РАСЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОДЫ ПОСЛЕСЕСКО

Методику применяют, если отсутствуют данные исследования увеличения пористости образцов породы после обработки СКР, т.е. не определено  $K_{ms}$ , или для сравнения с лабораторным экспериментом. Для решения задачи необходимо знать содержание карбонатов и глин в породе.

Из лабораторных экспериментов исследования растворимости песчано-алевролитовых пород в СКР известно, что во время обработки избытком соляной кислоты в пластовых условиях из породы извлекаются около 25 % алюмосиликатов и 50 % карбонатов. Растворения  $SiO_2$  практически не происходит. С учетом приведенных данных запишем формулу растворимости породы в избытке СКР в виде

$$DG_s = 0,25 \cdot C_{zl} + 0,5 \cdot C_k \quad (7.1)$$

где  $DG_s$ - растворимость породы в СКР, % (по массе);  $C_{zl}$  - содержание глин в породе, %;  $C_k$ - содержание карбонатов  $CaCO_3$  и  $MgCO_3$  в породе, %.

Зная  $DG_s$ , определяем объемную растворимость  $DV_s$ , (в %), которая отвечает увеличению пористости породы:

$$DV_s = \rho_n \cdot DG_s / \rho_{ск} \quad (7.2)$$

где  $\rho_n$ - средняя плотность пористой породы,  $кг/м^3$ ;  $\rho_{ск}$ - средняя плотность скелета породы,  $кг/м^3$ .

Следовательно, значение пористости (%) породы после обработки СКР

$$m_s = m_0 + DV_s \quad (7.3)$$

где  $m_0$ - пористость перед обработкой, %.

Коэффициент возрастания пористости после обработки СКР сравнительно с начальной пористостью

$$k_{ms} = m_s / m_0 \quad (7.4)$$

Проницаемость пород определяют с использованием корреляционных зависимостей, в которые входят различные параметры (амплитуда потенциалов собственной поляризации, пористость и т.п.), либо другими методами. Для определения изменения пористости и проницаемости после СКО и ГКО использованы лабораторные

данные, выполненные Ф.М. Бурмичем. Типизация пород-коллекторов с учетом гранулометрического состава, количества цемента и глинистости приведена в табл. 6.1.

Таблица 7.1

**Типизация пород-коллекторов**

Код KL	Тип коллектора	Содержание цемента, %	Глинистость, %	Коэффициент участия порв фильтрации
1	Песчаники среднемелкозернистые	< 5	2	0,42
2	Песчаники мелкозернистые	< 5	3	0,37
3	Песчаники мелкозернистые, глинизированные	5-10	8	0,32
4	Песчаники мелкозернистые, алевролиты сильноглинизированные	10-20	8	0,26
5	Алевролиты слабоглинизированные	< 10	5	0,23

Для определения начальной проницаемости используют зависимости, полученные В.М. Дистряновым (табл. 7.2).

Таблица 7.2

**Расчет проницаемости коллектора**

Тип коллектора (KL)	Уравнение регрессии, мкм <sup>2</sup>
1	$k_0 = 163,2 \cdot 10^{-9} \cdot m_0^{4,74}$
2	$k_0 = 127,8 \cdot 10^{-11} \cdot m_0^{6,34}$
3	$k_0 = 158,7 \cdot 10^{-11} \cdot m_0^{5,92}$
4	$k_0 = 76,5 \cdot 10^{-11} \cdot m_0^{5,85}$
5	$k_0 = 74,3 \cdot 10^{-13} \cdot m_0^{7,62}$

Результаты анализа воздействия КО на пористость и проницаемость коллекторов после обработки свидетельствуют, что с достаточной для практики точностью можно прогнозировать изменение проницаемости после КО, используя экспериментальные данные. Изменение проницаемости после СКО (обработка СКР) определяют в лабораторных условиях. Из обработки экспериментальных данных

найлены корреляционные зависимости увеличения проницаемости пород после обработки СКР песчаников и алевролитов в количестве, достаточном для удаления карбонатов:

$$k_s^* = 0,9 \cdot e^{0,2 \cdot C_k} \quad (7.5)$$

$$k_s = k_s^* \cdot k_0 \quad (7.6)$$

**Задача 6.** Проводят СКО скважины раствором HCl. Определить увеличение пористости и проницаемости породы после обработки СКР. Исходные данные для расчета в таблице 7.3.

