

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»

Институт повышения квалификации  
и переподготовки

## **МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕГАЗООТДАЧИ ПЛАСТОВ**

### **ПРАКТИКУМ**

**для слушателей специальности переподготовки  
9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
заочной формы обучения**

Гомель 2025

УДК 622.276(075.8)

ББК 33.36я73

M54

*Рекомендовано советом  
института повышения квалификации и переподготовки ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 3 от 26.09.2025 г.)*

Составители: *Н. А. Демяненко, В. М. Ткачев*

Рецензент: начальник управления геологии и разработки месторождений  
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» В. В. Привалов

M54

**Методы** повышения нефтегазоотдачи пластов : практикум для слушателей специальности переподготовки 9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / сост.: Н. А. Демяненко, В. М. Ткачев. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2025. – 51 с. – Систем. требования: РС не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 2Gb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; ALT Linux 10.1 ; Adobe Acrobat Reader. – URL: <http://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Практикум предназначен для слушателей, изучающих дисциплину «Методы повышения нефтегазоотдачи пластов». В нем изложены задания, позволяющие углубить и закрепить теоретические знания по дисциплине, а также получить навыки выполнения расчетов при планировании и реализации методов увеличения нефтегазоотдачи, оценки их эффективности.

Содержащиеся в практикуме задания могут выполняться слушателями как самостоятельно, так и под руководством преподавателя. Приведены краткие теоретические аспекты изучаемых тем, расчетные задачи и исходные данные с вариантами для индивидуального решения.

Для слушателей специальности переподготовки 9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ИПКиП.

УДК 622.276(075.8)  
ББК 33.36я73

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2025

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Термины и определения.....	6
1. Практическое занятие № 1. Понятие нефтеотдачи. Факторы, определяющие коэффициент нефтеотдачи.....	7
2. Практическое занятие № 2. Определение количества воды, необходимой для поддержания пластового давления и приемистости нагнетательных скважин.....	13
3. Практическое занятие № 3. Классификация и характеристика систем поддержания пластового давления.....	16
4. Практическое занятие № 4. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов.....	24
5. Практическое занятие № 5. Применение поверхностно- активных веществ (ПАВ) для повышения нефтеотдачи пластов....	30
6. Практическое занятие № 6. Вытеснение нефти из пласта полимерными растворами.....	37
7. Практическое занятие № 7. Расчет основных параметров гидравлического разрыва пласта.....	43
Список литературы.....	50

## **ВВЕДЕНИЕ**

Развитие научно-технического прогресса и появление новых современных технологий доизвлечения остаточных запасов углеводородов значительно повышает значение образования и предъявляет все возрастающие требования к качеству подготовки специалистов в области разработки месторождений, которые выпускают высшие учебные заведения. Дисциплина «Методы повышения нефтегазоотдачи пластов» занимает важное место в комплексе дисциплин, изучающих особенности технологий разработки зрелых месторождений и отражает одну из важнейших сторон в общей проблеме повышения выработки запасов нефтяных и газовых месторождений.

Целью освоения данной дисциплины является приобретение знаний и навыков по применению различных технологических методов повышения нефтегазоизвлечения из пластов месторождений.

Изучение дисциплины позволит овладеть необходимыми знаниями о физических процессах, происходящих в нефесодержащих пластах при извлечении из них нефти и газа, способах воздействия на фильтрационные поля для увеличения степени извлечения нефти из залежей, что является залогом успешной профессиональной деятельности.

В дополнение к теоретическим знаниям по вопросам повышения нефтегазоотдачи в результате выполнения практических занятий слушатель осваивает следующие профессиональные компетенции:

- способность использовать методологию научных исследований в профессиональной деятельности;
- способность планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы;
- способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов нефтегазоотдачи пластов.

В результате выполнения практических занятий обучающийся должен приобрести следующие знания, практические навыки и умения:

- освоить сущность, области применимости, технологические особенности и оборудование при реализации физико-химических, газовых, тепловых и микробиологических методов увеличения нефтеотдачи пластов;

- освоить принципы повышения нефтеотдачи пластов гидродинамическими методами;
- приобрести умение проводить технологические расчеты по определению оптимальных параметров закачки рабочих агентов в пласты;
- уметь аргументировано выбирать методы (или последовательность методов) увеличения нефтеотдачи для конкретных геологопромысловых условий;
- уметь оценивать технологическую эффективность проводимых методов увеличения нефтеотдачи (МУН);
- овладеть навыками критической оценки, анализа условий эксплуатации скважин и знаниями по выбору методов увеличения нефтеотдачи пластов на основании критериев их применимости, состояния и проблем разработки залежей.

Извлечение остаточных на последней стадии разработки 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. Часто наблюдается резкий рост обводнения добываемой скважинами продукции или невозможность рентабельного вытеснения углеводородов, и в конечном счете, ухудшение технико-экономических показателей. Традиционные методы и технологии разработки с заводнением во многих случаях оказываются не эффективными.

В этих условиях только широкомасштабное, повсеместное внедрение новых технологий, существенно повышающих эффективность обычного заводнения, позволят уменьшить темп падения и поддержать уровни добычи углеводородов. Поэтому как в Республике Беларусь, так и во всем мире с каждым годом возрастает внимание к методам повышения нефтегазоотдачи пластов.

Целью настоящего практикума является дополнение и более углубленное изучение теоретико-практических основ применения технологий повышения нефтегазоотдачи пластов.

Практикум включает краткие теоретические сведения по изучаемым темам, исходные данные для выполнения каждой практической работы, теоретические выкладки и рекомендации по организации работы обучающихся.

## **Термины и определения**

**Коэффициент нефтеотдачи** – это отношение извлекаемых запасов нефти к балансовым (геологическим) и показывает количество нефти, возможное к рентабельному извлечению из недр при существующих на текущий момент методах разработки месторождений.

**Конечный коэффициент нефтеотдачи** – это отношение извлечённых запасов нефти (добытого количества нефти за весь срок разработки месторождения) к балансовым запасам.

**Коэффициент продуктивности скважины** – отношение дебита скважины к перепаду давления, при котором получен данный дебит. Коэффициент продуктивности скважины показывает приращение суточного притока жидкости в скважину при увеличении депрессии на 1 МПа.

**Коэффициент пьезопроводности пласта** – характеризует скорость распространения давления в упругой пористой среде.

**Методы интенсификации добычи нефти** – комплекс мероприятий, имеющих целью, с одной стороны, сокращение сроков разработки и эксплуатации нефтяных залежей и, с другой, наиболее полное извлечение нефти из пластов (достижение максимального коэффициента отдачи). Методы интенсификации добычи нефти подразделяются на три группы:

1) методы поддержания давления, имеющие целью наиболее активный и полный отбор нефти из нефтесодержащих пластов (коллекторов);

2) вторичные методы, направленные на извлечение дополнительных количеств нефти из залежей, пластовая энергия в которых истощена или близка к истощению в результате первичной стадии их эксплуатации;

3) группа методов интенсификации притока нефти и газа к скважинам, направленных на увеличение проницаемости призабойной зоны скважин при помощи кислотных обработок, гидравлического разрыва пласта, термохимических обработок, волновых воздействий на околосвольную зону пласта или реперфорации призабойной зоны пласта.

**Методы увеличения нефтегазоотдачи (МУН)** – технологии воздействия на продуктивную залежь с целью снижения остаточной нефтенасыщенности (остаточной газонасыщенности) путем изменения физико-химических свойств пород и флюидов, динамики и направления фильтрационных потоков нагнетаемых в пласты агентов, довытеснения защемленной и доотмыва пленочной нефти.

# **ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1**

## **Понятие нефтеотдачи.**

### **Факторы, определяющие коэффициент нефтеотдачи**

#### **1.1. Теоретическая часть**

Заводнение является 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-промышленных факторов на эффективность разработки нефтяных месторождений;

во-вторых, повышение нефтеизвлечения пластов при заводнении успешно решается применением методов физико-химического воздействия на продуктивные пластины.

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. 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 пласта вытеснением неоднозначно и зависит от коэффициента подвижности: при малых значениях этого параметра влияние неоднородности проявляется в большей степени для резко неоднородных пластов. 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;  $\mu_v$  и  $\mu_n$  – вязкость воды и нефти.

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 месторождений 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, характеризуемая краевым углом  $\theta$ , может меняться в очень широких пределах и, по существу, определяет 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 количе-

ством 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:

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

где  $R$  – радиус контура нефтеносности или эксплуатационного ряда;  $h$  – толщина пласта;  $m$  – пористость пласта.

Число скважин в каждом ряду будет равно:

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

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

Суммарный дебит всех скважин по этапам разработки определяется по следующей схеме:

– на первом этапе до подхода фронта вытеснения к внешнему ряду добывающих скважин (до обводнения продукции добывающих скважин внешнего ряда):

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

– на втором этапе до подхода фронта обводнения к следующему ряду добывающих скважин:

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

– на третьем этапе:

$$Q_3 = q \cdot (n_3 + 1). \quad (1.6)$$

Продолжительность каждого из этапов разработки будет равна:

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

Период разработки залежи до прорыва воды к эксплуатационной скважине определяется по формуле:

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

где  $m_1$  – пористость пласта с учетом коэффициента использования порового пространства (коэффициент вытеснения)  $\phi$ ,  $m_1 = m \cdot \phi$ ,  $q_h$  – при-

емистость нагнетательной скважины,  $q_3$  – дебит близлежащей эксплуатационной скважины.

