

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Допущены
к проведению занятий в 2016-2017 уч.году
Заведующий кафедрой
Профессор М.К. Рогачев
«__» сентября 2016 г.

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ для проведения практических занятий по учебной дисциплине

«ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ»

Специальность (направление подготовки): 21.03.01. «Нефтегазовое дело»

Специализация (профиль): Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Разработал: ассистент Шангараева Л.А.

*Обсуждены и одобрены на заседании кафедры
Протокол № 1 от 30 августа 2016 г.*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2016**

**ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА МЕТОДОВ
ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ:** Методические указания для практических занятий / Санкт-Петербургский горный университет. *Сост.: Шангараева Л.А., Тананыхин Д.С.* СПб, 2015. 65 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 бакалавриата направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело», 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.В. Мардашов*

© Санкт-Петербургский
горный университет, 2015

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 боль-

шей 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:

$$M_0 = \frac{k_v / \mu_v}{k_n / \mu_n},$$

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 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. 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 $\sigma \cos \theta$. Поверхностное натяжение σ системы вода-нефть меняется слабо и легко может быть замерено. Смачиваемость же породы, характеризующая краевым углом θ , 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 несмачивающей менее эффективно, чем вытеснение несмачивающей жидкости смачивающей.

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

$$V_n = \pi(R_{n-1}^2 - R_n^2)h \cdot m, \quad (1.1)$$

где R – радиус контура нефтеносности или эксплуатационного ряда,

h – толщина пласта,

m – пористость пласта.

Число скважин в каждом ряду

$$n_n = 2\pi R_n / 2\sigma, \quad (1.2)$$

где σ – половина расстояния между скважинами в рядах.

Суммарный дебит всех скважин по этапам разработки:

первый этап:

$$Q_{p1} = q(n_1 + n_2 + n_3 + 1), \quad (1.3)$$

второй этап:

$$Q_{p2} = q(n_2 + n_3 + 1), \quad (1.4)$$

третий этап:

$$Q_{p3} = q(n_3 + 1). \quad (1.5)$$

Продолжительность этапов разработки:

$$t_n = V_n / Q_{pn}. \quad (1.5)$$

Время прорыва воды к эксплуатационной скважине определяется по формуле

$$t_0 = \frac{4\sigma^2 m_1 h}{\pi(q_n - q_s)} \ln \frac{q_n}{q_s}, \quad (1.6)$$

где m_1 – пористость пласта с учетом коэффициента использования порового пространства ϕ , $m_1 = m \cdot \phi$,

q_n – объем нагнетаемой в скважину воды,

q_s – дебит близлежащей эксплуатационной скважины.

За этот промежуток времени обводненная площадь составит

$$S = \frac{q_n \cdot t_0}{h \cdot m_1}, \quad (1.7)$$

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:

$$C_v = \frac{p_1 - p_2}{n(\rho_s - \rho_n) \cdot g}, \quad (1.8)$$

$$C_h = \frac{(p_1 - p_2) \cdot \text{ctg} \alpha}{n(\rho_s - \rho_n) \cdot g}, \quad (1.9)$$

$$C_n = \frac{p_1 - p_2}{n(\rho_s - \rho_n) \cdot g \cdot \sin \alpha}, \quad (1.10)$$

где α – угол падения пласта,

n – время продвижения водонефтяного контакта к скважине.

Коэффициент нефтеотдачи в зависимости от средней водонасыщенности породы S на данный момент находим по формуле

$$K_{\text{они}} = \frac{S_g - S}{100 - S}, \quad (1.11)$$

где числитель $(S_g - S)$ - количество воды, поступившей в залежи вместо такого же количества добытой нефти, а знаменатель $(100 - S)$ - начальный запас нефти. Величины S_g и S 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 $q_{\text{э}}$.

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 $q_{\text{э}}$, 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 ρ_n , воды 1000 кг/м^3 . Давление на буфере закрытой скважины (при $Q = 0$) - p_1 . Угол падения пласта - α .

Требуется определить скорость продвижения водонефтяного контакта к этой скважине в вертикальном и горизонтальном направлениях, а также по простиранию пласта, если через n 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 и нефтенасыщенность в начальный период эксплуатации соответственно равны S_{e1} и S_n . В ходе эксплуатации залежи средняя водонасыщенность стала увеличиваться. Через 6 лет она была равна $S_{e2} = 4 \cdot S_{e1}$, а через 9 лет – $S_{e3} = 6 \cdot S_{e1}$.

Требуется определить средний процент нефтеотдачи для указанных периодов времени.

Таблица 1.1 – Исходные данные для расчетов

| Вариант | R_n , м | $q_{в}$, м ³ /сут | q_n , м ³ /сут | h , м | m , % | ρ_n , кг/м ³ | α | p_l , МПа | S_{e1} , % | S_n , % |
|---------|-----------|-------------------------------|-----------------------------|---------|---------|------------------------------|----------|-------------|--------------|-----------|
| 1 | 3000 | 109 | 1000 | 10 | 18 | 760 | 20 | 2,5 | 12 | 88 |
| 2 | 3100 | 130 | 1100 | 11 | 19 | 780 | 18 | 2,4 | 13 | 87 |
| 3 | 2800 | 129 | 1120 | 12 | 20 | 820 | 19 | 2,3 | 14 | 86 |
| 4 | 2900 | 127 | 980 | 13 | 21 | 860 | 20 | 1,9 | 15 | 85 |
| 5 | 2700 | 105 | 990 | 14 | 22 | 880 | 18 | 2,1 | 16 | 84 |
| 6 | 2600 | 119 | 1000 | 15 | 17 | 900 | 19 | 2,2 | 17 | 83 |
| 7 | 2500 | 110 | 1100 | 16 | 16 | 920 | 20 | 2,5 | 18 | 82 |
| 8 | 2400 | 112 | 1120 | 10 | 20 | 940 | 18 | 2,4 | 18 | 81 |
| 9 | 2300 | 119 | 980 | 11 | 21 | 960 | 19 | 2,3 | 29 | 80 |
| 10 | 3000 | 117 | 990 | 12 | 18 | 800 | 20 | 1,9 | 11 | 89 |
| 11 | 3100 | 122 | 1000 | 13 | 19 | 830 | 18 | 2,1 | 10 | 90 |
| 12 | 2800 | 124 | 1100 | 14 | 20 | 850 | 19 | 2,2 | 12 | 88 |
| 13 | 2900 | 118 | 1120 | 15 | 21 | 870 | 20 | 2,5 | 13 | 87 |
| 14 | 2700 | 116 | 980 | 16 | 22 | 890 | 18 | 2,4 | 14 | 86 |
| 15 | 2600 | 125 | 990 | 10 | 17 | 910 | 19 | 2,3 | 15 | 85 |
| 16 | 3000 | 118 | 1000 | 11 | 16 | 930 | 20 | 1,9 | 16 | 84 |
| 17 | 3100 | 126 | 1100 | 12 | 17 | 950 | 18 | 2,1 | 17 | 83 |
| 18 | 2800 | 124 | 1120 | 13 | 18 | 970 | 19 | 2,2 | 18 | 82 |
| 19 | 2900 | 123 | 980 | 14 | 19 | 810 | 20 | 2,5 | 18 | 81 |
| 20 | 2700 | 121 | 990 | 15 | 24 | 790 | 18 | 2,4 | 29 | 80 |

2. 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 внутрипластовое 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, 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 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.

Поэтому между нефтенасыщенными и заводненными зонами возникают различные по знаку перепады давления. При повышении давления в пласте, т.е. при увеличении объема нагнетания воды или снижении отбора жидкости, возникают положительные перепады давления — в заводненных зонах давление выше, а в нефтенасы-

щенных ниже. При снижении давления в пласте, т.е. при уменьшении объема нагнетаемой воды или повышении отбора жидкости, возникают отрицательные перепады давления в нефтенасыщенных зонах давление выше, а в заводненных ниже.

Под действием знакопеременных перепадов давления происходит перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте, направленное на выравнивание насыщенностей и устранение капиллярного неравновесия на контакте нефтенасыщенных и заводненных зон, слоев, участков.

Многokратные скачки насыщенностей, возникающие вследствие неравномерного вытеснения нефти водой из неоднородных пластов, создают неравновесное состояние капиллярных сил на контакте зон с разной насыщенностью. Но сами по себе капиллярные силы могут выровнять насыщенность в пластах за очень длительный период времени. Возникновение знакопеременных перепадов давлений между зонами (слоями) разной насыщенности способствует ускорению капиллярной, противоточной пропитки водой нефтенасыщенных зон (слоев) — внедрению воды из заводненных зон в нефтенасыщенные по мелким поровым и перетоку нефти из нефтенасыщенных зон в заводненные по крупным поровым каналам. Без знакопеременных перепадов давления между зонами с разной насыщенностью самопроизвольно капиллярный противоток жидкостей происходить не может в силу переменного сечения поровых каналов, в которых капиллярное вытеснение нефти водой носит прерывистый характер.

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:

$$\chi = \frac{k}{\mu C m}, \quad (2.1)$$

где μ – динамическая вязкость жидкости, $мПа \cdot с$;

C – коэффициент упругости породы и жидкости, $Па^{-1}$;

m – коэффициент пористости, $д. ед.$;

k – коэффициент преобладающей проницаемости по результатам трассерных исследований, $мкм^2$.

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

$$\omega = \omega_p \cdot C \cdot \mu \cdot m \cdot l^2 \cdot k^{-1}, \quad (2.2)$$

где ω – относительная частота циклов;

ω_p – рабочая абсолютная частота колебаний расхода;

C – коэффициент упругости породы и жидкости;

μ , 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:

$$\omega_p = \frac{1}{t} \quad (2.3)$$

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. 2.1). Прямые линии, выходящие из начала координат, есть линии равных периодов.

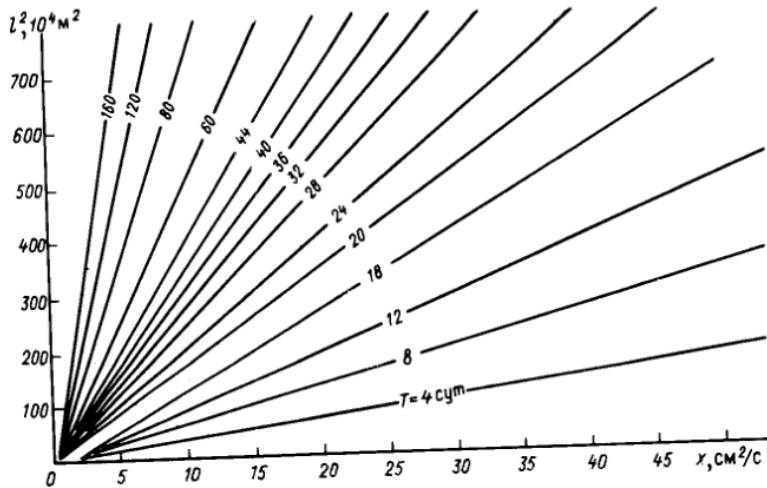


Рисунок 2.1 – Зависимость длительности циклов нестационарного воздействия от пьезопроводности пласта и ширины фронта нагнетания

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:

$$b = (Q_{i3} - Q_{o3}) / Q_{o3}, \quad (2.4)$$

где Q_{i3} – максимальный (или минимальный) уровень закачки (в зависимости от фазы цикла) при циклическом заводнении;

Q_{o3} – 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:

$$\tau = t^* / (k_i \cdot t_{np}), \quad (2.5)$$

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 .

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 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 2. 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 2.1 – Исходные данные для расчетов

| Вариант | Фронт вытеснения, м | m | k , мкм ² | μ , мПа·с | Q_{max} , м ³ /сут | $Q_{ср}$, м ³ /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 |

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;

η – коэффициент полезного действия насосного агрегата;

K_{np} – коэффициент приемистости нагнетательной скважины, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{Па})$;

t – время работы нагнетательной скважины, год; ω – энергетические затраты на нагнетание 1 м^3 воды при повышении давления на 1 Па , $\text{кВт} \cdot \text{ч}/(\text{м}^3 \cdot \text{Па})$;

C_e – стоимость одного $\text{кВт} \cdot \text{ч}$ 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.