Таблица 7.3

Исходные данные для расчетов

Вариант	$C_{cl}$ , %	$C_k$ , %	$m_0$ , %	$\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{скв}$ , кг/м <sup>3</sup>	Тип породы
1	6,6	3,2	11	2300	2700	1
2	6,5	3,1	12	2280	2650	2
3	6,4	3,0	13	2260	2600	3
4	6,3	2,9	14	2240	2550	4
5	6,2	2,8	15	2220	2500	1
6	6,1	2,7	11	2200	2550	2
7	6,0	2,6	12	2180	2600	3
8	5,9	2,5	13	2150	2550	4
9	6,0	2,6	14	2160	2500	1
10	6,1	2,7	15	2180	2550	2
11	6,2	2,8	11	2200	2600	3
12	6,3	2,9	12	2220	2650	4
13	6,4	3,0	13	2240	2700	1
14	6,5	3,1	14	2260	2650	2
15	6,6	3,2	15	2280	2600	3
16	6,7	3,3	11	2300	2650	4
17	6,8	3,4	12	2320	2700	1
18	6,9	3,5	13	2300	2650	2
19	7,0	3,6	14	2250	2600	3
20	6,5	3,7	15	2200	2550	4

## **8. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА**

Гидроразрыв пласта (ГРП) - технологический процесс увеличения проницаемости прискважинной зоны путем расчленения породы пласта или расширения естественных трещин.

Сущность этого процесса заключается в том, что на забое скважины при закачке вязкой жидкости создаются высокие давления, а в большинстве случаев в 1,5-2 раза превышающие гидростатические, в результате чего пласт расслаивается, и в нем образуются трещины. В эти трещины закачивают отсортированный крупнозернистый песок, который не дает трещинам полностью сомкнуться после снятия давления. Образованные вновь или увеличенные старые трещины соединяясь, становятся проводниками нефти и газа, связывающими скважину с удаленными от забоя продуктивными зонами пласта. Протяженность трещин в глубь пласта может достигать несколько десятков метров.

### **ГРП применяется:**

- 1) для увеличения продуктивности нефтяных скважин;
- 2) для увеличения приемистости нагнетательных скважин;
- 3) для регулирования притоков или приемистости по продуктивной мощности скважины;
- 4) для создания водоизоляционных экранов в обводненных скважинах.

**Технологический процесс ГРП** включает следующие операции: выбор объекта (пласта, скважины), подготовительные работы, разрыв пласта (образование трещин), крепление трещин и заключительные работы.

При **выборе объектов** для ГРП необходимо учитывать степень истощенности отдельных тектонических полей и зон пласта (остаточный запас нефти и пластовое давление). При учете этих двух факторов возможны три случая:

- а) при больших остаточных запасах нефти пластовое давление сохранилось на относительно высоком уровне;
- б) остаточные запасы нефти высокие, но пластовое давление резко снизилось;

в) остаточные запасы нефти и пластовые давления низки, т.е. пласт истощен.

**ГРП рекомендуется проводить** в следующих скважинах:

1. давших при опробывании слабый приток нефти;
2. с высоким пластовым давлением, но низкой проницаемостью коллекторов;
3. с загрязненной призабойной зоной;
4. имеющих заниженный дебит против окружающих;
5. с высоким газовым фактором;
6. в нагнетательных с неравномерной приемистостью по продуктивному разрезу;
7. в нагнетательных с низкой приемистостью.