За этот промежуток времени обводненная площадь составит:

$$S = \frac{q_h \cdot t_0}{h \cdot m_1}. \quad (1.9)$$

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

$$C_v = \frac{P_1 - P_2}{n \cdot (\rho_v - \rho_h) \cdot g}; \quad (1.10)$$

$$C_r = \frac{(P_1 - P_2) \cdot \operatorname{ctg} \alpha}{n \cdot (\rho_v - \rho_h) \cdot g}; \quad (1.11)$$

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

где  $\alpha$  – угол падения пласта,  $n$  – время продвижения водонефтяного контакта к скважине.  $P_1$  – начальное пластовое давление.  $P_2$  – Текущее пластовое давление.

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

$$K_{\text{отн}} = \frac{S_{bi} - S_{b1}}{100 - S_{b1}}, \quad (1.13)$$

где числитель  $(S_{bi} - S_{b1})$  – количество воды, поступившей в залежь вместо такого же количества добываемой нефти, а знаменатель  $(100 - S_{b1})$  – начальные извлекаемые запасы нефти. Величины  $S_{bi}$  и  $S_{b1}$  выражены в процентах.

## 1.2. Задания для выполнения

**Задача 1.1.** Определить продолжительность разработки круговой залежи нефти при следующих данных: радиус начального контура нефтеносности  $R_h$ , радиусы эксплуатационных рядов:  $R_1 = 0,8 \cdot R_h$ ;  $R_2 = 0,6 \cdot R_h$ ;  $R_3 = 0,45 \cdot R_h$ . 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  $q_3$ .

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  $q_s$ , толщина пласта  $h$ , коэффициент пористости коллектора  $m$ . Расстояние между эксплуатационной и нагнетательной скважинами  $2\delta = 500$  м. Принимаем коэффициент вытеснения  $\phi = 0,5$ .

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  $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ . Давление на буфере закрытой скважины (при  $Q = 0$ ) равно  $P_1$ . Угол падения пласта –  $\alpha$ .

Необходимо определить скорость продвижения водонефтяного контакта к этой скважине в вертикальном и горизонтальном направлениях, а также по простиранию 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 равно  $S_{b1}$ . В ходе эксплуатации залежи средняя водонасыщенность стала увеличиваться. Через 6 лет она была равна  $S_{b2} = 2 \cdot S_{b1}$ , а через 9 лет –  $S_{b3} = 5 \cdot S_{b1}$ .

Требуется определить средний процент нефтеотдачи для указанных периодов времени.

Таблица 1.1

**Исходные данные для расчетов**

Вар.	$R_n, м$	$q_s, м^3/сут$	$q_n, м^3/сут$	$h, м$	$m, \%$	$\rho_n, кг/м^3$	$\alpha, град.$	$P_1, МПа$	$S_{в1}, \%$
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

## **ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2**

### **Определение количества воды, необходимой для поддержания пластового давления и приемистости нагнетательных скважин**

#### **2.1. Теоретическая часть**

Основным методом увеличения нефтеотдачи пластов является заводнение как на вновь вводимых в разработку объектах, так на истощенных месторождениях. Вследствие выработки запасов нефти пластовое давление в залежи падает, депрессия на забоях и дебиты добывающих скважинах уменьшается. Для поддержания пластового давления применяются различные виды заводнения путем закачки воды в нагнетательные скважины. Расчет объема воды, необходимой для поддержания пластового давления в залежи выполняется по следующей схеме.

Определяем объем нефти, добываемой в пластовых условиях:

$$Q'_h = \frac{Q_h \cdot b_h}{\rho}. \quad (2.1)$$

Определяем объем свободного газа в залежи, приведенный к атмосферным условиям:

$$V_{cb} = V_g - \frac{\alpha \cdot P_{pl} \cdot Q_h}{\rho}. \quad (2.2)$$

Пересчитываем объем свободного газа в пластовые условия:

$$V_{pl} = \frac{ZV_{cb} \cdot P_0 T_{pl}}{P_{pl} T_0}. \quad (2.3)$$

Определяем суммарную суточную добычу пластового флюида в пластовых условиях:

$$V_{cb} = Q'_h + V_{pl} + V_b. \quad (2.4)$$

Для поддержания пластового давления требуется ежесуточно закачивать в элемент эксплуатационного объекта воды не менее указанного объема. При  $K = 1,2$  – коэффициенте избытка, потребуется следующее количество воды (без учета поступающего в залежь объема контурной воды):

$$Q'_b = V \cdot K. \quad (2.5)$$

Определяем приемистость нагнетательных скважин:

$$q = \frac{2\pi k h \Delta P \varphi}{\mu_b \ln \frac{R}{r_c}}. \quad (2.6)$$

В выражениях (2.1) – (2.6) следующие параметры:  $Q_n$  – суточная добыча нефти;  $Q_v$  – суточная добыча воды;  $V_g$  – суточная добыча газа;  $b_n$  – объемный коэффициент нефти;  $\alpha$  – коэффициент растворимости газа в нефти;  $\rho_n$  – плотность нефти;  $Z$  – коэффициент сжимаемости газа;  $P_{пл}$  – пластовое давление;  $T_{пл}$  – пластовая температура;  $P_0$  – атмосферное давление;  $k$  – коэффициент проницаемости пласта;  $\Delta P$  – перепад давления на забое скважины;  $\varphi$  – коэффициент гидродинамического совершенства забоя скважины;  $R$  – половина расстояния между нагнетательными скважинами;  $r_c$  – радиус забоя скважины;  $\mu_b$  – вязкость воды.

## 2.2. Задания для выполнения

**Задача.** Суточная добыча нефти  $Q_n$  из элемента эксплуатационного объекта составляет, т. Суточная добыча воды  $Q_v$ , т. Суточная добыча газа  $V_g$  составляет, м<sup>3</sup>. Объемный коэффициент нефти  $b_n$ , ед. Коэффициент растворимости газа в нефти  $\alpha$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Плотность нефти  $\rho_n$ , кг/м<sup>3</sup>. Коэффициент сжимаемости газа  $Z$  равен 0,883. Пластовое давление  $P_{пл}$  составляет 17,45 МПа. Пластовая температура  $T_{пл}$  составляет 326,3 К. Атмосферное давление  $P_0$  равно 0,1 МПа. Коэффициент проницаемости пласта  $k$  равен  $0,5 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>, перепад давления на забое  $\Delta P$  равен 8 МПа, коэффициент гидродинамического совершенства забоя скважины  $\varphi$  составляет 0,8, половина расстояния между нагнетательными скважинами  $R$  равна 400 м, радиус забоя скважины  $r_c$  равен 0,075 м, вязкость воды  $\mu_b$  равна 1 мПа·с. Определить количество воды, необходимой для поддержания пластового давления и приемистость нагнетательных скважин.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

**Исходные данные для расчета**

Вар.	$Q_n, \text{т}$	$Q_b, \text{т}$	$V_r, 10^3 \text{ м}^3$	$b_n$	$a, \text{м}^3/\text{м}^3$	$\rho_n, \text{кг}/\text{м}^3$
1	825	100	100	1,51	8,8	890
2	785	220	91	1,33	7,7	880
3	600	359	70	1,48	7,1	860
4	400	480	65	1,45	6,5	885
5	565	100	58	1,51	6,6	890
6	800	220	100	1,33	8,8	880
7	689	359	91	1,48	7,7	860
8	810	480	70	1,45	7,1	885
9	490	100	65	1,51	6,5	890
10	550	220	58	1,33	6,6	880
11	825	359	100	1,48	8,8	860
12	785	480	91	1,45	7,7	885
13	600	100	70	1,51	7,1	890
14	400	220	65	1,33	6,5	880
15	565	359	58	1,48	6,6	860
16	800	480	100	1,45	8,8	885
17	689	100	91	1,51	7,7	890
18	810	220	70	1,33	7,1	880
19	490	359	65	1,48	6,5	860
20	550	480	58	1,45	6,6	885

# ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3

## Классификация и характеристика систем поддержания пластового давления

### 3.1. Теоретическая часть

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

$$S_c = \frac{F}{n}. \quad (3.1)$$

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

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

$$N_{kp} = \frac{Q_{\text{зап}}}{n}. \quad (3.2)$$

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

$$\omega = \frac{n_h}{n_d}. \quad (3.3)$$

где  $n_h$  – количество нагнетательных скважин;  $n_d$  – количество добывающих скважин.

По двум указанным выше признакам применяют следующую классификацию систем разработки нефтяных месторождений.

**Системы разработки при отсутствии воздействия на пласты** предполагают разбуривание месторождений равномерной с геометрически правильным расположением скважин по четырехточечной (рис. 3.1) или трехточечной (рис. 3.2) сетке.