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

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, м³/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_v – 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/м³.

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

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

где $T_{пл}$ – пластовая температура, К;

G_0 – газовый фактор, м³/м³;

α – средний коэффициент растворимости газа в нефти, м³/(м³·Па);

z – коэффициент сжимаемости газа.

Объем добываемой из залежи воды:

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

где ρ_v – плотность нагнетаемой воды, кг/м³.

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 м³ воды составляют $2,7 \cdot 10^{-5}$ кВт·ч/(м³·Па), 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

| Ва- ри- ант | $Q_{нд}$, т/сут | $Q_{в}$, т/сут | $G_{ос}$, м ³ /м ³ | $P_{пл.сп}$, МПа | α , м ³ /(м ³ · МПа) | $T_{пл}$, К | $b_{н.пл}$ | $b_{в.пл}$ | $\rho_{нд}$, кг/м ³ | $K_{нд}$, м ³ /(сут ·МПа) | t , лет | L_c , м | $\rho_{в}$, кг/м ³ | z |
|-------------------|---------------------|--------------------|--|----------------------|---|-----------------|------------|------------|------------------------------------|---|--------------|-----------|-----------------------------------|------|
| 1 | 10000 | 4400 | 65 | 9 | 5 | 303 | 1,07 | 1,01 | 870 | 3,5 | 5 | 1700 | 1120 | 0,87 |
| 2 | 19000 | 4500 | 66,4 | 12 | 4 | 304 | 1,08 | 1,02 | 885 | 3,4 | 6 | 1820 | 1160 | 0,88 |
| 3 | 10700 | 4600 | 67 | 11,8 | 5 | 305 | 1,09 | 1,03 | 881 | 3,6 | 7 | 1980 | 1178 | 0,89 |
| 4 | 11000 | 4700 | 58 | 14 | 3 | 306 | 1,06 | 1,02 | 867 | 3,4 | 8 | 1220 | 1115 | 0,86 |
| 5 | 12000 | 4800 | 59 | 12,5 | 4 | 307 | 1,07 | 1,01 | 853 | 3,6 | 9 | 1300 | 1146 | 0,87 |
| 6 | 13000 | 4900 | 60 | 13,5 | 4 | 308 | 1,08 | 1,03 | 829 | 3,5 | 10 | 1350 | 1119 | 0,89 |
| 7 | 14000 | 5000 | 61 | 14,5 | 3 | 307 | 1,09 | 1,01 | 847 | 3,6 | 5 | 1430 | 1125 | 0,87 |
| 8 | 15000 | 5100 | 62 | 8,5 | 5 | 306 | 1,06 | 1,02 | 884 | 3,5 | 6 | 1500 | 1122 | 0,88 |
| 9 | 16000 | 5200 | 63 | 10 | 6 | 305 | 1,07 | 1,03 | 865 | 3,4 | 7 | 1560 | 1110 | 0,89 |
| 10 | 17000 | 5300 | 64 | 8 | 5 | 304 | 1,08 | 1,02 | 870 | 3,5 | 8 | 1250 | 1086 | 0,86 |
| 11 | 18000 | 5400 | 55,9 | 13,5 | 3 | 303 | 1,09 | 1,01 | 865 | 3,4 | 9 | 1600 | 1150 | 0,87 |
| 12 | 19000 | 5500 | 73,5 | 13,7 | 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 | 66,5 | 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 | 69,5 | 10,8 | 6 | 307 | 1,08 | 1,03 | 842 | 3,4 | 10 | 1620 | 1119 | 0,89 |
| 19 | 16500 | 6200 | 61,5 | 15,7 | 3 | 308 | 1,09 | 1,01 | 837 | 3,6 | 7 | 1740 | 1125 | 0,87 |
| 20 | 17500 | 6300 | 62,5 | 12,7 | 4 | 307 | 1,06 | 1,02 | 844 | 3,4 | 8 | 1460 | 1122 | 0,89 |

4. РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Призабойной зоной скважины (ПЗС) называют область пласта в интервале фильтра, примыкающую к стволу. Эта область подвергается наиболее интенсивному воздействию различных физических, механических, гидродинамических, химических и физико-химических процессов, обусловленных извлечением жидкостей и газов из пласта или их закачкой в залежь в процессе ее разработки. Через ПЗС проходит весь объем жидкостей и газов, извлекаемых из пласта за все время его разработки. Вследствие радиального характера притока жидкости в этой зоне возникают максимальные градиенты давления и максимальные скорости движения. Фильтрационные сопротивления здесь также максимальны, что приводит к наибольшим потерям пластовой энергии. От состояния ПЗС существенно зависит текущая и суммарная добыча нефти, дебиты добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин. Поэтому в процессе вскрытия пласта при бурении и последующих работах по креплению скважины, оборудованию ее забоя и т.д. очень важно не ухудшить, а сохранить естественную проницаемость пород ПЗС. Однако нередко в процессе работ по заканчиванию скважины и последующей ее эксплуатации проницаемость пород оказывается ухудшенной по сравнению с первоначальной, естественной. Это происходит вследствие отложения в породах ПЗС глинистых час т смолы, асфальтенов, парафина, солей и т.д. В результате резко возрастают сопротивления фильтрации жидкости и газа, снижается дебит скважины и т.д. В таких случаях необходимо искусственное воздействие на ПЗС для повышения ее проницаемости и улучшения сообразности пласта со скважиной.

Солянокислотная обработка (СКО) призабойных зон скважин предназначена для очистки поверхности забоев (фильтровой части) скважин и увеличения проницаемости призабойной зоны пласта в целях увеличения дебита добывающих или приемистости нагнетательных скважин, сокращения сроков их освоения.

Солянокислотная обработка основана на способности растворения карбонатных пород (известняков и доломитов) соляной

кислотой в результате химических реакций, протекающих при взаимодействии соляной кислоты с породами следующим образом.

Продукты реакции соляной кислоты с карбонатами – двухлористый кальций (CaCl_2) и двухлористый магний (MgCl_2) хорошо растворяются в воде. Эти продукты вместе с остатками прореагировавшей кислоты извлекаются на поверхность при промывке скважины. Углекислый газ (CO_2) в зависимости от давления выделяется в виде свободного газа или растворяется. В результате реакции соляной кислоты с карбонатными породами и вымыванием продуктов реакции в призабойной зоне пласта образуют поровые каналы большого сечения, что ведет к увеличению проницаемости призабойной зоны пласта, а следовательно, и производительности (приемистости) скважин.

Эффективность солянокислотных обработок скважин зависит от концентрации кислоты, ее количества, давления при обработке, температуры на забое, характера пород и других факторов. Для проведения кислотных обработок объем, и концентрация раствора кислоты планируются для каждого месторождения и каждой скважины индивидуально, так как точно подсчитать эти параметры затруднительно. Предельные значения этих параметров обычно следующие: объем – 0,4–1,5 м³ на 1 м обрабатываемой мощности пласта: концентрация 12–16% HCl с уменьшением ее в отдельных случаях до 8% и увеличением до 20%.

Проектирование солянокислотной обработки сводится к выбору концентрации кислотного раствора, устанавливаемой экспериментально, а также к расчету необходимого количества товарной кислоты и химических реагентов. Норма расхода кислотного раствора v_p составляет 1 - 1,2 м³ на один метр обрабатываемой толщины пласта. Отсюда находим:

Общий объем солянокислотного раствора по формуле:

$$Q = V \cdot h \quad (4.1)$$

где V – средняя норма расхода раствора соляной кислоты на 1 м интервала обработки, принимаемая равной 1,1 м³;

h – вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта, м.

Количество концентрированной товарной соляной кислоты солянокислотного раствора определяется по формуле:

$$Q_K = \frac{Q \cdot x \cdot (5,09 \cdot x + 999)}{z \cdot (5,09 \cdot z + 999)} \quad (4.2)$$

где z – концентрация товарной кислоты, %;

x – концентрация солянокислотного раствора, %;

Q – общий объем солянокислотного раствора, м³.

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

$$Q_{ук} = \frac{b_{ук} \cdot Q}{c_{ук}} \quad (4.3)$$

где $C_{ук}$ – концентрация уксусной кислоты, %;

$b_{ук}$ – норма добавки 100%-ной уксусной кислоты - определяется по формуле:

$$b = f + 0,8 \quad (4.4)$$

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

В товарной соляной кислоте второго сорта содержится примесь серной кислоты до 0,6% (в пересчете на SO₃), 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:

$$Q_{хб} = \frac{2,13 \cdot Q \cdot \left(\frac{a \cdot x}{z} - 0,02 \right)}{\rho_{хб}}, \quad (4.5)$$

где 21,3 – масса хлористого бария, необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты, кг;

Q – объем солянокислотного раствора, м³;

a – объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, %;

x – концентрация солянокислотного 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/м³ ($\rho_{хб} = 4000$ кг/м³).

Необходимый объем ингибитора коррозии определяется по формуле:

$$Q_u = \frac{b_u \cdot Q}{C_u}, \quad (4.6)$$

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:

$$Q_{ин} = \frac{b_{ин} \cdot Q}{C_{ин}}, \quad (4.7)$$

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:

$$Q_{бл} = 0,785 \cdot D^2 \cdot H_з, \quad (4.8)$$

где D – внутренний диаметр скважины, м;

$H_з$ – глубина зумпфа, м.

Количество воды для приготовления принятого объема солянокислотного раствора определяется по формуле:

$$Q_v = Q - Q_k - \sum Q \quad (4.9)$$

где Q – объем солянокислотного раствора, м³

Q_k – объем концентрированной товарной соляной кислоты, м³;

$\sum Q$ – суммарный объем всех добавок к солянокислотному раствору (уксусная кислота, хлористый барий), м³.

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:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_i \cdot h_i}{\mu_n \cdot B_0} \cdot \frac{\Delta P}{\ln\left(\frac{r_d}{r_c}\right) + Skin} \quad (4.10)$$

где k – проницаемость пласта, м²;

h – вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта, м;

μ_n – вязкость нефти, Па·с;

B_0 – коэффициент пластового объема нефти, д.е.;

ΔP – перепад давления (депрессия), Па;

r_d – радиус дренирования, м;

r_c – радиус скважины, см;

$Skin$ – скин-фактор.

Коэффициент продуктивности до и после СКО определяется по формуле:

$$K = \frac{q}{\Delta P} \quad (4.11)$$

где q – дебит жидкости, м³/сут;

ΔP – перепад давления, МПа.