**ГРП не рекомендуется проводить** в скважинах:

1. технически неисправных (нарушен фильтр, смята колонна);
2. расположенных вблизи водонефтяного или газонефтяного контура, во избежание преждевременного обводнения нефтяных скважин или прорыва газа;
3. в случае недостаточной высоты подъема цемента за колонной или некачественно проведенных.

**Виды ГРП.** В зависимости от физико-геологических характеристик пласта или отдельных его объектов в настоящее время разработано большое количество технологических схем гидроразрыва, отличающихся направлением и числом трещин, типом жидкости и расклинивающего материала по следующим признакам:

**1. По типу скважины:** добывающие нефтяные( газовые); нагнетательные.

**2. По применяемому внутрискважинному оборудованию:** без НКТ; с использованием НКТ; без пакера; с пакером.

**3. По числу пластов в разрезе скважины:** один; два; несколько.

**4. По виду ГРП:** простой; поинтервальный (многократный); направленный; избирательный; массивный; глубокопроникающий; комбинированный (например, кислотная обработка+ГРП и т.д.)

## 5. По типу используемых при ГРП жидкостей и наполнителей.

### Расчет параметров ГРП

Напряженное состояние пород в условиях залегания подчиняется гипотезе А. Н. Динника.

Вертикальная составляющая горного давления:

$$P_{z.в.} = \rho_n \cdot g \cdot L, \quad (8.1)$$

где  $\rho_n$  – средняя плотность пород над продуктивным пластом, кг/м<sup>3</sup>;  
 $L$  – глубина скважины, м.

Горизонтальная составляющая горного давления:

$$P_{z.г.} = P_{z.в.} \frac{\nu}{1-\nu}, \quad (8.2)$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона.

Объемная концентрация песка в смеси определяется по формуле:

$$\beta_{п} = \frac{C_{п} / \rho_{п}}{(C_{п} / \rho_{п}) + 1}, \quad (8.3)$$

где  $C_{п}$  – концентрация песка в 1 м<sup>3</sup> жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{п}$  – плотность песка, кг/м<sup>3</sup>.

Плотность жидкости - песконосителя с песком:

$$\rho_{жп} = \rho_{ж} (1 - \beta_{п}) + \rho_{п} \beta_{п}, \quad (8.4)$$

где  $\rho_{жп}$  – плотность жидкости-песконосителя, кг/м<sup>3</sup>;

Вязкость жидкости - песконосителя с песком:

$$\mu_{жп} = \mu_{ж} \cdot e^{3,18 \cdot \beta_{п}}, \quad (8.5)$$

где  $\mu_{жп}$  – вязкость жидкости-песконосителя, Па·с.

Для определения параметров трещины используются формулы, вытекающие из упрощенной методики Ю.П. Желтова. Оценим ширину трещины после закачки жидкости разрыва, для чего определим давление на забое в этот момент времени по формуле:

$$\frac{P_3}{P_{z.г.}} \cdot \left( \frac{P_3}{P_{z.г.}} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 E^2 \cdot Q \cdot \mu_{жп}}{(1-\nu^2)^2 \cdot P_{z.г.}^3 \cdot V_{ж}}, \quad (8.6)$$

где  $V_{ж}$  – объем жидкости, находящейся в трещине, м<sup>3</sup>;  $Q$  – расход закачиваемой жидкости, м<sup>3</sup>/с.

Требуется решение кубического уравнение (7.6) относительно  $P_3/P_{з.з.}$ . И далее найти  $P_3$ .

Длина трещины после закачки (в м):

$$l = \sqrt{\frac{V_{ж} \cdot E}{5.6 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_3 - P_{з.з.})}}, \quad (8.7)$$

где  $E$  – модуль упругости пород, Па;  $h$  – вскрытая толщина пласта, м.

Раскрытость или ширина трещины:

$$\omega = \frac{4 \cdot (1 - \nu^2) \cdot l \cdot (P_3 - P_{з.з.})}{E}, \quad (8.8)$$

Раскрытость трещины должна быть вполне достаточной, чтобы кварцевый песок фракции 0,8 - 1,2 мм поступал в нее при закачке следующей порции жидкости разрыва, являющейся одновременно и жидкостью-песконосителем.