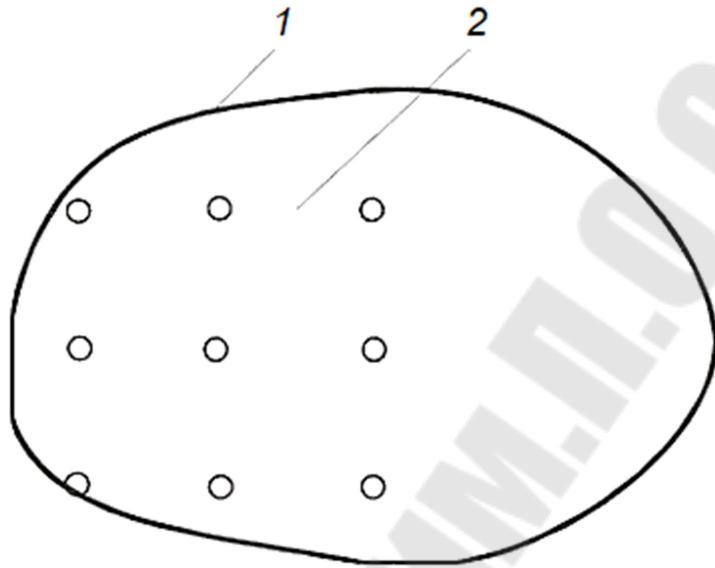


Рис. 3.1 – Схема расположения скважин по четырехточечной сетке:  
1 – условный контур нефтеносности; 2 – добывающие скважины

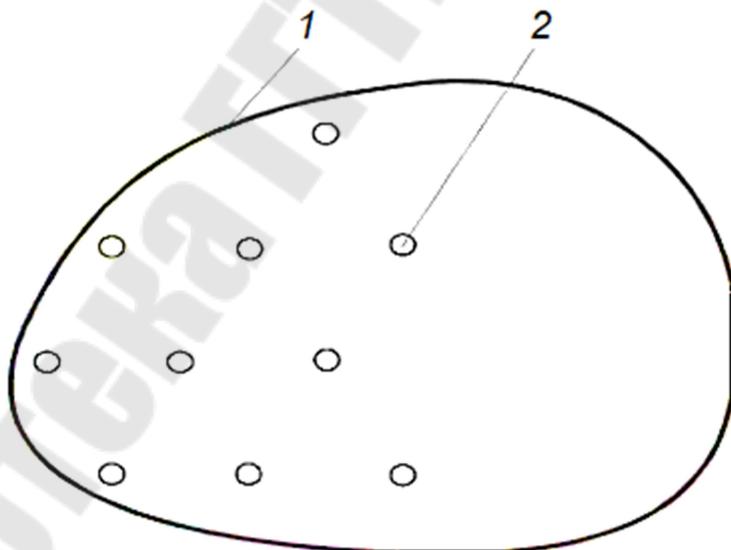


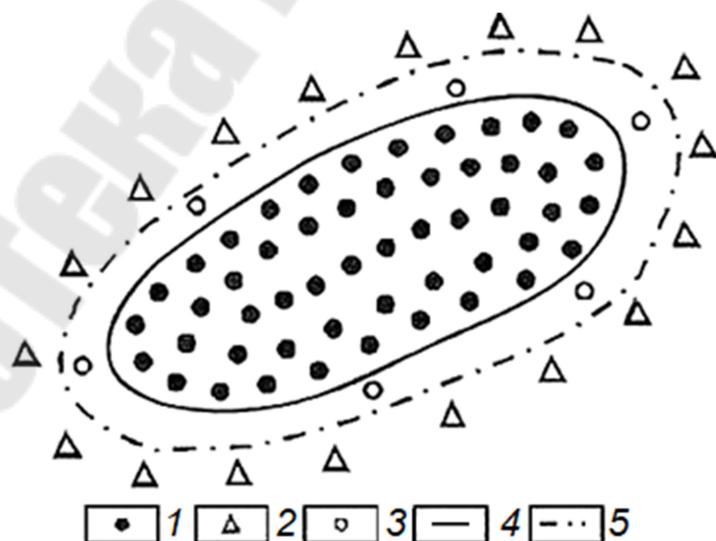
Рис. 3.2 – Схема расположения скважин по трехточечной сетке:  
1 – условный контур нефтеносности; 2 – добывающие скважины

Для систем разработки без воздействия на пласт параметр плотности сетки скважин  $S_c$ , может изменяться в очень широких пределах. Так, при разработке месторождений сверхвязких нефлей (вязкостью в не-

сколько 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 среднепроницаемых 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 пласти** подразделяются на законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнение залежей. На многих месторождениях применяют различное сочетание этих разновидностей заводнения.

**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 способе заводнения нагнетательные скважины располагают за внешним контуром нефтеносности (рис. 3.3). 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. Эта система заводнения 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  $\omega$  здесь колеблется от 1 до 1/5 и менее.



*Рис. 3.3 – Схема расположения скважин при законтурном заводнении:*  
 1 – добывающие скважины; 2 – нагнетательные скважины; 3 – контурные скважины;  
 4 – внутренний контур нефтеносности; 5 – внешний контур нефтеносности

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. 3.4). В качестве нагнетательных скважин также применяют обводненные эксплуатационные скважины первого ряда. Эта система заводнения применяется при тех же условиях, что и законтурное заводнение.

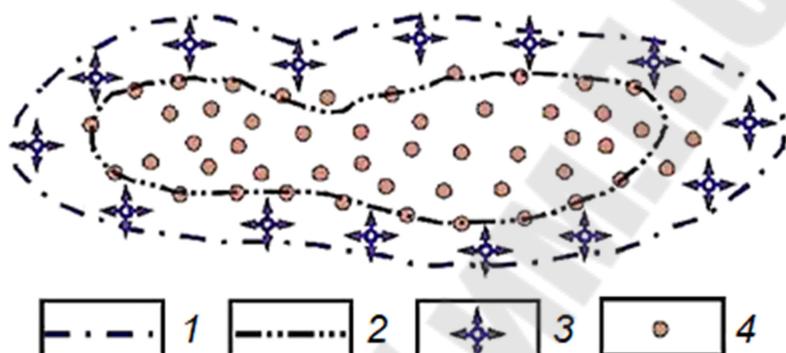


Рис. 3.4 – Схема расположения скважин при приконтурном заводнении: 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности; 3 – нагнетательные скважины; 4 – добывающие скважины

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

**Рядные системы разработки.** При этих системах нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы или блоки, обычно в направлении, поперечном их простирианию, 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 будет очень слабо, в результате чего произойдет падение пластового давления и уменьшение дебитов нефти. С целью уменьшения потерь нефти в центральных ча-

стях 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 (рис. 3.5). Параметр  $\omega$  при однорядной системе приблизительно равен 1, т. е. эта система разработки очень интенсивная. Ширина полосы при использовании заводнения может составлять 1-1,5 км.

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

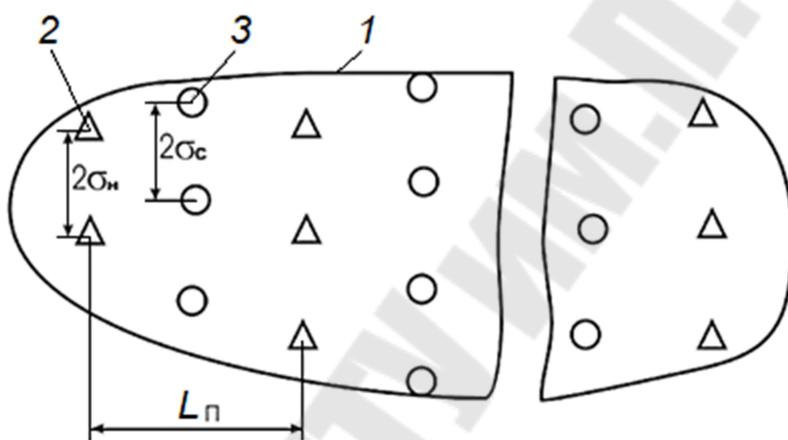


Рис. 3.5 – Схема расположения скважин при однорядной системе разработки: 1 – условный контур нефтеносности; 2 – нагнетательные скважины; 3 – добывающие скважины

**Трехрядная система заводнения,** при трех рядной системе чередуются 1 ряд нагнетательных скважин с тремя рядами добывающих. Ширина полосы для 3х рядной системы изменяется от 1,5-3 км. Параметр  $\omega$  для трехрядной системы равен примерно 1/3.

**Пятирядная система заводнения,** при пятирядной системе располагают скважины чередованием одного ряда нагнетательного и пяти добывающих. Параметр  $\omega$  для пятирядной системы равен 1/5. Ширина блока находится в пределах 3-4,5 км.

**Площадные системы расположения скважин** – применяют в залежах, характеризующихся большой неоднородностью по площади, низкой проницаемостью и повышенной вязкостью нефти с коэффициентом подвижности  $k/\mu < 0,05$ . Существуют пятиточечные, семиточечные, девятиточечные, а также тринадцатиточечные системы заводнения (рис. 3.6).

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

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

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

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

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



Рис. 3.6 – Элементы площадных систем разработки

### 3.2. Задания для выполнения

**Задача.** 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 по оптимальной схеме завоdнения.

Если проницаемость пласта  $k$ ,  $\text{мкм}^2$ , мощность пласта  $h$ , м, вязкость нефти  $\mu$ ,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ , давление на забое нагнетательной скважины  $P_{\text{н}} = 12 \cdot 10^6$  Па, давление на забое добывающей скважины  $P_{\text{д}} = 8 \cdot 10^6$  Па, расстояние между скважинами в ряду  $2a$ , м, расстояние между рядами  $L$ , м, радиус скважины  $r_c = 0,1$  м.