Задача 4. Рассчитать необходимое количество компонентов для приготовления солянокислотного раствора и оценить потенциальный дебит скважины по исходным данным, представленным в таблице 4.1. Принимаем $x = 14,5 \%$, $z = 26 \%$, $f = 0,75 \%$, $C_{ук} = 70 \%$, $r_c = 0,1$ м, $D = 146$ мм,

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчетов

| Вариант | h , м | H_3 , м | $P_{кв}$, МПа | P_3 , МПа | $b_{н.пл}$ | k , мкм ² | μ_n , МПа·с | r_0 , м | $Skin$ |
|---------|---------|-----------|----------------|-------------|------------|------------------------|-----------------|-----------|--------|
| 1 | 11,0 | 17,0 | 22,0 | 17,0 | 1,07 | 0,02 | 3,05 | 17,0 | 3 |
| 2 | 11,9 | 19,9 | 24,9 | 19,9 | 1,08 | 0,025 | 3,08 | 16,7 | 2 |
| 3 | 12,6 | 15,6 | 20,6 | 15,6 | 1,09 | 0,015 | 3,1 | 15,4 | 2,5 |
| 4 | 12,0 | 15,0 | 19,0 | 15,0 | 1,06 | 0,013 | 3,12 | 18,3 | 1,5 |
| 5 | 11,7 | 16,7 | 19,7 | 16,7 | 1,07 | 0,022 | 3,09 | 20,5 | 3,5 |
| 6 | 10,8 | 20,8 | 15,8 | 20,8 | 1,08 | 0,018 | 2,95 | 15,7 | 3 |
| 7 | 12,0 | 18,0 | 14,0 | 18,0 | 1,09 | 0,02 | 2,98 | 17,8 | 2 |
| 8 | 11,4 | 14,4 | 14,4 | 19,4 | 1,06 | 0,025 | 2,85 | 18,0 | 2,5 |
| 9 | 12,5 | 14,5 | 13,5 | 19,5 | 1,07 | 0,015 | 2,8 | 19,2 | 1,5 |
| 10 | 11,4 | 14,4 | 19,4 | 15,4 | 1,08 | 0,013 | 2,92 | 16,9 | 3,5 |
| 11 | 12,0 | 13,0 | 18,0 | 18,0 | 1,09 | 0,022 | 3,04 | 17,5 | 4 |
| 12 | 11,4 | 17,4 | 19,4 | 19,4 | 1,06 | 0,018 | 3,07 | 18,4 | 4,5 |
| 13 | 13,9 | 13,9 | 19,9 | 13,9 | 1,07 | 0,02 | 3,12 | 19,4 | 5 |
| 14 | 12,2 | 15,2 | 19,2 | 15,2 | 1,08 | 0,025 | 3,09 | 16,5 | 3 |
| 15 | 11,0 | 13,0 | 18,0 | 18,0 | 1,09 | 0,015 | 2,95 | 15,8 | 2 |
| 16 | 13,1 | 14,1 | 19,6 | 19,1 | 1,06 | 0,013 | 2,98 | 17,5 | 2,5 |
| 17 | 11,5 | 17,5 | 21,5 | 16,5 | 1,07 | 0,022 | 2,85 | 18,2 | 1,5 |
| 18 | 12,9 | 16,9 | 22,9 | 16,9 | 1,08 | 0,018 | 2,8 | 19,4 | 3,5 |
| 19 | 11,3 | 13,3 | 17,3 | 17,3 | 1,09 | 0,015 | 3,05 | 18,9 | 4 |
| 20 | 12,8 | 14,8 | 18,8 | 14,8 | 1,06 | 0,013 | 3,08 | 17,2 | 4,5 |

5. РАСЧЕТ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Источники обводненности продукции добывающих скважин - это закачиваемые в нагнетательные скважины пластовые воды. Пластовые воды могут поступать из разрабатываемого горизонта и из выше- или нижележащих пластов по каналам негерметичности заколонного пространства.

Основными причинами обводнения скважин являются:

1. негерметичность эксплуатационной колонны;
2. заколонная циркуляция из близлежащих водоносных горизонтов;
3. обводнение по отдельным обводненным интервалам продуктивного пласта.

По мере обводнения интервалов перфорации скважин возникает необходимость проведения работ по их изоляции, которые заключаются в ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны, изолировании промытых интервалов пласта с целью снижения обводненности и более активного вовлечения в разработку менее выработанных пропластков. В настоящее время существует множество отечественных и зарубежных технологий водоизоляции, начиная от установки цементных мостов и консервации обводнившихся интервалов до закачки различных химических реагентов, которые снижают проницаемость по воде или закупоривают интервалы, по которым поступает вода в скважины [4].

Необходимо, чтобы объем изолирующего материала обеспечил такую глубину проникновения изолирующего вещества, что бы прекратить приток воды из обводненного интервала.

Поскольку в обводненном пропластке градиент давлений в направлении к скважине близок к нулю, ориентировочно можно принять давление перед экраном равным пластовому. Если начальный градиент давлений для отвердевшего в условиях пласта композитного состава равен β , то глубина проникновения R_0 определится из неравенства:

$$R_0 \geq \frac{P_{пл} - P_з}{\beta}, \quad (5.1)$$

где β - начальный градиент давлений для отвердевшей в условиях пласта композиции, $\beta = 6$ МПа/м;

Объём изолирующего материала рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{изол} = \pi \cdot R_0^2 \cdot h \cdot m \cdot \beta_{жс} \cdot (P_з - P_{ат}), \quad (5.2)$$

где h – толщина обводнённого пропластка,

m – пористость;

$P_з$ – забойное давление;

$P_{ат}$ – атмосферное давление;

$\beta_{жс}$ - коэффициент сжимаемости состава;

Масса реагента тампонажного состава:

$$m = V_{изол} \cdot \rho_{изол}, \quad (5.3)$$

где $\rho_{изол}$ – плотность изолирующей, кг/м³.

Для выполнения РИР необходимо создать давление, превышающее пластовое, но не превосходящее давление, соответствующее гидроразрыву пласта [1].

$$P_{закачка} + P_{гидр} - P_{потери} < P_{срп} \quad (5.4)$$

Вертикальная составляющая горного давления:

$$P_{г.в.} = \rho_{г.п.} \cdot g \cdot H, \quad (5.5)$$

$\rho_{г.п.}$ - средняя плотность горных пород, лежащих выше продуктивного горизонта, кг/м³;

H - расстояние от устья до середины перфорированного интервала, м;

g - ускорение свободного падения, м/с².

Горизонтальная составляющая горного давления:

$$P_{г.г.} = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot P_{г.в.}, \quad (5.6)$$

где ν – коэффициент Пуассона.

Определим давление гидроразрыва пласта:

$$P_{ГРП} = 2P_{г.г.} + \sigma_p, \quad (5.7)$$

где σ_p – прочность породы на разрыв, Па.

Гидростатическое давление, создаваемое столбом жидкости носителя:

$$P_{гидр} = \rho_{изол} \cdot g \cdot H \quad (5.8)$$

Потери давления на трение при закачке реагента:

$$P_{тр} = \frac{\lambda \cdot V_{изол}^2 \cdot H \cdot \rho_{изол}}{2d_{вн}}, \quad (5.9)$$

где $V_{изол}$ – скорость жидкости по НКТ, м/с,
 λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Скорость жидкости по НКТ определяется:

$$V_{изол} = \frac{Q \cdot 10^{-3}}{0,785d_{вн}^2}, \quad \text{м/с} \quad (5.10)$$

где Q - подача насоса, м³/с;
 $d_{вн}$ - внутренний диаметр НКТ, м.

Коэффициент гидравлических сопротивлений при ламинарном движении ($Re < 2300$):

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (5.11)$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений при турбулентном движении ($Re > 2300$):

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}. \quad (5.12)$$

Число Рейнольдса:

$$Re = 4Q \cdot \rho_{изол} / (\pi \cdot d_{вн} \cdot \mu_{изол}), \quad (5.13)$$

где $\mu_{изол}$ – вязкость изолирующей композиции, Па·с.

В качестве верхней и нижней разделительной и влагопоглощающей буферной жидкости вступает технический ацетон, который закачивается в скважину и пласт перед и после закачки тампонажного состава. В среднем объем данного вещества для нижнего буфера составляет 0,4 расчетного объема $V_{изол}$, а для верхнего 0,3.

$$V_{ржН} = 0,4 \cdot V_{изол}, \quad (5.14)$$

$$V_{ржВ} = 0,3 \cdot V_{изол}. \quad (5.15)$$

Для продавливания композиции в пласт используют техническую воду, объем которой равен:

$$V_{плж} = V_{икт} = \frac{\pi \cdot d_{вн}^2 \cdot H}{4} \quad (5.16)$$

Рассчитаем время, в течение которого будет производиться закачка изолирующего материала, буферной и продавочной жидкости:

$$T = \frac{(V_{изол} + V_{плж} + V_{рж})}{q} \quad (5.17)$$

где q – подача насоса, м³/с.

После закачивания буферной жидкости скважину необходимо оставить скважину на время гелеобразования изолирующего материала – 6-8 часов. После этого проводят обратную промывку буферной жидкостью в объеме $2 \cdot V_{плж}$.

Продолжительность обратной промывки после закачки определяется:

$$t = \frac{2V_{плж}}{q} \quad (5.18)$$

Дополнительная добыча нефти после проведения РИР оценивается по формуле:

$$\Delta Q_n = 38,433 \cdot (K_n - 0,3) \cdot m \cdot (1 - \beta^1) \cdot \sqrt{(\alpha_{нс} - 0,3) \cdot h_n} \cdot C \cdot 10^3, \quad (5.19)$$

где $K_n = 1 - K_g$ – начальная нефтенасыщенность, K_g – вододерживающая способность;

$\alpha_{нс}$ – средняя амплитуда диффузионно-адсорбционного потенциала пласта в скважине;

h_n – нефтенасыщенная толщина пласта в скважине;

$C = 0,87$ – коэффициент технологии;

β^1 – средняя обводненность продукции в скважине после проведения РИР.

Задача 5. Рассчитать процесс проведения ремонтно-изоляционных работ в скважине, по данным, приведенным в таблице 5.1.

Для проведения промывочно-продавочных работ на скважинах применяют цементировочные агрегаты ЦА-320А (техническая характеристика представлена в таблице 5.2). Принять интервал РИР 2384,3 м по кровле и 2385,4м по подошве, $\beta_{жс} = 0,24$, $\nu = 0,3$, $d_{вн} = 0,062$ м, $\sigma_p = 15$ МПа, $\alpha_n = 0,5$.

Таблица 5.1 - Исходные данные для расчетов

| Вариант | $\rho_{изол}$, кг/ м ³ | $\mu_{изол}$, МПа·с | P_z , МПа | $P_{пл}$, МПа | m , % | h_p , м | H , м | q_e , м/сут | K_e | ρ_e , кг/м ³ |
|---------|--|-------------------------|----------------|-------------------|------------|--------------|---------|------------------|-------|---------------------------------|
| 1 | 980 | 7 | 19,7 | 25,5 | 18 | 10 | 2696 | 56 | 0,38 | 1002 |
| 2 | 970 | 8 | 22,3 | 26,7 | 19 | 11 | 2574 | 57 | 0,41 | 1001 |
| 3 | 975 | 9 | 21,8 | 24,7 | 20 | 12 | 2781 | 58 | 0,39 | 1003 |
| 4 | 985 | 6,5 | 20,7 | 23,8 | 21 | 13 | 2536 | 59 | 0,42 | 1004 |
| 5 | 972 | 7,5 | 17,6 | 19,9 | 22 | 14 | 2742 | 60 | 0,43 | 1005 |
| 6 | 971 | 8,5 | 19,7 | 21,7 | 17 | 15 | 2694 | 55 | 0,44 | 1006 |
| 7 | 973 | 7 | 22,2 | 25,8 | 16 | 16 | 2539 | 54 | 0,37 | 1007 |
| 8 | 981 | 8 | 17,6 | 19,3 | 20 | 10 | 2621 | 53 | 0,36 | 1008 |
| 9 | 982 | 9 | 20,8 | 22,8 | 21 | 11 | 2748 | 52 | 0,38 | 1009 |
| 10 | 983 | 6,5 | 24,5 | 27,4 | 18 | 12 | 2696 | 56 | 0,41 | 1002 |
| 11 | 984 | 7,5 | 23,1 | 26,3 | 19 | 13 | 2574 | 57 | 0,39 | 1001 |
| 12 | 974 | 8,5 | 18,7 | 20,5 | 20 | 14 | 2781 | 58 | 0,42 | 1003 |
| 13 | 973 | 7 | 24,9 | 26,7 | 21 | 15 | 2536 | 59 | 0,43 | 1004 |
| 14 | 972 | 8 | 22,7 | 24,7 | 22 | 16 | 2742 | 60 | 0,44 | 1005 |
| 15 | 976 | 9 | 19,6 | 23,8 | 17 | 10 | 2694 | 55 | 0,37 | 1006 |
| 16 | 977 | 6,5 | 19,5 | 22,9 | 16 | 11 | 2539 | 54 | 0,36 | 1007 |
| 17 | 978 | 7,5 | 18,4 | 20,7 | 17 | 12 | 2621 | 53 | 0,38 | 1008 |
| 18 | 979 | 8,5 | 22,7 | 25,8 | 18 | 13 | 2748 | 52 | 0,41 | 1009 |
| 19 | 983 | 7 | 18,9 | 20,3 | 19 | 14 | 2696 | 56 | 0,39 | 1002 |
| 20 | 981 | 8 | 16,4 | 19,8 | 24 | 15 | 2574 | 57 | 0,42 | 1001 |

Таблица 5.2 – Техническая характеристика цементировочного агрегата ЦА-320А

| Передача | Число двойных ходов насоса | Диаметр сменной втулки, мм | | | | | |
|----------|----------------------------|----------------------------|-----------------------|-------------|-----------------------|-------------|-----------------------|
| | | 110 | | 115 | | 127 | |
| | | Подача, л/с | Давление закачки, МПа | Подача, л/с | Давление закачки, МПа | Подача, л/с | Давление закачки, МПа |
| II | 33,6 | 3,56 | 32,0 | 4,75 | 21,0 | 5,95 | 18,5 |
| III | 64,2 | 6,80 | 16,8 | 9,08 | 12,6 | 11,36 | 10,0 |
| IV | 97,5 | 10,30 | 11,1 | 13,79 | 8,3 | 17,25 | 6,6 |
| V | 147,8 | 15,65 | 7,3 | 20,90 | 5,5 | 26,16 | 4,4 |

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА НЕФТЯНОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Технология повышения нефтеотдачи пластов методом строительства горизонтальных скважин зарекомендовала себя в связи с увеличением количества нерентабельных скважин с малодобитной или обводненной продукцией и бездействующих аварийных скважин по мере перехода к более поздним стадиям разработки месторождений, когда обводнение продукции или падение пластовых давлений на многих разрабатываемых участках (особенно в литологически неоднородных зонах нефтеносных пластов с трудноизвлекаемыми запасами) опережает выработку запасов при существующей плотности сетки скважин. Увеличение нефтеотдачи происходит за счет обеспечения большей площади контакта продуктивного пласта со стволом скважины.