После снятия давления трещина закрывается не полностью на интервале, в котором находилась жидкость-песконоситель. Принимая пористость песка в трещине после ее закрытия  $m = 0,3$ , остаточную ширину трещины определяется:

$$\omega_1 = \frac{\omega \cdot \beta_{II}}{1 - m}, \quad (8.9)$$

где  $m$  – пористость песка в трещине после ее закрытия.

Проницаемость трещины такой ширины (в м<sup>2</sup>):

$$k_{тр} = \frac{\omega_1^2}{12}, \quad (8.10)$$

Среднюю проницаемость в призабойной зоне при вертикальной трещине (в м<sup>2</sup>):

$$k_{ср} = \frac{(\pi \cdot D - \omega_1) \cdot k + (\omega_1 \cdot k_{тр})}{\pi \cdot D}, \quad (8.11)$$

где  $D$  – диаметр скважины по долоту, м.

Давление, которое нужно создать на устье при гидразрыве:

$$P_y = P_3 - \rho_{жн} \cdot g \cdot L + P_{тр}, \quad (8.12)$$

где  $P_{тр}$  – потери на трение, Па.

Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re = 4 \cdot Q \cdot \rho_{жсн} / (\pi \cdot d \cdot \mu_{жсн}), \quad (8.13)$$

где  $d$  – диаметр НКТ.

Если  $Re > 200$ , то потери давления на трение увеличиваются в 1,52 раза.

$$P_{тр} = \frac{1,52 \cdot \lambda \cdot 16 \cdot Q^2 \cdot L \cdot \rho_{жсн}}{2 \cdot \pi^2 \cdot d^5}, \quad (8.14)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления.

Жидкость гидроразрыв в скважину закачивают насосными агрегатами 4АН-700.

Таблица 8.1

Техническая характеристика насосного агрегата 4АН-700

Скорость	Подача, л/с	Давление, МПа
I	6	70
II	8,3	51
III	11,6	36
IV	14,6	29

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_y Q}{(Q_p P_p k_{ТС})} + 1, \quad (8.15)$$

$P_p$  – рабочее давление агрегата, Па;  $Q_p$  – подача агрегата при данном  $P_p$ , м<sup>3</sup>/с;  $k_{ТС}$  – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы (0,5-0,8).

Объем жидкости для продавливания жидкости-песконосителя

$$V_n = 0,785 \cdot d^2 \cdot L, \quad (8.16)$$

Продолжительность гидроразрыва пласта одним агрегатом при работе его на III скорости:

$$t = \frac{V_{жс} + V_n}{Q_p}, \quad (8.17)$$



где  $V_{ж}$  – объем жидкости для осуществления ГРП, м<sup>3</sup>;  $V_n$  – объем продавочной жидкости, м<sup>3</sup>.

**Задача 8.** Рассчитать основные характеристики ГРП в добывающей скважине для условий, приведенных в таблице 8.2.

В качестве жидкости разрыва и жидкости-песконосителя используем загущенную нефть с добавкой асфальтита плотность  $\rho_{жс} = 930 \text{ кг/м}^3$ , вязкость  $\mu_{жс} = 200 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , содержание песка в жидкости-песконосителе 300 кг на 1 м<sup>3</sup>, плотность песка 2500 кг/м<sup>3</sup>, темп закачки  $Q = 12 \text{ л/с}$ .

При ГРП непрерывно закачивают 10 м<sup>3</sup> жидкости: жидкость разрыва в объеме 1 м<sup>3</sup> и жидкость-песконоситель в объеме 9 м<sup>3</sup>, которая одновременно является и жидкостью разрыва. Гидроразрыв будем проводить через НКТ с внутренним диаметром 62 мм.