### 3.3. Схема расчета

Дебит скважины при однорядной системе и расположении нагнетательных и добывающих скважин друг напротив друга определим из выражения:

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{н}} - P_{\text{д}}}{\frac{\pi \cdot L}{4a} + \ln \frac{a}{r_c} - 1,1442}. \quad (3.4)$$

Дебит скважины при однорядной системе с шахматным расположением скважин будет равен:

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{н}} - P_{\text{д}}}{\frac{\pi \cdot L}{4a} + \ln \frac{a}{r_c} + 2e^{\left(\frac{-\pi \cdot L}{a}\right)} - 1,1442}. \quad (3.5)$$

Дебит добывающей скважины при пятиточечной системе разработки составит:

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{н}} - P_{\text{д}}}{\ln \frac{\sqrt{2} \cdot a}{r_c} - 0,6188}. \quad (3.6)$$

Дебит добывающей скважины при семиточечной системе разработки будет равен:

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{н}} - P_{\text{д}}}{3 \cdot \ln \frac{a}{r_c} - 1,7078}. \quad (3.7)$$

Дебит угловой добывающей скважины при девятиточечной системе разработки определим из выражения:

$$Q_1 = \frac{\pi \cdot k \cdot h}{2 \cdot \mu} \cdot \frac{P_{\text{н}} - P_{\text{д}}}{\ln \frac{a}{r_c} - 0,6175}. \quad (3.8)$$

Дебит ближайшей добывающей скважины при девятиточечной системе разработки получим из выражения:

$$Q_2 = Q_1 \cdot \frac{\ln \frac{a}{r_c} - 0,9672}{\ln \frac{a}{r_c} - 0,2678}. \quad (3.9)$$

Исходные данные для расчета приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Исходные данные для расчета

Вар.	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

# **ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4**

## **Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов**

### **4.1. Теоретическая часть**

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.

Рассмотрим классификацию гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов по различию в технологии осуществления и степени воздействия их на продуктивные пласти.

**К первой группе** отнесены методы, которые чаще всего применяются на промыслах ввиду своей простоты в технологии реализации, но по степени воздействия на пласти 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 вытесняющего агента по группам нагнетательных скважин;
- избирательная закачка воды в низкопроницаемые пропластки и пласти, 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 внутрипластовое воздействие по ограничению водопритоков (изоляционные работы);
- забуривание вторых и горизонтальных стволов.

**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 доразработки), 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, перевода 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 создаются нестационарные поля давлений. Они достигаются 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 пластины 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 пластины, 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 процесс повышения охвата пластов заводнением.

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

Пьезопроводность пласта, определяемая по формуле:

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot C \cdot m}, \text{ м}^2/\text{с}, \quad (4.1)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости, Па·с;  $C$  – коэффициент упругости породы и жидкости, Па<sup>-1</sup>;  $m$  – коэффициент пористости, д. ед.;  $k$  – коэффициент преобладающей проницаемости по результатам гидродинамических или трассерных исследований, м<sup>2</sup>.

Относительная частота смены циклов нагнетания из различных точек пласта. Изменение расхода нагнетаемой воды, являющееся критерием нестационарности процесса:

$$\omega = \omega_p \cdot C \cdot \mu \cdot m \cdot l^2 \cdot k^{-1}, \quad (4.2)$$

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:

$$\omega_p = \frac{2\chi}{l^2}. \quad (4.3)$$

Длительность полуцикла нестационарного воздействия определяется из выражения:

$$t = \frac{l^2}{2\chi}. \quad (4.4)$$

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, представленной на рис. 4.1. Прямые линии, выходящие из начала координат, есть линии равных периодов.

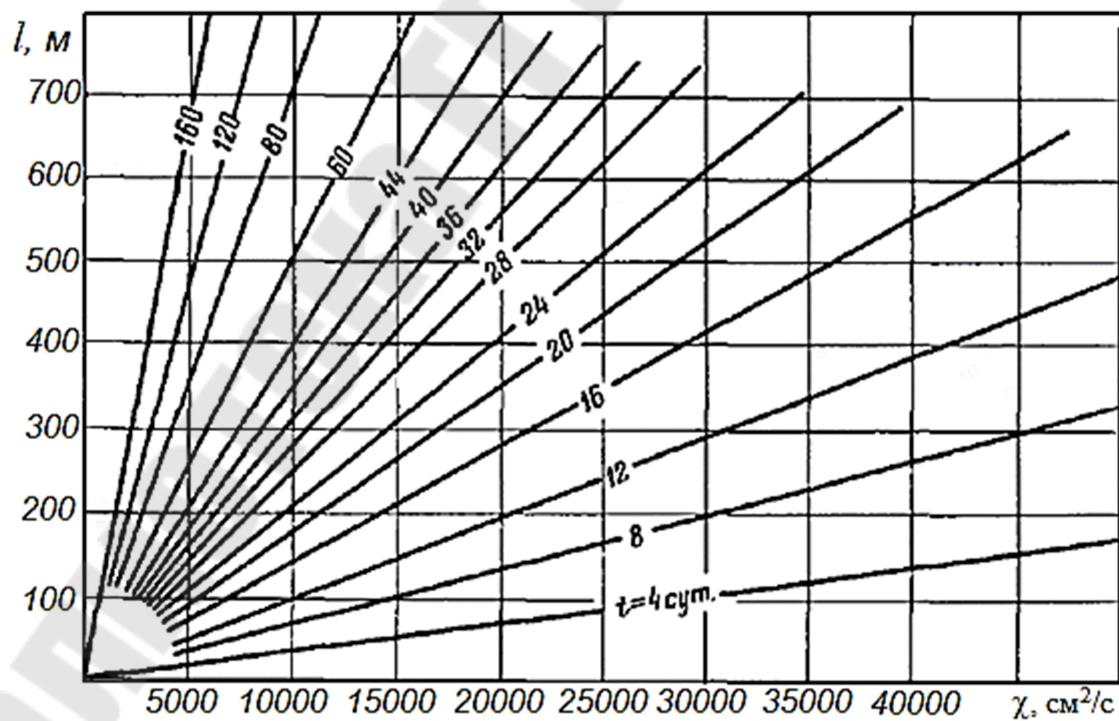


Рис. 4.1 – Зависимость длительности циклов нестационарного воздействия от пьезопроводности пласта и ширины фронта нагнетания

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 должна удовлетворять соотношению:

$$b = (Q_{i_3} - Q_{0i}) / Q_{0_3}, \quad (4.5)$$

где  $Q_{i_3}$  – максимальный (или минимальный) уровень закачки (в зависимости от фазы цикла) при циклическом заводнении;  $Q_{0_3}$  – 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, характеризует 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 завоdнения можно определить следующим образом:

$$\tau = t^* / (k_i \cdot t_{\text{пр}}), \quad (4.6)$$

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

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

Циклическое воздействие на неоднородные пласти способствует увеличению текущего уровня добычи нефти и конечной нефтеотдачи за счет повышения охвата их заводнением. Эффект от циклического воздействия на пласти увеличивается с повышением гидрофильтрности пласта (смачиваемости), микронеоднородности пористой среды, проницае-

мостной (слоистой) неоднородности, сообщаемости слоев, а также с увеличением амплитуды колебания давления нагнетания воды и с применением процесса на более ранней стадии заводнения.

## 4.2. Задания для выполнения

**Задача.** Для повышения эффективности заводнения на месторождении применяют циклическое воздействие на пласти. 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  $0,11 \cdot 10^{-9}$  Па<sup>-1</sup>. Максимальный уровень закачки при циклическом заводнении составляет  $Q_{\max}$ , а средний  $Q_{ср}$ . Необходимо определить основные параметры технологического процесса циклического воздействия.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 4.1.

*Таблица 4.1*  
**Исходные данные для расчета**

Вар.	Ширина фронта вытеснения, м	<i>m</i>	<i>k</i> , мкм <sup>2</sup>	$\mu$ , мПа·с	$Q_{\max}$ , м <sup>3</sup> /сут	$Q_{ср}$ , 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

# ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5

## Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) для повышения нефтеотдачи пластов.

### 5.1. Теоретическая часть

При проектировании и разработке месторождений с целью увеличения нефтеотдачи применяются водные растворы поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые закачивают в нагнетательные скважины с определенной концентрацией. В процессе продвижения оторочки водного раствора ПАВ к добывающим скважинам часть ПАВ сорбируется (осаждаются) на поверхности поровых каналов. Количество сорбированного вещества можно определить, пользуясь законом Генри, формула которого имеет вид  $\alpha(c) = \alpha \cdot c$ , где  $\alpha$  – коэффициент сорбции, определяемый экспериментально,  $c$  – концентрация ПАВ.

Для определения скорости фронта продвижения ПАВ и распределения их концентрации в пласте используется уравнение материального баланса водного раствора ПАВ в первоначально водонасыщенном пласте:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{mbh(1+\alpha)} \cdot \frac{\partial c}{\partial x} = 0, \quad (5.1)$$

где  $b$  – ширина участка пласта, в который ведется закачка раствора ПАВ;  $h$  – толщина пласта;  $m$  – пористость пласта;  $q$  – темпы закачки раствора ПАВ в пласт;  $\alpha$  – коэффициент сорбции раствора ПАВ в пласте.

В начальный момент времени  $t = 0$  в пласте, при отсутствии в нагнетаемой воде ПАВ, начальное условие примет вид:

$$c(x, 0) = 0.$$

Начиная с момента времени  $t = 0$  в пласт через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией закачки  $c = c_0$ . В этом случае граничное условие принимает вид:

$$c(0, t) = c_0.$$

При этом на входе в элемент пласта получим следующие условия:

$$c(x, t) = c_0, \quad x \leq \frac{q}{mbh(1+\alpha)} \cdot t; \quad (5.2)$$

$$c(x, t) = 0, \quad x \leq \frac{q}{mbh(1+\alpha)} \cdot t. \quad (5.3)$$

Скорость движения фронта ПАВ по элементу пласта будет равна:

$$v = \frac{q}{b \cdot h}.$$

Из выражения (5.3) определяем скорость фронта сорбции:

$$v_c = \frac{x}{t} \text{ или } v_c = \frac{v}{m(1+\alpha)}.$$

Для расчета времени подхода фронта сорбции ПАВ к линии отбора рассмотрим закачку водного раствора ПАВ в нагнетательную скважину, расположенную в центре элемента эксплуатационного участка, например пятиточечной системы заводнения. Вытеснение нефти водным раствором ПАВ описывается посредством уравнений плоскорадиальной фильтрации. Для получения уравнения, описывающего распределения концентрации ПАВ в пласте используем уравнения материального баланса в элементе пласта (рис. 5.1).