Горизонтальная скважина – это такая скважина, которая имеет достаточно протяженную фильтровую зону, соизмеримую по длине с вертикальной частью ствола, пробуренную преимущественно вдоль напластования между кровлей и подошвой нефтяной или газовой залежи в определенном азимутальном направлении. Основное преимущество горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными состоит в увеличении дебита в 2–10 раз за счет расширения области дренирования и увеличения фильтрационной поверхности.

Первоочередными объектами использования направленных скважин являются:

- морские месторождения углеводородов;
- месторождения на территории с ограниченной возможностью ведения буровых работ;
- залежи высоковязких нефтей при естественном режиме фильтрации;
- низкопроницаемые неоднородные пласты-коллекторы малой мощности;
- карбонатные коллекторы с вертикальной трещиноватостью;
- переслаивающиеся залежи нефти и газа; залежи на поздней стадии разработки.

Для расчета дебита вертикальной скважины воспользуемся формулой Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{nl} - P_3)}{\mu B(\ln(R_k / r_c) + S)}, \quad (6.1)$$

где k – проницаемость;

h – толщина пласта;

p_k – постоянное давление на внешней границе пласта;

p_3 – забойное давление в горизонтальной секции скважины;

μ – вязкость нефти;

S – скин-фактор.

Существуют различные математические модели для расчета притока флюида из пласта к горизонтальной скважине, учитывающие форму площади дренирования скважины: методы Борисова, Жижье, Джоши, Ренарда и Дупье. Основным их различием является входящий в формулу расчета компонент, отражающий приток пластового флюида к скважине в горизонтальной плоскости. Исходя из этого, наиболее точной формулой для определения продуктивности ГС является формула Джоши-Экономидеса, которая с помощью коэффициента анизотропии проницаемости учитывает приток пластового флюида к скважине в вертикальной плоскости.

$$Q = \frac{k \cdot h \cdot (p_k - p_3)}{18,41 \cdot \mu \cdot B \cdot \left(\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \left[\frac{\beta h}{r_c(\beta + 1)} \right] \right)} \quad (6.2)$$

где B – объемный коэффициент нефти;

β – коэффициент анизотропии проницаемости.

Половина длины основной оси эллипса (площади дренирования скважины):

$$a = \frac{L}{2} \sqrt{0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_k / L)^4}} \quad (6.3)$$

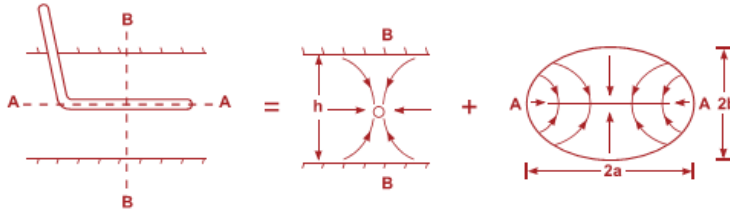


Рисунок 6.1 - Контур питания горизонтального участка скважины

М.Маскет предложил способ определения коэффициента продуктивности для анизотропного пласта.

Для вертикальной скважины коэффициент продуктивности равен:

$$K_e = \frac{2\pi k^* h^*}{\mu} \cdot \frac{1}{\ln\left(\frac{R_K^*}{r_c}\right)} \quad (6.4)$$

Для горизонтальной скважины с теми же фильтрационно-емкостными свойствами коэффициент продуктивности равен:

$$K_e = \frac{2\pi k^* L^*}{\mu \left[\frac{L^*}{h^*} \ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L^*}{2R_K^*}\right)^2}}{\frac{L^*}{2R_K^*}} \right) + \ln \left(\frac{h^*}{2\pi r_c} \right) \right]} \quad (6.5)$$

где k^* - эквивалентная проницаемость пласта, m^2 ;

$$k^* = \sqrt{k_z \cdot k_g} \quad (6.6)$$

где k_z, k_g - соответственно горизонтальная и вертикальная проницаемость пласта, m^2 .

Пересчетный коэффициент для перехода от изотропного пласта к анизотропному рассчитывается по формуле

$$\beta_i = \sqrt{\frac{k^*}{k_i}}, \quad (6.7)$$

где $i = z, \theta$;

h^* - эквивалентная мощность пласта, м;

$$h^* = \beta_\theta \cdot h, \quad (6.8)$$

h - мощность пласта, м;

L^* - эквивалентная длина горизонтального ствола, м;

$$L^* = \beta_z \cdot L, \quad (6.9)$$

L - длина горизонтального ствола, м;

μ - вязкость пластовой нефти, Па·с;

R_k^* - эквивалентный радиус контура питания, м;

$$R_k^* = \beta_z \cdot R_k, \quad (6.10)$$

R_k - радиус контура питания, м;

r_c - радиус скважины, м.

Также для оценки эффективности рассчитаем дебит горизонтальной скважины.

Зависимость прироста дебита скважины от длины ее горизонтальной части (по сравнению с вертикальной скважиной) в аналогичных условиях выражается формулой Р.Абдулмазитова [2]:

$$d_{cp} = 0.0027 \cdot L \cdot q_\theta, \quad (6.11)$$

где q_θ - дебит вертикальной скважины, т/сут;

Тогда формула расчета планируемого дебита вновь введенной горизонтальной скважины будет иметь вид:

$$q_z = q_\theta + d_{cp} \quad (6.12)$$

Использование существующих формул для расчета притока пластового флюида к горизонтальной скважине позволяет сделать вывод, что при большей длине горизонтального ствола скважины ожидаются более высокие дебиты и соответственно прибыль организации. Однако это утверждение является неверным, так как данные аналитические решения не учитывают потери давления в ГС. Для их расчета необходимо представить горизонтальный участок скважины в виде горизонтальной трубы.

Следовательно, потери давления могут быть рассчитаны с использованием уравнения энергетического баланса

$$\frac{dp}{dz} = \frac{dp}{dz_{nom}} + \frac{dp}{dz_{кин}} + \frac{dp}{dz_{тр}} \quad (6.13)$$

Данная методика состоит из двух частей:

- 1) аналитический расчет оптимальной длины горизонтальной скважины в зависимости от дебита и потерь давления на трение;
- 2) аналитический расчет в зависимости от экономической эффективности проекта.

Для определения дебита горизонтальной скважины без учета потерь давления на трение Q используется модель Джоши – Экономидеса для неустановившегося притока, так как она учитывает коэффициент анизотропии проницаемости.

Эффект потерь давления на трение вдоль горизонтального участка скважины можно учесть с помощью формулы Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta p = \lambda \frac{L g^2}{2r_c} \rho, \quad (6.14)$$

где h – потеря напора на трение, м;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

g – средняя скорость жидкости, м/с;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Скорость движения потока в горизонтальной скважине увеличивается от «носки» к «пятке», что создает турбулентный режим течения флюида. С увеличением дебита и длины горизонтальной части возрастают потери давления на трение в скважине. Коэффициент трения λ зависит от числа Рейнольдса Re и эффективной шероховатости стенок скважины.

$$Re = \frac{2\rho Q}{\mu \pi r_c} \quad (6.15)$$

$$\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}} \quad (6.16)$$

Линейная скорость потока:

$$V = \frac{4Q}{\pi r_c^2}, \quad (6.17)$$

где Q – объемный расход жидкости, м³/с.

Количество дополнительно добытой нефти за расчетный период при бурении горизонтальных скважин по продуктивному пласту определяется по формуле:

$$\Delta Q_n = Q_\phi - Q_T, \quad (6.18)$$

где Q_ϕ - величина фактической добытой нефти по скважине за расчетный период, т;

Q_T - величина теоретической (предполагаемой) добычи нефти по скважине за расчетный период при отсутствии горизонтального ствола по продуктивному пласту, т.

Получаем:

$$\Delta Q_n = (K_z - K_b) \cdot \Delta P \cdot T \cdot \alpha \quad (6.19)$$

где K_z, K_b – коэффициент продуктивности скважины, соответственно с горизонтальным и вертикальным стволом, $\frac{m}{MPa \cdot сут}$;

T – фактически отработанное время за расчетный период, сут;

α – поправочный коэффициент, учитывающий соответствие дополнительной добычи нефти в выработке извлекаемых запасов нефти, д.ед. (на первые два года устанавливают $\alpha = 1$);

ΔP – депрессия по кровле пласта, МПа.

Учитывая, что

$$\Delta P = \frac{q_z}{K_z}, \quad (6.21)$$

где q_z – дебит скважины с горизонтальным стволом (м/сут), получим:

$$\Delta Q_n = (K_z - K_b) \cdot \frac{q_z}{K_z} \cdot T \cdot \alpha. \quad (6.22)$$

Задача 6. Определить параметры вертикальной и горизонтальной скважин по исходным данным, представленным в таблице 6.1. Принять длину горизонтального участка $L = 400$ м, $r_c = 0,1$ м, $S = 0,5$, $\beta = 3$, $B = 1,25$, $k_g = 0,35 \cdot k_2$.

Таблица 6.1 - Исходные данные для расчетов

| Вариант | ρ , кг/ м ³ | μ , МПа· с | R_k , м | $h_{эф}$, м | P_3 , МПа | $P_{пл}$, МПа | $k = k_2$, мкм ² | T , сут | q_6 , м/сут |
|---------|-----------------------------------|----------------------|--------------|-----------------|----------------|-------------------|---------------------------------|--------------|------------------|
| 1 | 870 | 3,05 | 350 | 8,8 | 19,7 | 27,5 | 0,019 | 265 | 56 |
| 2 | 885 | 3,08 | 356 | 8,95 | 20,1 | 28,1 | 0,027 | 200 | 60 |
| 3 | 881 | 3,1 | 362 | 9,1 | 20,5 | 28,7 | 0,026 | 250 | 65 |
| 4 | 867 | 3,12 | 368 | 9,25 | 20,9 | 29,3 | 0,019 | 245 | 49 |
| 5 | 853 | 3,09 | 374 | 9,4 | 21,3 | 29,9 | 0,025 | 255 | 52 |
| 6 | 829 | 2,95 | 380 | 9,55 | 21,7 | 30,5 | 0,02 | 260 | 63 |
| 7 | 847 | 2,98 | 386 | 9,7 | 22,1 | 31,1 | 0,028 | 220 | 64 |
| 8 | 884 | 2,85 | 392 | 9,85 | 22,5 | 31,7 | 0,029 | 225 | 55 |
| 9 | 865 | 2,8 | 398 | 10 | 22,9 | 32,3 | 0,017 | 230 | 58 |
| 10 | 870 | 2,92 | 404 | 10,1 | 23,3 | 32,9 | 0,018 | 236 | 59 |
| 11 | 865 | 3,04 | 410 | 10,3 | 23,7 | 33,5 | 0,016 | 249 | 62 |
| 12 | 855 | 3,07 | 416 | 10,4 | 24,1 | 34,1 | 0,021 | 242 | 64 |
| 13 | 875 | 3,12 | 422 | 10,6 | 24,5 | 34,7 | 0,019 | 237 | 68 |
| 14 | 893 | 3,09 | 428 | 10,7 | 24,9 | 35,3 | 0,021 | 219 | 52 |
| 15 | 884 | 2,95 | 434 | 10,9 | 25,3 | 35,9 | 0,024 | 264 | 53 |
| 16 | 851 | 2,98 | 440 | 11,0 | 25,7 | 36,5 | 0,022 | 259 | 55 |
| 17 | 894 | 2,85 | 446 | 11,2 | 26,1 | 37,1 | 0,022 | 248 | 57 |
| 18 | 842 | 2,8 | 452 | 11,3 | 26,5 | 37,7 | 0,018 | 266 | 59 |
| 19 | 837 | 3,05 | 458 | 11,5 | 26,9 | 38,3 | 0,022 | 270 | 61 |
| 20 | 844 | 3,08 | 464 | 11,6 | 27,3 | 38,9 | 0,017 | 243 | 51 |

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Зарезка боковых стволов (ЗБС) - это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами.