Принимаем  $m = 0,3$ ,  $\nu = 0,3$ ,  $Q_n = 3,0 \text{ т}$ ,  $V_{жс} = 10 \text{ м}^3$ .

Таблица 8.2

Исходные данные для расчетов

Вариант	$L$ , м	$D$ , м	$h$ , м	$k$ , мкм <sup>2</sup>	$E$ , $10^{10} \text{ Па}$	$\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>	$d$ , мм
1	кв	0,20	15	0,010	1,0	0,05	3400
2	1000	0,20	15	0,015	1,0	0,10	3300
3	1200	0,20	13	0,020	1,5	0,10	3200
4	1200	0,25	13	0,025	1,5	0,15	3000
5	1500	0,25	11	0,030	2,0	0,15	2900
6	1500	0,25	11	0,030	2,0	0,20	2800
7	1800	0,28	9	0,035	2,5	0,20	2700
8	1800	0,28	9	0,035	2,5	0,30	2500
9	2000	0,28	14	0,040	2,8	0,30	2200
10	2000	0,28	14	0,045	2,8	0,35	2000
11	2500	0,30	12	0,050	3,0	0,35	1800
12	2500	0,30	12	0,060	3,0	0,40	1700
13	2500	0,30	10	0,070	3,3	0,40	1600
14	2700	0,25	10	0,080	3,4	0,45	1500
15	2700	0,18	9	0,090	3,5	0,45	1400
16	2800	0,18	9	0,065	3,5	0,20	1300
17	2800	0,20	8	0,075	4,0	0,35	1200
18	3000	0,20	8	0,086	4,5	0,25	1000
19	2900	0,30	9	0,055	3,5	0,40	1500
20	1600	0,25	12	0,030	4,0	0,25	3600

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Алиев З. С.* Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты / З. С. Алиев, В. В. Шеремет. М.: Недра, 1995. 131 с.
2. *Желтов Ю. П.* Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов / Ю. П. Желтов. М.: Недра, 1986. 332 с.
3. *Иванов С. И.* Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: учебное пособие / С. И. Иванов. М.: Недра, 2006. 565 с.
4. *Муслимов Р.Х.* Современные методы повышения нефтеизвлечения. Проектирование, оптимизация и оценка эффективности / Р.Х. Муслимов Казань: Изд-во Академии наук РТ, 2005. 688с.
5. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: Учеб.пособие для вузов / Ю. П. Желтов, И. Н. Стрижов, А. Б. Золотухин, В. М. Зайцев]; Под ред. Ю. П. Желтова. М.: Недра, 1985. 296 с.
6. *Сургучев М. Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. М.: Недра, 1985. 308 с.
7. *Юрчук А.М.* Расчеты в добыче нефти: Учебник для нефт. техникумов, 3-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1979. 271 с.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Общие понятия о нефтеизвлечении. Факторы, влияющие на коэффициент нефтеизвлечения.....	4
2. Классификация и характеристика систем поддержания пластового давления.....	10
3. Проектирование процесса закачки воды.....	19
4. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов при заводнении.....	22
5. Расчет эффективности соляно-кислотной обработки.....	29
6. Расчет продолжительности реакции при соляно-кислотной обработке.....	36
7. Расчет изменения фильтрационно-емкостных свойств породы послеско.....	40
8. Расчет основных характеристик гидравлического разрыва пласта.....	43
Библиографический список.....	49

**ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА  
МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ  
НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

**ЧАСТЬ I**

*Методические указания к практическим занятиям  
для студентов бакалавриата направления 21.03.01,  
специальности 21.05.06*

Сост. *Л.А. Сайченко*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой  
разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Ответственный за выпуск *Л.А. Сайченко*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 24.05.2022. Формат 60×84/16.  
Усл. печ. л. 2,9. Усл.кр.-отт. 2,9. Уч.-изд.л. 2,5. Тираж 50 экз. Заказ 304.

Санкт-Петербургский горный университет  
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета  
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2