Искомое уравнение имеет вид:

$$\frac{dc}{dt} + \frac{q}{2\pi m b h (1+\alpha) r} \cdot \frac{dc}{dr} = 0. \quad (5.4)$$

Задаваясь начальным и граничным условиями, после некоторых математических преобразований получим выражение для определения фронта сорбции:

$$r_\phi(t) = \sqrt{r_c^2 \cdot \frac{qt}{m(1+\alpha)\pi h}}. \quad (5.5)$$

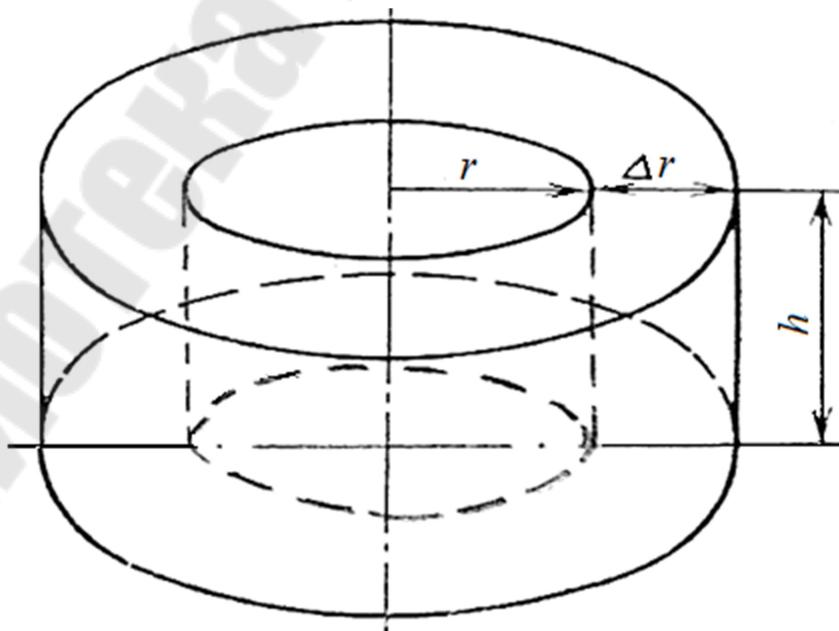


Рис. 5.1 – Схема элемента пласта при плоскорадиальной фильтрации раствора ПАВ

Скорость продвижения фронта ПАВ определим из выражения:

$$v_c(t) = \frac{dr_\phi(t)}{dt} = \frac{q}{2m(1+\alpha)\pi h r_\phi(t)}. \quad (5.6)$$

Скорость продвижения фронта ПАВ в случае плоскорадиальной фильтрации падает с течением времени убывает обратно пропорционально  $r_\phi(t)$ .

Время подхода фронта ПАВ к линии отбора получим из выражения:

$$t_* = \frac{m(1+\alpha)\pi h}{q} \cdot (r_k^2 - r_c^2) \approx \frac{m(1+\alpha)\pi h}{q} \cdot r_k^2, \quad (5.7)$$

где  $r_k$  – расстояние от точки закачки раствора ПАВ в скважину до линии отбора (добывающей скважины);  $r_c$  – радиус нагнетательной скважины.

Расчет оптимального объема оторочки ПАВ для галереи пласта сделаем с учетом следующих соображений. При закачке водного раствора ПАВ происходит не только сорбирование ПАВ на поверхности поровых каналов, но и обратный процесс – десорбция, растворение сорбированных ПАВ в воде. Считается, что сорбция и десорбция подчиняются закону Генри (рис. 5.2).

На стадии создания оторочки ПАВ скорость продвижения фронта вытеснения будет определяться из выражения:

$$c = \begin{cases} c_0, & x \leq v_c t, \\ 0, & x > v_c t, \end{cases} \text{ где } v_c = \frac{q}{mbh(1+\alpha)}.$$

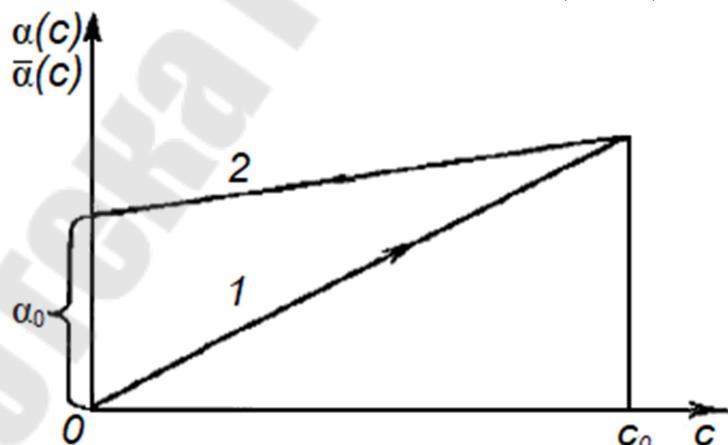


Рис. 5.2 – График зависимости сорбции (1) и десорбции (2) ПАВ пористой породой (случай линейной изотермы сорбции и десорбции),  $\alpha_0$  – количество ПАВ, необратимо сорбированного породой

Считается, что в момент времени  $t = t_*$  формирование оторочки закончилось, и началась стадия проталкивания её по пласту водой, зака-

чиваемой с расходом  $q$ . Уравнение распределения концентрации ПАВ в пласте на стадии проталкивания оторочки водой имеет вид:

$$\frac{dc}{dt} + \frac{q}{mbh(1+\bar{\alpha})} \cdot \frac{dc}{dr} = 0.$$

В момент времени  $t = t_*$  (момент окончания создания оторочки и начала проталкивания её водой) во всех сечениях пласта, через которые прошел фронт оторочки ПАВ, концентрация ПАВ будет равна концентрации закачки. Таким образом, начальное условие имеет вид:

$$c(x, t) = c_0, \quad x \leq x_\phi(t_*).$$

Начиная с момента времени  $t = t_*$ , оторочка будет проталкиваться водой, не содержащей ПАВ. Поэтому граничное условие примет вид:

$$c(x, t_*) = c_0, \quad t \geq t_*.$$

В результате получим:

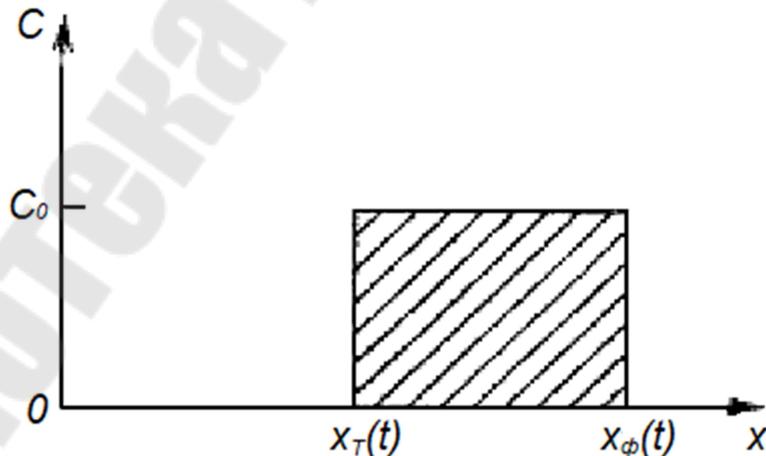
$$c(x, t) = \begin{cases} 0, & x \leq v_T(t - t_*), \\ c_0, & v_\phi \geq x \geq v_r(t - t_*), \end{cases}$$

где  $v_T$  – скорость тыла оторочки, определяемая по соотношению:

$$v_T = \frac{q}{mbh(1+\bar{\alpha})},$$

где  $\bar{\alpha}$  – коэффициент десорбции.

Характерное распределение концентрации ПАВ в пласте показано на рисунке 5.3.



*Рис. 5.3 – Зависимость концентрации ПАВ в пласте при проталкивании оторочки раствора водой (случай линейных изотерм сорбции и десорбции):  $c$  – концентрация ПАВ,  $x_\phi(t)$  и  $x_T(t)$  – соответственно положение фронта и тыла оторочки ПАВ в момент времени  $t$  от расстояния*

Движение жидкостей – прямолинейно-параллельное. Время  $t_*$  создания оторочки определяется по формуле:

$$t_* = \frac{mbhl(\alpha - \bar{\alpha})}{q} = \frac{V_{\text{пор}}}{q} \cdot (\alpha - \bar{\alpha}).$$

Объем оторочки ПАВ при этом должен быть равен:

$$V_{(\text{от})} = \frac{q \cdot t_*}{1 + \alpha} = \frac{(\alpha - \bar{\alpha})}{1 + \alpha} \cdot V_{\text{пор}}.$$

## 5.2. Задания для выполнения

**Задача 5.1.** Рассматривается прямолинейная фильтрация. В водонасыщенный участок пласта шириной  $b$ , м, толщиной  $h$ , м, пористостью  $m = 0,25$  и с расстоянием между нагнетательной и добывающей галереями  $l$ , м через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией  $c_0$  и темпом закачки  $q$ , м<sup>3</sup>/сут. ПАВ сорбируется скелетом породы по закону Генри, формула которого имеет вид  $\alpha(c) = \alpha \cdot c$ , где  $\alpha$  – коэффициент сорбции;  $\alpha$ , доли ед. Определить скорость продвижения фронта сорбции ПАВ (фрона ПАВ).