Путем бурения боковых стволов (БС) в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины.

Стоимость и срок окупаемости капитальных затрат на строительство бокового ствола значительно ниже аналогичных показателей бурения новой скважины за счет использования большей части ствола существующей скважины и имеющейся инфраструктуры месторождения. Кроме того, боковой ствол проходит вблизи зоны продуктивного пласта, которая уже охарактеризована керновым материалом и каротажными данными, результатами испытания и эксплуатацией старой скважины, что существенно сокращает затраты на геофизические исследования.

Забуривание второго ствола из обсадной колонны позволяет решать следующие задачи:

- увеличить дебит скважины за счет вскрытия продуктивного пласта дополнительным стволом, как наклонно-направленным, так и горизонтальным;
- отремонтировать бездействующую скважину, которая не эксплуатировалась по техническим причинам;
- уменьшить объём бурения новых скважин и сократить капитальные вложения на разработку месторождений.

Для расчёта дебитов скважин в работе используется метод эквивалентных сопротивлений З.С. Алиева.

Формула дебита для газовой скважины:

$$Q = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b(P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}}{2b} \quad (7.1)$$

где a - коэффициент фильтрационного сопротивления, характеризующий потери давления на преодоление вязкостного трения, $\text{МПа}^2 \cdot \text{сут}/\text{тыс. м}^3$;

b - коэффициент фильтрационного сопротивления, характеризующий потери давления, вызванные инерционными силами вследствие извилистости поровых каналов; имеющий большое значение при высоких скоростях фильтрации, $(\text{МПа} \cdot \text{сут}/\text{тыс. м}^3)^2$.

Формула дебита для газовой скважины с горизонтальным участком:

$$Q = \frac{-a_1 + \sqrt{a_1^2 + 4b_1(P_{nl}^2 - P_{заб}^2)}}{2b_1}, \quad (7.2)$$

$$a_1 = \frac{a}{2L} \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + R_c \ln \frac{r_c}{r_c + h_1} \right) + \frac{R_c - h_1}{r_c + h_1} \right] \quad (7.3)$$

$$b_1 = \frac{b}{8L^2} \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{r_c + h_1}{r_c} - \frac{h_1}{r_c + h_1} \right) + \frac{R_c - h_1}{(r_c + h_1)^2} \right] \quad (7.4)$$

$$h_1 = \frac{h_{эф}}{2} - R_c, \quad (7.5)$$

где L - длина горизонтального участка ствола, м;

$h_{эф}$ - эффективная газонасыщенная толщина пласта, м;

a_1, b_1 - коэффициенты фильтрационных сопротивлений, зависящие от длины горизонтального участка скважины;

h_1 - вскрытая горизонтальным стволом толщина пласта.

Значение забойного давления для горизонтальной скважины равно:

$$P_{заб} = 0,9 \cdot P_{nl} \quad (7.6)$$

Формулы, предложенные З.С. Алиевым для определения производительности газовых скважин, получены для:

- однородного изотропного и анизотропного пластов;
- стационарного режима фильтрации;
- симметричного расположения горизонтального ствола;
- постоянного забойного давления по длине горизонтального ствола.

Задача 7. Рассчитайте по формулам дебит вертикальной скважины и горизонтальной скважины для их дальнейшего сравнения. Проведите расчеты дебита скважины для длины горизонтального участка равной 25 м.

Таблица 7 - Исходные данные для расчетов

| Вариант | r_c , м | R_k , м | $h_{эф}$, м | P_3 , МПа | $P_{пл}$, МПа |
|---------|-----------|-----------|--------------|-------------|----------------|
| 1 | 0,128 | 290 | 19,8 | 6,3 | 12,2 |
| 2 | 0,129 | 293 | 20 | 6,42 | 12,65 |
| 3 | 0,13 | 296 | 20,2 | 6,54 | 13,1 |
| 4 | 0,131 | 299 | 20,4 | 6,66 | 13,55 |
| 5 | 0,132 | 302 | 20,6 | 6,78 | 14 |
| 6 | 0,133 | 305 | 20,8 | 6,9 | 14,45 |
| 7 | 0,134 | 308 | 21 | 7,02 | 14,9 |
| 8 | 0,135 | 311 | 21,2 | 7,14 | 15,35 |
| 9 | 0,136 | 314 | 21,4 | 7,26 | 15,8 |
| 10 | 0,137 | 317 | 21,6 | 7,38 | 16,25 |
| 11 | 0,138 | 320 | 21,8 | 7,5 | 16,7 |
| 12 | 0,139 | 323 | 22 | 7,62 | 17,15 |
| 13 | 0,14 | 326 | 22,2 | 7,74 | 17,6 |
| 14 | 0,141 | 329 | 22,4 | 7,86 | 18,05 |
| 15 | 0,142 | 332 | 22,6 | 7,98 | 18,5 |
| 16 | 0,143 | 335 | 22,8 | 8,1 | 18,95 |
| 17 | 0,144 | 338 | 23 | 8,22 | 19,4 |
| 18 | 0,145 | 341 | 23,2 | 8,34 | 19,85 |
| 19 | 0,146 | 344 | 23,4 | 8,46 | 20,3 |
| 20 | 0,147 | 347 | 23,6 | 8,58 | 20,75 |

8. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Извлечение нефти из пласта и любое воздействие на него осуществляется через скважины. Призабойная зона скважины (ПЗС) – область, в которой все процессы протекают наиболее интенсивно. От состояния ПЗС существенно зависят эффективность разработки месторождения, дебиты добывающих, приёмистость нагнетательных и та доля пластовой энергии, которая может быть использована на подъём жидкости непосредственно в скважине.

Механические методы воздействия эффективны в твёрдых породах, когда создание дополнительных трещин в ПЗС позволяет приобщить к процессу фильтрации новые удалённые части пласта.

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов воздействия на продуктивный пласт для интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов. Технология ГРП характеризуется созданием в пласте системы каналов с низким фильтрационным сопротивлением, которые позволяют существенно интенсифицировать отбор нефти из низкопроницаемого коллектора. Технологии ГРП различаются по объёму закачки проппанта, и, соответственно, по размерам создаваемых трещин. Проведение гидро-разрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием.

Его используют для создания новых трещин как искусственных, так и для расширения старых (естественных), с целью улучшения сообщаемости со стволом скважины и увеличению системы трещин или каналов для облегчения притока и снижения энергетических потерь в этой ограниченной области пласта.

Гидравлический разрыв пласта проводится при давлениях, достигающих до 100 МПа, с большим расходом жидкости и при использовании сложной и многообразной технике.

Сущность метода гидравлического разрыва пласта заключается в том, что на забое скважины путем закачки вязкой жидкости создаются высокие давления, превышающие в 1,5—2 раза пластовое

давление, в результате чего пласт расслаивается и в нем образуются трещины.

Промысловая практика показывает, что производительность скважин после гидравлического разрыва увеличивается иногда в несколько десятков раз. Это свидетельствует о том, что образовавшиеся трещины соединяются с существовавшими ранее, и приток жидкости к скважине происходит из удаленных изолированных от скважины до разрыва пласта высокопродуктивных зон. О раскрытии естественных или образовании искусственных трещин в пласте судят по графикам изменения расхода Q и давления P при осуществлении процесса. Образование искусственных трещин на графике характеризуется падением давления при постоянном темпе закачки, а при раскрытии естественных трещин расход жидкости разрыва растет непропорционально росту давления.

Гидравлический разрыв пласта осуществляется для поддержания продуктивности скважин так, как показала практика проведение ГРП выгоднее, чем строительство новой скважины как с экономической стороны так и с точки зрения разработки. Но проведение гидравлического разрыва требует очень тщательного изучения термодинамических условий и состояния призабойной зоны скважины, состава пород и жидкостей, а так же систематического изучения накопленного промыслового опыта на данном месторождении.

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

Вертикальная составляющая горного давления:

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

где ρ_n – средняя плотность пород над продуктивным пластом, кг/м^3 ;

L – глубина скважины, м.

Горизонтальная составляющая горного давления:

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

где ν – коэффициент Пуассона.

Зная составляющие горного давления, рассчитаем забойное давление разрыва:

$$P_3 = K \cdot L \cdot 10^4, \quad (8.3)$$

где K принимаем от 1,5 до 2.

Объемная концентрация песка в смеси определяется по формуле:

$$\beta_{\Pi} = \frac{C_{\Pi} / \rho_{\Pi}}{(C_{\Pi} / \rho_{\Pi}) + 1}, \quad (8.4)$$

где C_{Π} – концентрация песка в 1 м³ жидкости, кг/м³;

ρ_{Π} – плотность песка, кг/м³.

Плотность жидкости - песконосителя с песком:

$$\rho_{жсн} = \rho_{нн}(1 - \beta_{\Pi}) + \rho_{\Pi}\beta_{\Pi}, \quad (8.5)$$

где $\rho_{нн}$ – плотность загущенной нефти в составе жидкости-песконосителя, м³/с;

Вязкость жидкости - песконосителя с песком:

$$\mu_{жсн} = \mu_n \cdot \exp(3,18 \cdot \beta_{\Pi}), \quad (8.6)$$

где μ_n – вязкость нефти, Па·с.

Для определения параметров трещины используются формулы, вытекающие из упрощенной методики Ю.П. Желтова. Оценим сначала ширину трещины после закачки 1 м³ жидкости разрыва, для чего определим давление на забое в этот момент времени по формуле:

$$\frac{P_3}{P_{2.2.}} \cdot \left(\frac{P_3}{P_{2.2.}} - 1 \right)^3 = \frac{5,25E^2 \cdot Q \cdot \mu_{жсн}}{(1 - \nu^2)^2 \cdot P_{2.2.}^3 \cdot V_m}, \quad (8.7)$$

где V_m – объем жидкости, находящейся в трещине, м³;

Q – расход закачиваемой жидкости, м³/с.

Длина трещины после закачки (в м):

$$l = \sqrt{\frac{V_{жс} \cdot E}{5,6 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_3 - P_{2.2.})}}, \quad (8.8)$$

где E – модуль упругости пород, Па;

h – вскрытая толщина пласта, м.

Раскрытость или ширина трещины (в м):

$$\omega = \frac{4 \cdot (1 - \nu^2) \cdot l \cdot (P_3 - P_{2.2.})}{E}, \quad (8.9)$$

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 (в см):

$$\omega_1 = \frac{\omega \cdot \beta_{II}}{1 - m}, \quad (8.10)$$

где m – пористость песка в трещине после ее закрытия.

Проницаемость трещины такой ширины (в m^2):

$$K_{Г} = \frac{\omega_1^2}{12}, \quad (8.11)$$

Среднюю проницаемость в призабойной зоне при вертикальной трещине (в m^2):

$$k_{cp} = \frac{(\pi \cdot D - \omega_1) \cdot k + (\omega_1 \cdot K_{Г})}{\pi \cdot D}, \quad (8.12)$$

где D – диаметр скважины по долоту, м.

В случае образования горизонтальной трещины радиус ее r_m (в м) можно вычислить по следующей эмпирической формуле:

$$r_m = (0,0134 - 1,6 \cdot 10^{-6} \cdot L)(Q \cdot 10^3 \sqrt{\frac{\mu_{жр} \cdot t}{k}})^{0,5}, \quad (8.13)$$

где Q – расход жидкости разрыва, m^3/c ;

$\mu_{жр}$ – вязкость жидкости разрыва, Па·с;

t – время закачки жидкости разрыва, с;

k – проницаемость призабойной зоны пласта, m^2 .

Давление, которое нужно создать на устье при гидразрыве:

$$P_y = P_z - \rho_{жн} \cdot g \cdot L + P_{тр}, \quad (8.14)$$

где $P_{тр}$ – потери на трение

$$P_{тр} = \frac{1,52 \cdot \lambda \cdot 16 \cdot Q^2 \cdot L \cdot \rho_{жн}}{2 \cdot \pi^2 \cdot d^5}, \quad (8.15)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re = 4Q\rho_{жсн} / (\pi d \mu_{жсн}), \quad (8.16)$$

где d – диаметр НКТ.

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

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

$$N = \frac{P_y Q}{(Q_p P_p k_{ТС}) + 1}, \quad (8.16)$$

P_p – рабочее давление агрегата, Па;

Q_p – подача агрегата при данном P_p , м³/с;

$k_{ТС}$ – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы (0,5-0,8).

Объем жидкости для продавливания жидкости-песконосителя

$$V_n = 0.785 \cdot d^2 \cdot L, \quad (8.17)$$

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

$$t = \frac{V_{жс} + V_n}{Q_p}, \text{ мин} \quad (8.18)$$

где $V_{жс}$ – объем жидкости для осуществления ГРП, м³;

V_n – объем продавочной жидкости, м³.

$$V_{жс} = \frac{Q_n}{C_n}, \quad (8.19)$$

где Q_n – количество закачанного в скважину песка, кг.

Дебит скважины после ГРП определяется:

$$Q = \frac{2\pi \cdot k_{cp} \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (8.20)$$

Ожидаемый эффект от ГРП предварительно можно определить по приближенной формуле Г.К. Максимовича, в которой радиус скважины после ГРП принимается равным радиусу трещины r_m .

$$\Theta = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_m}} \quad (8.21)$$

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 $\rho_n = 930 \text{ кг/м}^3$, вязкость $\mu = 200 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, содержание песка в жидкости-песконосителе 300 кг на 1 м^3 , плотность песка 2500 кг/м^3 , темп закачки $Q = 12 \text{ л/с}$.

При ГРП непрерывно закачивают жидкость разрыва в объеме 1 м^3 и жидкость-песконоситель в объеме 9 м^3 , которая одновременно является и жидкостью разрыва.

Принимаем $m = 0,3$, $\nu = 0,3$, $Q_n = 4,5 \text{ т}$, $V_m = 1 \text{ м}^3$, $E = 4,5 \cdot 10^4 \text{ МПа}$.

Таблица 8.2 – Исходные данные для расчетов

| Вариант | L , м | D , м | h , м | k , мкм ² | ρ_{n_3} , кг/м ³ | R_{k_3} , м | d , мм |
|---------|---------|---------|---------|------------------------|-------------------------------------|---------------|----------|
| 1 | 2000 | 0,25 | 9,8 | 0,02 | 2600 | 350 | 60 |
| 2 | 1700 | 0,26 | 10 | 0,025 | 2500 | 356 | 89 |
| 3 | 3500 | 0,27 | 10,2 | 0,015 | 2400 | 362 | 73 |
| 4 | 2330 | 0,29 | 10,4 | 0,013 | 2530 | 368 | 60 |
| 5 | 2740 | 0,28 | 10,6 | 0,022 | 2520 | 374 | 89 |
| 6 | 2100 | 0,24 | 10,8 | 0,018 | 2510 | 380 | 73 |
| 7 | 2150 | 0,25 | 11 | 0,02 | 2700 | 386 | 60 |
| 8 | 2250 | 0,26 | 11,2 | 0,025 | 2600 | 392 | 89 |
| 9 | 2350 | 0,27 | 11,4 | 0,015 | 2500 | 398 | 73 |
| 10 | 2840 | 0,29 | 11,6 | 0,013 | 2400 | 404 | 60 |
| 11 | 3240 | 0,28 | 11,8 | 0,022 | 2490 | 410 | 89 |
| 12 | 2500 | 0,24 | 12 | 0,018 | 2480 | 416 | 73 |
| 13 | 2600 | 0,25 | 12,2 | 0,02 | 2580 | 422 | 60 |
| 14 | 2200 | 0,26 | 12,4 | 0,025 | 2700 | 428 | 89 |
| 15 | 3180 | 0,27 | 12,6 | 0,015 | 2600 | 434 | 73 |
| 16 | 3460 | 0,29 | 12,8 | 0,013 | 2500 | 440 | 60 |
| 17 | 2770 | 0,28 | 13 | 0,022 | 2400 | 446 | 89 |
| 18 | 3410 | 0,24 | 13,2 | 0,018 | 2450 | 452 | 73 |
| 19 | 3300 | 0,25 | 13,4 | 0,015 | 2500 | 458 | 60 |
| 20 | 1900 | 0,26 | 13,6 | 0,013 | 2400 | 464 | 89 |

9. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ

Внутрипластовое горение – перспективный способ повышения коэффициента нефтеотдачи залежей нефтей высокой вязкости ($\mu_{нп} > 30 \text{ мПа} \cdot \text{с}$). К настоящему времени создано несколько видов внутрипластового горения (сухое, влажное, сверхвлажное), но эффективность их зависит от целого ряда параметров, связанных как с физико-химическими свойствами самой нефти, так и с коллекторскими свойствами пласта и глубиной залегания.

Рассмотрим схему процесса проектирования сухого горения в пятиточечном элементе, при которой в пласт нагнетается воздух.

Объем воздуха, необходимый для выжигания единицы объема пласта:

$$V' = g v'_{\text{окс}}, \quad (9.1)$$

где g – расход топлива при горении, равный количеству кокса, образующегося в пласте, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$v'_{\text{окс}}$ – удельный расход окислителя (воздуха), $\text{м}^3/\text{кг}$;

Предельный темп нагнетания воздуха, $\text{м}^3/\text{сут}$:

$$q_{\text{прв}} = \frac{7,4 k h_s (p_{\text{забн}}^2 - p_{\text{забд}}^2)}{\mu_c T_{\text{нп}} \left(\ln \frac{a^2}{r_c r_a} - 1,238 \right)}, \quad (9.2)$$

где k – проницаемость пласта для воздуха, м^2 ;

h_s – эффективная толщина пласта, м;

$p_{\text{забн}}, p_{\text{забд}}$ – соответственно забойное давление в нагнетательной и добывающей скважинах, Па;

μ_c – вязкость воздуха в пластовых условиях $\text{Па} \cdot \text{с}$;

$T_{\text{нп}}$ – пластовая температура, К;

a – расстояние между нагнетательной и добывающими скважинами, м;

r_c – радиус скважин, м;

r_{ϕ} – радиус фронта горения в конце первого периода процесса, м.

Скорость (в м/сут) продвижения фронта горения в конце первого периода процесса:

$$w_{\phi} = q_{нр\phi} / (2\pi h V' r_{\phi}). \quad (9.3)$$

Проверяют выполнение следующего условия:

$$w_{\phi} > 3w_{\phi\min}, \quad (9.4)$$

где $w_{\phi\min}$ - минимальная скорость перемещения фронта горения, зависящая от эффективной толщины пласта и расхода топлива, м/сут. Величина $w_{\phi\min}$ определяется по рисунку (9.1), причем:

$$h_{\phi} = \alpha_h h, \quad (9.5)$$

где α_h - коэффициент охвата пласта фронтом горения по толщине;

h - толщина пласта, м.

Если выполняется условие (9.4), то принятая величина r_{ϕ} остается в силе. Если условие (9.4) не выполняется, то изменяют соответствующим образом r_{ϕ} .

Затем вычисляют параметр i_a :

$$i_a = q_{нр\phi} / (a h_{\phi} w_{\phi\min} V'), \quad (9.6)$$

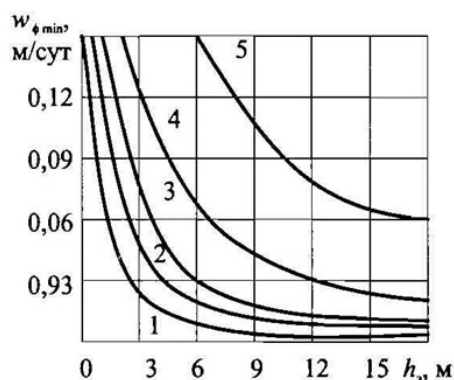


Рисунок 9.1 – Зависимости минимальной скорости перемещения фронта горения эффективной толщины пласта и концентрации топлива (при $T = 533 \text{ K}$):

1 – 32; 2-24; 3 – 20; 4 – 19,2; 5 – 18,4.

По рисунку (9.2), и рассчитанному значению i_a определяют коэффициент охвата пласта фронтом горения по площади α_s .

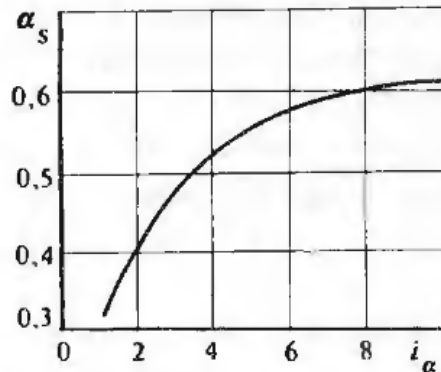


Рисунок 9.2 – Зависимость коэффициента охвата пласта по площади фронтом горения α_s от параметра i_a

Коэффициент нефтеотдачи в зоне, где прошел фронт горения оценивается по формуле:

$$\eta' = 1 - (s_1 + s_2) / s_n, \quad (9.7)$$

где s_1 - коэффициент, вычисляемый так:

$$s_1 = g / (\rho_m m), \quad (9.8)$$

где m – пористость пласта.

Коэффициент s_2 рассчитывают по формуле:

$$s_2 = s_1 v'_{окс} Q'_g / Q'_n, \quad (9.9)$$

Q'_g, Q'_n - соответственно удельная теплота сгорания газа ($Q'_g = 1,257$ МДж/м³) и нефти ($Q'_n = 41,9$ МДж/кг);

s_n - нефтенасыщенность пласта.

Коэффициент нефтеотдачи элемента:

$$\eta = \alpha_h \alpha_s \eta' + \lambda (1 - \alpha_h \alpha_s), \quad (1.10)$$

где λ - коэффициент нефтеотдачи для зоны, не охваченной горением.