Исходные данные для расчета приведены в таблице 5.1.

*Таблица 5.1*  
**Исходные данные для расчета**

Вар.	$l$ , м	$b$ , м	$h$ , м	$q$ , м <sup>3</sup> /сут	$\alpha$ , доли ед.
1	400	200	14	350	0,32
2	450	150	18	400	0,35
3	480	180	20	350	0,40
4	500	165	22	400	0,45
5	520	170	14	350	0,50
6	540	200	18	400	0,32
7	580	150	20	350	0,35
8	600	180	22	400	0,40
9	620	165	14	350	0,45
10	650	170	18	400	0,50
11	400	200	20	350	0,32
12	450	150	22	400	0,35
13	480	180	14	350	0,40
14	500	165	18	400	0,45
15	520	170	20	350	0,50
16	540	200	22	400	0,32
17	580	150	14	350	0,35
18	600	180	18	400	0,40
19	620	165	20	350	0,45
20	650	170	22	400	0,50

**Задача 5.2.** В водонасыщенный участок пласта, имеющий  $r_k$ , м и толщину  $h$ , м и пористость  $m = 0,2$ , через центральную скважину радиусом  $r_c = 0,1$  м закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией  $c_0$  и темпом закачки  $q$ , м<sup>3</sup>/сут. ПАВ интенсивно сорбируются пористой средой по закону Генри.  $a(c) = \alpha \cdot c$ , где  $\alpha$ , д. ед.

Определить закон движения фронта ПАВ (фрона сорбции ПАВ) и время подхода его к линии отбора, расположенной на расстоянии  $r_k$  от центральной нагнетательной скважины. Движение жидкостей в пласте считать плоскорадиальным, а жидкости несжимаемыми.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 5.2.

*Таблица 5.2*  
**Исходные данные для расчета**

Вар.	$r_k$ , м	$h$ , м	$q$ , м <sup>3</sup> /сут	$\alpha$ , доли ед.
1	400	14	350	0,32
2	450	18	400	0,35
3	480	20	350	0,40
4	500	22	400	0,45
5	520	14	350	0,50
6	540	18	400	0,32
7	580	20	350	0,35
8	600	22	400	0,40
9	620	14	350	0,45
10	650	18	400	0,50
11	400	20	350	0,32
12	450	22	400	0,35
13	480	14	350	0,40
14	500	18	400	0,45
15	520	20	350	0,50
16	540	22	400	0,32
17	580	14	350	0,35
18	600	18	400	0,40
19	620	20	350	0,45
20	650	22	400	0,50

**Задача 5.3.** В пласт, первоначально насыщенный водой с пористостью  $m$ , доли ед. и имеющий размеры  $l$ , м,  $b$ , м,  $h$ , м, закачивается оторочка ПАВ с концентрацией  $c_0 = 0,001$  при расходе  $q = 400$  м<sup>3</sup>/сут. Оторочка проталкивается водой с тем же расходом  $q$ . ПАВ адсорбируется пористой средой по закону, формула которого имеет вид  $a(c) = \alpha \cdot c$ , где  $\alpha$ , доли ед. На стадии проталкивания оторочки водой происходит де-

сорбция ПАВ (т.е. обратное растворение части адсорбированного ПАВ в проталкиваемой воде), которое определяется из соотношений:

$$\bar{\alpha}(c) = \bar{\alpha} \cdot c + (\alpha - \bar{\alpha}), \text{ где } \bar{\alpha} = 0,1\bar{\alpha}_0 = (\alpha - \bar{\alpha}) \cdot c_0.$$

Они характеризуют, необратимо сорбированное породой, количество ПАВ. Определить оптимальный объём оторочки ПАВ и время, необходимое для её создания. Оптимальным считать такой объём оторочки, который исчезает при подходе фронта ПАВ к линии отбора. Движение жидкостей считать прямолинейным, а сами жидкости – несжимаемыми.

Здесь  $\bar{\alpha}$  – коэффициент десорбции. Исходные данные для расчета приведены в таблице 5.3.

*Таблица 5.3*

**Исходные данные для расчета.**

Вариант	<i>l</i> , м	<i>b</i> , м	<i>h</i> , м	<i>m</i> , доли ед.	<i>a</i> , доли ед
1	400	200	14	0,23	0,32
2	450	150	18	0,21	0,35
3	480	180	20	0,22	0,40
4	500	165	22	0,20	0,45
5	520	170	14	0,25	0,50
6	540	200	18	0,23	0,32
7	580	150	20	0,21	0,35
8	600	180	22	0,22	0,40
9	620	165	14	0,20	0,45
10	650	170	18	0,25	0,50
11	400	200	20	0,23	0,32
12	450	150	22	0,21	0,35
13	480	180	14	0,22	0,40
14	500	165	18	0,20	0,45
15	520	170	20	0,25	0,50
16	540	200	22	0,23	0,32
17	580	150	14	0,21	0,35
18	600	180	18	0,22	0,40
19	620	165	20	0,20	0,45
20	650	170	22	0,25	0,50

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6

### Вытеснение нефти из пласта полимерными растворами

#### 6.1. Теоретическая часть

При фильтрации водного раствора полимеров в пласт по мере увеличения градиента давления скорость его движения возрастает все медленнее по сравнению со скоростью течения воды по закону Дарси – проявляются дилатантные свойства полимеров (рис. 6.1).

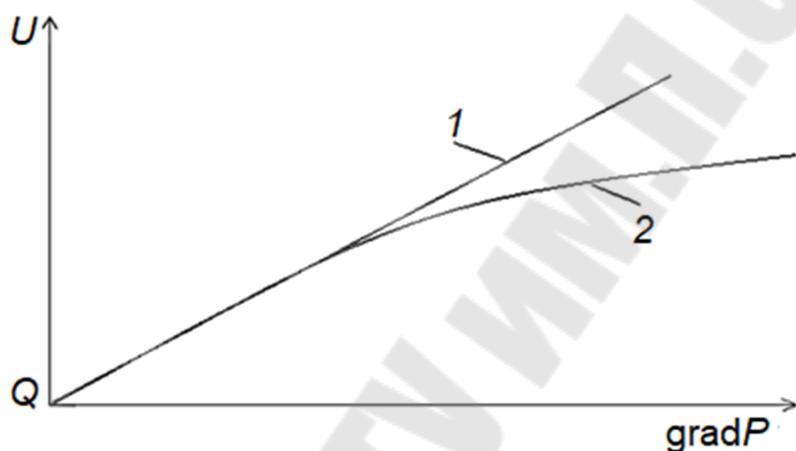


Рис. 6.1 – Зависимость скоростей фильтрации воды 1 и дилатантной жидкости 2 от градиента давления  $\text{grad} P$

Скорость фильтрации дилатантной жидкости нелинейно зависит от изменения градиента давления. С каждым приращением градиента давления она возрастает все меньше и меньше. Формулу закона фильтрации полимерного раствора можно представить в виде:

$$u = -k/\mu_{\text{вп}} (\text{grad} P)^n, \quad (6.1)$$

где  $\mu_{\text{вп}}$  – вязкость водного раствора полимера.

С учетом фактора сопротивления  $R$  эту формулу записывают так:

$$u = \left( -\frac{k}{\mu_{\text{вп}} R} \right) \cdot (\text{grad} P). \quad (6.2)$$

При фильтрации водного раствора полимера в пористой среде, перепад давления возрастает более динамично, чем это следует из закона Дарси. При этом, фильтрация водного раствора полиакриломида (ПАА) сопровождается его сорбцией в пористой среде. При незначительных концентрациях полимера в водном растворе для оценки сорбции можно

пользоваться изотермой Генри. В результате сорбции полимеров в пористой среде в процессе вытеснения нефти образуется фронт сорбции. Впереди фронта сорбции полимера в пласте движется вода, практически не содержащая полимера.

## 6.2. Задания для выполнения

**Задача 6.1.** Из круговой залежи радиусом  $R_k$ , м, толщиной  $h$ , м, имеющей начальную водонасыщенность  $S_{cb}$ , д. ед. и пористость  $m$ , д. ед. вытесняется нефть вязкостью  $\mu_n = 10$  мПа·с при закачке в нагнетательную скважину с радиусом  $r_c = 0,1$  м, расположенную в центре залежи, водного раствора полиакриламида (ПАА) с концентрацией  $c_0 = 0,001$  и расходом  $q$ , м<sup>3</sup>/сут.

ПАА не растворяется в нефти и сорбируется скелетом пористой среды по закону (изотерма сорбции Генри), формула которого имеет вид  $\alpha(c) = \alpha \cdot c$ , где  $\alpha = 0,7$ . Коэффициент охвата пласта по толщине воздействием  $\eta_{ox}$ , д. ед. Исходя из особенностей вытеснения нефти раствором ПАА определено безразмерное время подхода фронта обводнения  $\tau_1$ , д. ед. и предельного обводнения  $\tau_2$ , д. ед. на границе элемента пласта  $R_k$ .

Определить:

- текущую при подходе фронта обводнения и конечную нефтеотдачу при полном обводнении продукции
- время разработки залежи до подхода фронта обводнения и предельной обводненности;
- суммарный объем добытой нефти.

Процесс считать законченным к моменту подхода фронта концентрации ПАА к линии отбора, за которую принимаем круговую галерею, расположенную на расстоянии  $R_k$ , м от центра залежи. Движение жидкостей считать плоскорадиальным.