Длительность первого периода горения, сут:

$$\tau_1 = r_{\phi} / w_{\phi}. \quad (9.11)$$

Потребное количество воздуха за этот период, м³:

$$V_n = q_{npв} \tau_1 / 2. \quad (9.12)$$

В момент прорыва оторочки горячей продукции в добывающие скважины радиус фронта горения:

$$r_{\phi n} = r_0 / \sqrt{\frac{G_{см} c_{см} \rho_{см} V'}{c_{пл} \rho_{пл} G_n}}, \quad (9.13)$$

где r_0 - радиус оторочки при прорыве горячей продукции в добывающие скважины ($r_0 = a$), м;

$G_{см}$ - масса смеси прореагировавшего объема воздуха, состоящая в основном из азота и паров воды, кг;

$c_{см}$ - удельная теплоемкость смеси, кДж/(кг·К);

$\rho_{пл}$ - плотность смеси в пластовых условиях, кДж/(кг·К);

$\rho_{см}$ - плотность смеси в пластовых условиях, кг/м³;

G_n - масса воздуха объемом V_n , кг.

$$G_n = V_n \cdot 1,293 \quad (9.14)$$

Масса (в кг) смеси азота и паров воды:

$$G_{см} = [0,79 \rho_a + \delta \rho_в + \frac{y}{V'} (\frac{9gn}{12+n} + s_в m \rho_в)] V_n, \quad (9.15)$$

где ρ_a - плотность азота, кг/м³ ($\rho_a = 1,36$);

δ - отношение объема воды к объему нагнетаемого воздуха ($\delta = 2 \cdot 10^{-3}$);

$\rho_в$ - плотность воды, кг/м³;

y - коэффициент использования воздуха ($y = 0,9$);

n - отношение в коксовом остатке водорода к углерода ($n = 1,2$);

$s_в$ - водонасыщенность пласта.

Для предварительных расчет плотность смеси можно принять $\rho_{см} = 0,93$ кг/м³, а удельную теплоемкость смеси $c_{см} = 11,23$ кДж/(кг·К). В пластовых условиях указанные параметры могут

быть приняты равными: $\rho_{nl} = 4,95 \text{ кг/м}^3$, $c_{nl} = 253 \text{ кДж/(кг·К)}$. Для оценки площади (в м^2) выжженной зоны S_r можно воспользоваться следующими зависимостями: при $r_{\phi n} \leq 50 \text{ м}$

$$S_r = 160 \cdot r_{\phi n} \quad (9.16)$$

при $r_{\phi n} > 50 \text{ м}$

$$S_r = 8000 + 348 \cdot (r_{\phi n} - 50). \quad (9.17)$$

Объем выжженной зоны:

$$V_r = S_r \alpha_h h. \quad (9.18)$$

Суммарное количество воздуха ΣV , необходимое для выжигания этого объема:

$$\Sigma V = V' V_c / y. \quad (9.19)$$

Время (в сут), затрачиваемое на выжигание данного объема пласта:

$$\tau_2 = \frac{\Sigma V - V_n}{q_{прв}} + \tau_1. \quad (9.20)$$

Объем извлекаемой из пласта нефти:

$$V_n = 2a^2 h_s m s_n \eta. \quad (9.21)$$

Расход воздуха на извлечение 1 м^3 нефти:

$$G_0 = \Sigma V / V_n \quad (9.22)$$

Средний дебит одной добывающей скважины:

$$Q_n = V_n / (4\tau_2) \quad (9.23)$$

Задача 9. Рассчитать процесс внутрипластового горения на пятиточечном элементе при следующих условиях: пористость терригенного пласта m , толщина пласта h , пластовая температура T_{nl} , плотность пластовой нефти ρ_{nn} , плотность воды $\rho_g = 1100 \text{ кг/м}^3$, нефтенасыщенность пласта s_n , водонасыщенность пласта s_g , расстояние от нагнетательной до добывающих скважин a , забойное давление в добывающих скважинах $p_{забд}$, забойное давление в нагнетательной скважине $p_{забн}$, радиус нагнетательной и добываю-

щих скважин $r_c = 0,075$ м, проницаемость пласта для воздуха $k = 0,35 \cdot 10^{-12}$ м², вязкость воздуха в пластовых условиях $\mu_c = 1,8 \cdot 10^{-5}$ Па·с, расход топлива $g = 27,4$ кг/м³, удельный расход окислителя $v'_{окс} = 14,7$ м³/кг.

Принять радиус фронта горения в конце первого периода r_{ϕ} , коэффициент охвата пласта по толщине $\alpha_h = 0,9$, коэффициент нефтеотдачи на участках, не охваченных горением, – $\lambda = 0,3$.

Таблица 9.1 – Исходные данные для расчетов

| Вариант | m | $T_{пл},$ К | $r_{\phi},$ м | $h,$ м | $\rho_{пл},$ кг/м ³ | α | $P_{зобд},$ МПа | $P_{зобн},$ МПа | $S_{в},$ % | $S_{н},$ % |
|---------|-----|----------------|------------------|-----------|-----------------------------------|----------|--------------------|--------------------|---------------|---------------|
| 1 | 28 | 303 | 50 | 10 | 960 | 300 | 10 | 21 | 0,12 | 0,88 |
| 2 | 31 | 301 | 45 | 6 | 980 | 250 | 12 | 22 | 0,24 | 0,76 |
| 3 | 25 | 292 | 48 | 7 | 820 | 280 | 14 | 23 | 0,25 | 0,75 |
| 4 | 28 | 297 | 49 | 9 | 860 | 270 | 13 | 24 | 0,26 | 0,74 |
| 5 | 26 | 295 | 42 | 8 | 880 | 290 | 16 | 25 | 0,29 | 0,71 |
| 6 | 27 | 299 | 43 | 10 | 900 | 276 | 11 | 21 | 0,28 | 0,72 |
| 7 | 23 | 300 | 47 | 6 | 920 | 258 | 15 | 20 | 0,20 | 0,80 |
| 8 | 24 | 292 | 46 | 7 | 940 | 237 | 10 | 19 | 0,23 | 0,77 |
| 9 | 29 | 289 | 41 | 9 | 960 | 295 | 12 | 21 | 0,22 | 0,78 |
| 10 | 19 | 287 | 40 | 8 | 800 | 285 | 14 | 22 | 0,12 | 0,88 |
| 11 | 18 | 294 | 50 | 10 | 830 | 293 | 13 | 23 | 0,24 | 0,76 |
| 12 | 17 | 296 | 45 | 6 | 850 | 283 | 16 | 24 | 0,25 | 0,75 |
| 13 | 28 | 288 | 48 | 7 | 870 | 274 | 11 | 25 | 0,26 | 0,74 |
| 14 | 31 | 286 | 49 | 9 | 890 | 276 | 15 | 21 | 0,29 | 0,71 |
| 15 | 25 | 285 | 42 | 8 | 910 | 291 | 10 | 20 | 0,28 | 0,72 |
| 16 | 28 | 288 | 43 | 10 | 930 | 283 | 12 | 19 | 0,20 | 0,80 |
| 17 | 26 | 286 | 47 | 6 | 950 | 279 | 14 | 21 | 0,23 | 0,77 |
| 18 | 27 | 284 | 46 | 7 | 970 | 294 | 13 | 22 | 0,22 | 0,78 |
| 19 | 23 | 283 | 41 | 9 | 810 | 283 | 16 | 23 | 0,12 | 0,88 |
| 20 | 24 | 281 | 40 | 8 | 790 | 276 | 11 | 24 | 0,24 | 0,76 |

10. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПАРОТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ

Вытеснение нефти горячей водой и паром – метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. При этом процессе горячую воду нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные водо-нагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Вода, обладающая большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды, газа. Закачка горячей воды и пара в пласт позволяет решать следующие задачи:

- уменьшение фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта за счет разогрева высоковязкой нефти;
- снижение вязкости аномальной нефти и увеличение ее подвижности;
- изменение смачиваемости породы-коллектора;
- изменение фазовой проницаемости по нефти;
- за счет малой вязкости пар может проникать в мелкие поры коллектора;
- при выдерживании скважины для пропитки проявляющиеся капиллярные эффекты помогают извлекать больше нефти.
- объемы добываемой нефти намного больше, чем при обычной добыче без применения закачки пара и закачки горячей воды.

К числу недостатков данного метода относятся:

- со временем доля нефти в добываемой жидкости значительно уменьшается.
- необходимость многократного повторения закачки пара, выдерживания и добычи;
- использование данного способа при добыче ВВН и ПБ в трещинно-поровых коллекторах приводит к быстрым прорывам пара по трещинам и неравномерному прогреву призабойной зоны пласта;
- после снижения температуры в призабойной зоне пласта вязкость нефти значительно увеличивается, кроме того при остывании

нефти возможно образование отложений АСПВ, вызванное коагулированием частиц асфальтенов, смол и парафинов.

Для подсчета эффективности метода, нужно знать, как горячая вода воздействует на пласт, распределение температуры в пласте можно определить по формуле Ловерье:

$$\frac{T(r, t) - T_0}{T_B - T_0} = \operatorname{erfc}(x) \cdot \eta \cdot (\tau - \xi); \quad (10.1)$$

где

$$x = \frac{\xi}{2 \cdot \sqrt{\frac{c_{\text{пл}} - \rho_{\text{пл}}}{c_{\text{оп}} - \rho_{\text{оп}}} \cdot (\tau - \xi)}}; \quad (10.2)$$

$$\xi = \frac{4\pi\lambda_{\text{оп}}r^2}{q_B h \eta_2 c_B \rho_B}; \quad (10.3)$$

$$\tau = \frac{4\lambda_{\text{пл}}t}{c_{\text{пл}} \rho_{\text{пл}} h^2 \eta_2^2}; \quad (10.4)$$

$T(r, t)$ – температура пласта на расстоянии r от нагнетательной скважины r через время t после начала закачки горячей воды, °С. $\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x)$,

(1.5) где $\operatorname{erf}(x)$ – стандартное обозначение интеграла вероятности ошибок; $\eta(\tau - \xi)$ – единичная функция, которая принимает следующие значения:

$$\begin{aligned} \eta(\tau - \xi) &= 1 \quad \text{при } \tau - \xi > 0; \\ \eta(\tau - \xi) &= 0 \quad \text{при } \tau - \xi \leq 0. \end{aligned} \quad (10.6)$$

При выводе формулы (1.1) были сделаны следующие допущения:

а) теплопроводность пласта по простиранию равна реальной теплопроводности пород, а перпендикулярно к напластованию – бесконечности;

б) теплопроводность окружающих продуктивный пласт пород в вертикальном направлении равна реальной, а в горизонтальном – нулю.

Из формулы (10.5) следует, что расстояние, на котором температура отличается от начальной пластовой, определяется исходя из следующего соотношения:

$$\eta = \xi \quad (10.7)$$

или

$$\frac{4\lambda_{\text{пл}}t}{c_{\text{пл}}\rho_{\text{пл}}h^2\eta^2} = \frac{4\pi\lambda_{\text{оп}}r^2}{q_B h \eta^2 c_B \rho_B}; \quad (10.8)$$

Так как по условиям задачи $\lambda_{\text{пл}} = \lambda_{\text{оп}}$, то

$$r = \sqrt{\frac{a_B c_B \rho_B t_*}{\pi c_{\text{пл}} \rho_{\text{пл}} h \eta^2}}; \quad (10.9)$$

где r – расстояние от нагнетательной скважины, в пределах которого температура отличается от начальной пластовой, м;

t_* - время, прошедшее после начала нагнетания горячей воды в скважину, с.

Так как теплоемкость и плотность пласта равны теплоемкости и плотности окружающих пород, то из (10.2) следует:

$$x = \frac{\xi}{2\sqrt{\tau - \xi}}; \quad (10.10)$$

$$T(r = 20\text{м}) = T_0 + (T_B - T_0) \operatorname{erfc}(x) \quad (10.11)$$

Средняя температура T_{CP} в зоне при $r_c \leq r \leq 20$ м составит:

$$T_{\text{CP}} = \frac{T_B + T(r = 20\text{м})}{2} \quad (10.12)$$

Тогда количество тепла, накопленного в зоне при $r_c \leq r \leq 20$ м

$$Q_T = (r^2 - r_c^2) h \mu_2 [T_{\text{CP}(20)} - T_0] c_{\text{пл}} \rho_{\text{пл}}; \quad (10.13)$$

Используя подобную методику расчетов, можно определить количество тепла, накопленного в каждой зоне пласта. Так, например, для следующей зоны с $\Delta r = 20$ м количество накопленного тепла составит:

$$r_2 = r_1 + \Delta r; \quad (10.14)$$

Пример:

$$r_2 = 20 + 20 = 40 \text{ м}; \quad (10.15)$$

Остальные результаты расчетов привести в таблице, узнать сумму наполненного в пласте тепла через 5 лет после начала нагнетания в него горячей воды.