### Схема расчета

Определяем поровый объем элемента пласта:

$$V_{\text{пор}} = \pi R_k^2 h m.$$

Рассчитываем геологические запасы нефти, содержащиеся в элементе пласта:

$$G = V_{\text{пор}} \cdot (1 - S_{cb}).$$

Определяем безводный период эксплуатации элемента пласта:

$$T_1 = \pi h m (R_k^2 - r_c^2) \cdot \tau_1 / q.$$

Объем нефти, который будет вытеснен из элемента пласта за безводный период разработки, будет равен:

$$V_{\text{нб}} = q T_1 \eta_{\text{ox}}.$$

Текущий коэффициент нефтеотдачи на конец безводного периода эксплуатации залежи будет равен:

$$\eta_t = V_{\text{нб}} / G.$$

Период эксплуатации элемента залежи до полного обводнения добываемой продукции найдем из выражения:

$$T_2 = \pi h m (R_k^2 - r_c^2) \cdot \tau_2 / q.$$

Объем нефти, который будет вытеснен из элемента пласта на конец периода разработки, будет равен:

$$V_h = q T_2 \eta_{\text{ox}}.$$

Определим конечный коэффициент нефтеотдачи элемента пласта:

$$\eta_k = V_h / G.$$

Исходные данные для расчета представлены в таблице 6.1.

*Таблица 6.1*

#### **Исходные данные для расчета**

<b>Вар.</b>	<b>Значения параметров</b>							
	<b><math>R_k, м</math></b>	<b><math>h, м</math></b>	<b><math>S_{\text{св}}, д. ед</math></b>	<b><math>q, м^3/\text{сут}</math></b>	<b><math>m, д. ед</math></b>	<b><math>\eta_{\text{ox}}, д. ед</math></b>	<b><math>\tau_1, д. ед.</math></b>	<b><math>\tau_2, д. ед.</math></b>
1	600	20	0,200	100	0,25	0,58	0,37	0,85
2	500	15	0,230	150	0,22	0,70	0,35	0,86
3	700	10	0,210	160	0,21	0,80	0,40	0,88
4	650	15	0,250	130	0,20	0,60	0,45	0,90
5	760	10	0,180	140	0,19	0,75	0,38	0,91
6	570	20	0,160	160	0,20	0,65	0,39	0,95
7	580	20	0,170	200	0,25	0,60	0,33	0,94
8	690	15	0,180	180	0,25	0,80	0,35	0,93
9	800	10	0,190	190	0,21	0,85	0,37	0,92
10	710	10	0,180	170	0,22	0,75	0,41	0,89
11	680	20	0,210	160	0,20	0,90	0,42	0,87
12	750	10	0,220	150	0,18	0,80	0,43	0,84
13	640	15	0,200	140	0,19	0,70	0,44	0,88
14	600	20	0,200	100	0,25	0,58	0,37	0,85
15	500	15	0,230	150	0,22	0,70	0,35	0,86
16	700	10	0,210	160	0,21	0,80	0,40	0,88
17	650	15	0,250	130	0,20	0,60	0,45	0,90
18	760	10	0,180	140	0,19	0,75	0,38	0,91
19	570	20	0,160	160	0,20	0,65	0,39	0,95
20	580	20	0,170	200	0,25	0,60	0,33	0,94

**Задача 6.2.** Рассчитать параметры полимерного заводнения по следующим исходным данным:

$Z_t^*$  – годовые экономические затраты на одну скважину;  $Z_t^{**}$  – годовые экономические затраты на 1 т добычи жидкости при обычном заводнении;  $C_n$  – дополнительные экономические затраты на полимерное заводнение на 1 т добываемой жидкости;  $C_k$  – предельно допустимая стоимость добычи 1 т нефти;

$q_{F2}$  – годовой отбор жидкости на 1 скважине;  $\mu^*$  – соотношение подвижностей вытесняющей воды и нефти в пластовых условиях;  $v^*$  – соотношение плотностей воды и нефти в пластовых условиях;  $v$  – коэффициент увеличения вязкости воды при добавлении полимера.

### Схема расчета.

Предельную массовую обводненность добываемой жидкости при полимерном заводнении определим из выражения:

$$A_2 = 1 - \frac{1}{C_k} \cdot \left( \frac{Z_t^*}{q_{F2}} + Z_t^{**} + C_n \right).$$

Предельную массовую обводненность добываемой жидкости при стандартном заводнении определим из выражения:

$$A_2^* = 1 - \frac{1}{C_k} \cdot \left( \frac{Z_t^*}{q_{F2}} + Z_t^{**} \right).$$

Определим расчетную предельную обводненность добываемой жидкости при постоянном полимерном заводнении:

$$A_2^1 = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \frac{\nu + \mu^*}{2\nu} \cdot \nu^* + A_2}.$$

Определим расчетную предельную обводненность добываемой жидкости при постоянном стандартном заводнении:

$$A_2^{11} = \frac{A_2^*}{(1 - A_2^*) \cdot \frac{\nu + \mu^*}{2} \cdot \nu^* + A_2^*}.$$

Переход на завершающем этапе работ по повышению нефтеотдачи пласта от полимерного заводнения к обычному позволяет увеличить расчетную предельную обводненность на следующую величину:

$$A_n = \frac{A_2^*}{\left(1 - A_2^*\right) \cdot \frac{1 + \mu^*}{1 + \nu} \cdot \nu^* + A_2^*}.$$

Расчетную долю агента, при котором надо прекращать закачку полимера в пласт, определим из выражения:

$$A_X = 1 - 0,131 e^{\frac{K_{3H}}{0,646} \cdot \left( \frac{1+\nu}{1+\mu^*} \right)}$$

$$K_{3H} = 0,250$$

$$K_{3K} = 0,896$$

Из двух величин  $A_2$  и  $A_2^*$  выбираем меньшую и определяем расчетную предельную обводненность:

$$A_n^* = 1 - \left(1 - A_2^*\right) \cdot e^{\frac{K_{3H}}{K_{3K} - K_{3H}} \cdot \left( \frac{1+\nu}{1+\mu^*} \right)}.$$

Начальные извлекаемые запасы нефти при полимерном заводнении увеличиваются по сравнению с обычным заводнением в  $H$  раз:

$$H = \frac{K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) \cdot A_n^*}{K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) \cdot A_2^*}.$$

Исходные данные для расчета представлены в таблице 6.2

**Таблица 6.2**  
**Исходные данные для расчета**

Вар.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$3t^*$	0,05	0,06	0,04	0,05	0,04	0,05	0,06	0,03	0,06	0,07	0,08	0,04
$3t^{**}$	2,6	3,0	2,1	2,0	2,7	2,8	3,2	2,4	2,6	3,0	2,7	2,8
$C_n$	3	4	2	2,8	3	3,2	4,1	2	3	4	2	2,8
$C_k$	100	90	110	80	95	100	105	101	90	110	101	102
$q_{F2}$	0,02	0,021	0,018	0,01	0,015	0,02	0,025	0,025	0,028	0,024	0,03	0,015
$\mu^*$	13	15	10	12	14	11	12	10	11	11	12	13
$\nu^*$	1,2	1,18	1,15	1,21	1,25	1,19	1,12	1,12	1,13	1,13	1,2	1,19
$\nu$	5	4	6	5	4	3	6	7	6	6	8	7

Продолжение таблицы 6.2

<b>Вар.</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>
<b>3т*</b>	0,05	0,04	0,06	0,07	0,05	0,04	0,06	0,03	0,07	0,04	0,03
<b>3т**</b>	3,0	2,7	2,4	2,8	3,0	3,2	3,0	2,8	2,7	2,6	3,2
<b>C<sub>n</sub></b>	4,1	3,2	1,9	2,5	2,3	2,4	3	4	5	3,2	5
<b>C<sub>k</sub></b>	104	105	98	113	112	100	80	79	89	89	105
<b>q<sub>F2</sub></b>	0,018	0,03	0,018	0,017	0,016	0,015	0,030	0,028	0,032	0,043	0,015
<b>μ*</b>	13	14	10	14	12	10	9	19	18	16	13
<b>ν*</b>	1,8	1,4	1,18	1,19	1,2	1,4	1,9	1,12	1,3	1,2	1,18
<b>ν</b>	6	4	4	5	6	7	8	6	5	4	4

# **ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 7**

## **Расчет основных параметров гидравлического разрыва пласта**

### **7.1. Теоретическая часть**

Гидроизрыв пласта (ГРП) – технологический процесс увеличения проницаемости прискважинной зоны путем создания в околосвольной зоне пласта искусственных трещин или расширения естественных трещин.

Сущность этого процесса заключается в том, что на забое скважины при закачке вязкой жидкости создаются высокие давления, 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 каналами для движения нефти и газа, связывающими скважину с удаленными от забоя продуктивными зонами пласта. Протяженность трещин вглубь пласта может достигать нескольких десятков и сотен 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), закрепление трещин песком (проппантом) и заключительные работы.

При выборе объектов для ГРП необходимо учитывать степень истощенности отдельных 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 опробовании слабый приток нефти;
2. с высоким пластовым давлением, но низкой проницаемостью коллекторов;
3. с загрязненной призабойной зоной;
4. имеющих заниженный дебит по сравнению с окружающими;
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, наличие заколонных перетоков);
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 работах.

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; массированный; глубокопроникающий; комбинированный (например, кислотная обработка+ГРП и т.д.), многозонный;
5. По типу используемых при ГРП жидкостей разрыва и наполнителей.

## Расчет параметров ГРП

Напряженное состояние пород в условиях залегания подчиняется гипотезе А.Н. Динника, утверждающей, что горизонтальное напряжение не равно вертикальному и составляет лишь какую-то часть последнего.

Вертикальная составляющая горного давления на пласт определяется из соотношения:

$$P_{\text{г.в.}} = \rho_n \cdot g \cdot L, \quad (7.1)$$

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

Горизонтальная составляющая горного давления в пределах рассматриваемого пласта определяется из соотношения:

$$P_{\text{г.г.}} = P_{\text{г.в.}} \cdot \frac{\nu}{1 - \nu}, \quad (7.2)$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона.

Объемная концентрация песка в смеси с жидкостью разрыва при закачке его для расклинивания трещины определяется по формуле:

$$\beta_n = \frac{C_n / \rho_n}{(C_n / \rho_n) + 1}, \quad (7.3)$$

где  $C_n$  – концентрация песка в 1 м<sup>3</sup> жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_n$  – плотность песка, кг/м<sup>3</sup>.

Плотность жидкости-песконосителя с песком равна:

$$\rho_{\text{жп}} = \rho_{\text{ж}} \cdot (1 - \beta_n) + \rho_n \cdot \beta_n, \quad (7.4)$$

где  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости-разрыва без песка, кг/м<sup>3</sup>.

Вязкость жидкости-песконосителя с песком определим из выражения:

$$\mu_{\text{жп}} = \mu_{\text{ж}} \cdot e^{3,18\beta_n}, \quad (7.5)$$

где  $\mu_{\text{ж}}$  – вязкость жидкости-разрыва без песка, Па·с.

Для определения параметров трещины пользуются формулой, вытекающей 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:

$$\frac{P_3}{P_{\text{г.г.}}} \cdot \left( \frac{P_3}{P_{\text{г.г.}}} - 1 \right)^3 = \frac{5,25E^2 \cdot Q \cdot \mu_{\text{жп}}}{(1 - \nu^2)^2 \cdot P_{\text{г.г.}}^3 \cdot V_{\text{ж}}}, \quad (7.6)$$

где  $V_{\text{ж}}$  – объем жидкости, находящейся в трещине, м<sup>3</sup>;  $Q$  – расход закачиваемой жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $E$  – модуль упругости пород, Па.

Далее требуется решение кубического уравнения (7.6) относительно  $P_3/P_{\text{г.г.}}$  и затем определение  $P_3$ .  $P_3$  можно так же найти методом подбора. Так как  $P_{\text{г.г.}}$  известно из выражения (7.2), а правую часть уравнения (7.6) находим, подставив в нее исходные данные, то подставляя в левую часть выражения (7.6) различные значения  $P_3$  таким образом добиваемся выполнения равенства (7.6).

Длина созданной трещины после закачки жидкости разрыва будет равна, м:

$$l = \sqrt{\frac{V_{\text{ж}} \cdot E}{5,6 \cdot (1 - v^2) h \cdot (P_3 - P_{\text{г.г.}})}}, \quad (7.7)$$

где  $h$  – вскрытая толщина пласта, м.

При этом раскрытость или ширина трещины составит:

$$\omega = \frac{4 \cdot (1 - v^2) \cdot l \cdot (P_3 - P_{\text{г.г.}})}{E}. \quad (7.8)$$

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 равной  $m = 0,3$ , определяем остаточную ширину трещины:

$$\omega_1 = \frac{\omega \cdot \beta_{\text{п}}}{1 - m}, \quad (7.9)$$

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

Проницаемость трещины такой ширины (раскрытости) будет равна,  $\text{м}^2$ :

$$k_{\text{тр}} = \frac{\omega_1^2}{12}. \quad (7.10)$$

Средняя проницаемость призабойной зоны при созданной вертикальной трещине будет равна, в  $\text{м}^2$ :

$$k_{\text{cp}} = \frac{(\pi \cdot D - \omega_1) \cdot k + (\omega_1 \cdot k_{\text{тр}})}{\pi \cdot D}, \quad (7.11)$$

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

Давление, которое нужно создать на устье при гидроразрыве, определим из выражения:

$$P_y = P_3 - \rho_{жп} \cdot g \cdot L + P_{tp}, \quad (7.12)$$

где  $P_{tp}$  – потери на трение при движении жидкости ГРП по колонне НКТ, Па.

Для определения  $P_{tp}$  рассчитаем число Рейнольдса по формуле:

$$Re = 4 \cdot Q \cdot \rho_{жп} / (\pi \cdot d \cdot \mu_{жп}). \quad (7.13)$$

Если  $Re > 200$ , то потери давления на трение, рассчитанные по ниже приведенной формуле увеличиваются в 1,52 раза.

$$P_{tp} = \frac{1,52 \cdot \lambda \cdot 16 \cdot Q^2 \cdot L \cdot \rho_{жп}}{2 \cdot \pi^2 \cdot d^5}, \quad (7.14)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления.

Если жидкость гидроразрыва в скважину закачивают насосными агрегатами 4АН-700, то для расчета необходимого количества насосных агрегатов для проведения ГРП, принимаем технические характеристики насоса, приведенные в таблице 7.1.

*Таблица 7.1  
Технические характеристики 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 для проведения ГРП определим из выражения:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{Q_p \cdot P_p \cdot k_{tc}} + 1, \quad (7.15)$$

где  $P_p$  – рабочее давление агрегата, Па;  $Q_p$  – подача агрегата при данном  $P_p$ , м<sup>3</sup>/с;  $k_{tc}$  – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы принимается в пределах от 0,5 до 0,8. Максимальное значение принимается для агрегатов со сроком службы не более 2-ух лет.

Объем жидкости для продавливания жидкости-песконосителя в пласт определяем из выражения:

$$V_n = 0,785 \cdot d^2 \cdot L, \quad (7.16)$$

здесь  $d$  – внутренний диаметр НКТ.

Определим продолжительность гидроразрыва пласта при работе агрегатов на III скорости:

$$t = \frac{V_{\text{ж}} + V_{\text{п}}}{Q_p}, \quad (7.17)$$

здесь  $V_{\text{ж}}$  – объем жидкости для осуществления ГРП,  $\text{м}^3$ ;  $V_{\text{п}}$  – объем продавочной жидкости,  $\text{м}^3$ ;  $Q_p$  – суммарная производительность работающих насосных агрегатом,  $\text{м}^3/\text{мин}$ .

## 7.2. Задания для выполнения

**Задача.** Рассчитать основные характеристики ГРП в добывающей скважине для условий, приведенных в таблице 7.2.

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

При ГРП непрерывно закачивают 10  $\text{м}^3$  жидкости: жидкость разрыва в объеме 1  $\text{м}^3$  и жидкость-песконоситель в объеме 9  $\text{м}^3$ , которая одновременно является и жидкостью разрыва. Гидроразрыв будем проводить через НКТ с внутренним диаметром 62 мм.

Принимаем  $m = 0,3$ ;  $Q_{\text{п}} = 3,0$ ;  $V_{\text{ж}} = 10 \text{ м}$ ;  $\lambda = 0,005 \text{ МПа}/\text{м}$ .

Таблица 7.2

**Исходные данные для расчета**

Вар.	<i>L</i> , м	<i>D</i> , м	<i>h</i> , м	<i>k</i> , мкм <sup>2</sup>	<i>E</i> , 10 <sup>10</sup> Па	<i>v</i>
1	1800	0,20	15	0,010	1,0	0,25
2	1000	0,20	15	0,015	1,0	0,30
3	1200	0,20	13	0,020	1,5	0,35
4	1200	0,25	13	0,025	1,5	0,40
5	1500	0,25	11	0,030	2,0	0,25
6	1500	0,25	11	0,030	2,0	0,30
7	1800	0,28	9	0,035	2,5	0,35
8	1800	0,28	9	0,035	2,5	0,40
9	2000	0,28	14	0,040	2,8	0,25
10	2000	0,28	14	0,045	2,8	0,30
11	2500	0,30	12	0,050	3,0	0,35
12	2500	0,30	12	0,060	3,0	0,40
13	2500	0,30	10	0,070	3,3	0,25
14	2700	0,25	10	0,080	3,4	0,30
15	2700	0,18	9	0,090	3,5	0,35
16	2800	0,18	9	0,065	3,5	0,40
17	2800	0,20	8	0,075	4,0	0,25
18	3000	0,20	8	0,086	4,5	0,30
19	2900	0,30	9	0,055	3,5	0,35
20	1600	0,25	12	0,030	4,0	0,40

## Список литературы

1. Технология и техника методов повышения нефтеотдачи пластов. Часть I: Методические указания к практическим занятиям / Сост.: Л.А. Сайченко // СП: Санкт-Петербургский горный университет. 2022. – 50 с.
2. «Методы повышения нефтеотдачи пластов» для студентов всех форм обучения по направлению 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии» / сост. Янукян А. П. // Сургут: ТИУ. 2022. – 31 с.
3. Технология и техника методов повышения нефтеотдачи пластов. Учебно-методическое пособие к выполнению практических занятий. / Сост.: Гуторов А.Ю., Ворсина Н.А., Яковлева О.И. // Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет. 2018. – 28 с.
4. Методы повышения нефтегазоотдачи пластов: практикум по одному курсу для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. форма обучения / сост. Н.Г. Журавель. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2016. – 94 с.
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. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: учеб. пособие для вузов / И. Т. Мищенко и др. // М.: Недра, 1984. – 277 с.

# **МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕГАЗООТДАЧИ ПЛАСТОВ**

**Практикум  
для слушателей специальности переподготовки  
9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
заочной формы обучения**

**Составители: Демяненко Николай Александрович  
Ткачев Виктор Михайлович**

Подписано к размещению в электронную библиотеку  
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного  
учебно-методического документа 25.11.25.

Рег. № 92E.  
<http://www.gstu.by>