Таблица 10.1 – результаты расчетов

| $r_i, \text{ м}$ | ξ | x | $T, \text{ }^\circ\text{C}$ | $T_{cp}, \text{ }^\circ\text{C}$ | $Q_T \cdot 10^{-3}, \text{ кДж}$ |
|------------------|-------|-----|-----------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| | | | | | |
| Σ | | | | | ... |

Задача 10. В нефтяной пласт с целью вытеснения из него нефти закачивается горячая вода. Темп нагнетания горячей воды в скважину q_w , толщина пласта h , коэффициент охвата пласта по толщине $\eta_2 = 0,7$; температура горячей воды на забое нагнетательной скважины $T_2 = 200 \text{ }^\circ\text{C}$; начальная пластовая температура T_0 , теплоемкость пласта и окружающих его пород $C_{пл} = C_{оп} = 1 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К}$, теплоемкость закачиваемой горячей воды $C_B = 4,2 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К}$, плотность закачиваемой воды $\rho_B = 1000 \text{ кг/м}^3$, теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{пл} = \lambda_{оп} = 1,16 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$, температуропроводность пласта и окружающих ее пород $x_{пл} = x_{оп} = 1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, плотность пласта и окружающих его пород $\rho_{пл} = \rho_{оп}$; радиус нагнетательной скважины r_c .

Требуется определить количество наполненного в пласте тепла через 5 лет после начала нагнетания в него горячей воды.

Таблица 10.1 – Исходные данные для расчетов

| Вариант | $r_c, \text{ м}$ | $q_{в}, \text{ м}^3/\text{сут}$ | $T_0, \text{ }^\circ\text{C}$ | $h, \text{ м}$ | $\rho_{пл}, \text{ кг/м}^3$ |
|---------|------------------|---------------------------------|-------------------------------|----------------|-----------------------------|
| 1 | 0,084 | 500 | 50 | 10 | 2500 |
| 2 | 0,075 | 300 | 60 | 11 | 2800 |
| 3 | 0,1 | 380 | 70 | 12 | 2200 |
| 4 | 0,085 | 370 | 80 | 13 | 2600 |
| 5 | 0,083 | 450 | 55 | 14 | 2800 |
| 6 | 0,082 | 390 | 65 | 45 | 2500 |
| 7 | 0,1 | 400 | 75 | 16 | 2520 |
| 8 | 0,078 | 420 | 45 | 17 | 2540 |
| 9 | 0,073 | 310 | 42 | 18 | 2560 |
| 10 | 0,072 | 370 | 52 | 9 | 2800 |
| 11 | 0,084 | 460 | 62 | 8 | 2530 |
| 12 | 0,075 | 340 | 43 | 8,5 | 2550 |
| 13 | 0,1 | 480 | 53 | 9,5 | 2570 |
| 14 | 0,085 | 360 | 63 | 10,5 | 2590 |
| 15 | 0,083 | 350 | 44 | 11,5 | 2510 |
| 16 | 0,082 | 380 | 54 | 12,5 | 2530 |
| 17 | 0,1 | 460 | 64 | 10,4 | 2550 |
| 18 | 0,078 | 440 | 45 | 11,7 | 2570 |
| 19 | 0,073 | 430 | 55 | 12,6 | 2510 |
| 20 | 0,072 | 410 | 65 | 15,3 | 2590 |

11. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ОБРАБОТКИ

Гидропескоструйная обработка призабойной зоны скважины предназначена для повышения ее проницаемости и является эффективным методом увеличения производительности скважины.

Основными характеристиками, которые требуется рассчитать при этом методе обработки, являются:

- общее количество жидкости и песка для успешного осуществления процесса;
- расход рабочей жидкости;
- гидравлические потери в различных элементах;
- давление жидкостно-песчаной смеси на выходе из насадок;
- предельно безопасная длина колонны НКТ;
- допустимое устьевое давление.

Общее количество жидкости принимается равным примерно (2,3...2,5) объем скважины V_c :

$$V_{жс} = 1,88 \cdot D_{вн}^2 \cdot L_c, \text{ м}^3 \quad (11.1)$$

причем 0,4 $V_{ж}$ используют для транспортировки песка на забой; 0,4 $V_{ж}$ – на промывку скважины после осуществления процесса; 0,2 $V_{ж}$ – на возможную потерю циркуляции вследствие поглощения жидкости пластом.

Общее количество песка рассчитывают на объем 0,6 $V_{ж}$, причем массовая концентрация песка $C_n = 100 \text{ кг/м}^3$:

$$V_{жс} = 1,88 \cdot D_{вн}^2 \cdot L_c \cdot C_n, \text{ кг} \quad (11.2)$$

Расход рабочей жидкости (как правило, используется вода):

$$Q = 1,414 \cdot \phi \cdot n \cdot f \cdot \sqrt{\frac{\Delta P}{\rho_{жп}}}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (11.3)$$

где n – число насадок (обычно $n = 4$);

ϕ – коэффициент расхода;

f – площадь поперечного сечения насадки на выходе, м^2 ;

g – ускорение свободного падения;

ΔP – перепад давления в насадке, Па;

$\rho_{жп}$ – плотность смеси воды с песком, которую определяем по формуле (8.5) с учетом (8.4)

Гидравлические потери при проведении гидropескоструйной обработке:

$$\Delta p = \Delta p_m + \Delta p_k + \Delta p_n + \Delta p_p, \quad (11.4)$$

где p_m , p_k – соответственно потери давления в НКТ и в кольцевом пространстве, МПа; p_n – потери давления в полости, образующейся в результате воздействия на породу абразивной струи, МПа. Исходя из опыта проведения гидropескоструйных обработок, можно принять $p_n = 3,5$ МПа.

Допустимое давление на устье:

$$p_{y\partial} = \frac{p_{cmp} - H \cdot q_m}{K \cdot F_m}, \quad (11.5)$$

где H – глубина спуска НКТ, м;

q_m – нагрузка от веса 1 м труб, Н/м;

F_m – площадь поперечного сечения труб, м²;

K – коэффициент запаса ($K = 1,5$);

p_{cmp} – страгивающая нагрузка резьбового соединения, Н. Эта нагрузка рассчитывается по формуле:

$$p_{cmp} = \frac{\pi b D \sigma_m}{1 + D \cdot ctg(\beta + \varphi) / 2l}, \quad (11.6)$$

где b – толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки, находящейся в зацеплении, м;

σ_m – предел текучести материала труб, Н/м²;

l – полезная длина нарезки (нитки с полным профилем), м;

β – угол между гранью нарезки и осью ($\beta = 60^\circ$);

φ – угол трения ($\varphi = 18^\circ$).

Для НКТ из стали группы прочности D страгивающая нагрузка составляет:

$$d = 0,06 \text{ м} \quad P_{стр} = 205 \text{ кН};$$

$$d = 0,073 \text{ м}, \quad P_{стр} = 287 \text{ кН};$$

$$d = 0,089 \text{ м}, \quad P_{стр} = 452 \text{ кН}.$$

Для безаварийного процесса необходимо выполнить условие

$$\Delta p \leq p_{y\partial}. \quad (11.7)$$

Необходимое число насосных агрегатов:

$$N = \frac{p_{y0} \cdot Q}{p_p \cdot Q_p \cdot K_n} + 1, \quad (11.8)$$

где p_p – рабочее давление агрегата;
 Q_p – подача агрегата при данном p_p ;
 K_n – коэффициент технического состояния агрегата;
 Q – темп закачки, м³/с.

Задача 11. Рассчитать процесс гидropескоструйной обработки. Потери давления в насадках принимаются равными 20 МПа, условный диаметр НКТ – d , рабочее давление агрегата $p_p = 29$ МПа, подача агрегата при данном p_p $Q_p = 0,0146$ м³/с, $K_n = 0,5 \dots 0,8$.

Таблица 11.1 - Исходные данные для расчетов

| Вариант | L_c , м | d , мм | $D_{вн}$, м | q_t , Н/м | φ | Q , м ³ /с |
|---------|-----------|----------|--------------|-------------|-----------|-------------------------|
| 1 | 1500 | 60 | 0,1505 | 68,7 | 0,82 | 0,010 |
| 2 | 1550 | 89 | 0,1300 | 68,7 | 0,82 | 0,012 |
| 3 | 1600 | 73 | 0,1505 | 68,7 | 0,82 | 0,011 |
| 4 | 1650 | 60 | 0,1300 | 68,7 | 0,82 | 0,015 |
| 5 | 1700 | 89 | 0,1505 | 68,7 | 0,82 | 0,010 |
| 6 | 1750 | 73 | 0,1300 | 68,7 | 0,82 | 0,015 |
| 7 | 1400 | 60 | 0,1505 | 68,7 | 0,82 | 0,010 |
| 8 | 1450 | 89 | 0,1300 | 68,7 | 0,82 | 0,012 |
| 9 | 1720 | 73 | 0,1505 | 68,7 | 0,82 | 0,011 |
| 10 | 1820 | 60 | 0,1300 | 68,7 | 0,82 | 0,015 |
| 11 | 1920 | 89 | 0,1505 | 68,7 | 0,82 | 0,010 |
| 12 | 1480 | 73 | 0,1300 | 68,7 | 0,82 | 0,012 |
| 13 | 1580 | 60 | 0,1505 | 68,7 | 0,82 | 0,010 |
| 14 | 1680 | 89 | 0,1300 | 68,7 | 0,82 | 0,015 |
| 15 | 1780 | 73 | 0,1505 | 68,7 | 0,82 | 0,011 |
| 16 | 1650 | 60 | 0,1300 | 68,7 | 0,82 | 0,012 |
| 17 | 1700 | 89 | 0,1505 | 68,7 | 0,82 | 0,010 |
| 18 | 1750 | 73 | 0,1300 | 68,7 | 0,82 | 0,015 |
| 19 | 1400 | 60 | 0,1505 | 68,7 | 0,82 | 0,011 |
| 20 | 1450 | 89 | 0,1300 | 68,7 | 0,82 | 0,015 |

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Антонова Е.О. Основы нефтегазового дела: учебник для вузов / Е.О. Антонова, Г.В. Крылов, А.Д. Прохоров. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. – 307 с.
2. Воробьева Л.В. Основы нефтегазового дела / Л.В. Воробьева, А.Ю. Гальвас, Т.Г. Кузьмин. – Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2007. – 129 с.
3. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. – М. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа, 2006. – 320 с.
4. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 304 с.
5. Кабиров М.М. Скважинная добыча нефти / М.М. Кабиров, Ш.А. Гафаров. – Спб.: ООО «Недра», 2010. – 416 с.
6. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела. – Уфа, Дизайн Полиграф Сервис, 2007. – 544 с.
7. Крылов В.И. Выбор технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов / В.И. Крылов, В.В. Крецул. – М. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа, 2009. – 144 с.
8. Малышев Н.А. Геология для нефтяников / Н.А. Малышева, А.М. Никишина. – Издательство «ИКИ», 2011. – 360 с.
9. Мстиславская Л.П. Основы нефтегазового производства / Л.П. Мстиславская, М.Ф. Павлинич, В.П. Филиппов. – М. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа, 2003. – 276 с.
10. Рогачев М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295 с.
11. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика. – СПб.: «Недра», 2010. – 560 с.
12. Тетельмин В.В. Основы нефтегазовой инженерии: Учебное пособие / В.В. Тетельмин, В.А. Язев. – М.: Сайнс-Пресс, 2009. – 344 с.
13. Фоминых О.В. Ресурсосберегающие технологии нефтяной промышленности / О.В. Фоминых, С.А. Леонтьев, А.В. Иванов. – Спб.: ООО «Недра», 2011. – 184 с.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 3 |
| 1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИИ. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ..... | 4 |
| 2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ..... | 10 |
| 3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАКАЧКИ ВОДЫ..... | 18 |
| 4. РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ..... | 21 |
| 5. РАСЧЕТ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ..... | 27 |
| 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА НЕФТЯНОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ..... | 33 |
| 7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТЕБЛОВ..... | 40 |
| 8. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА..... | 43 |
| 9. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ..... | 50 |
| 10. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ..... | 56 |
| 11. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ОБРАБОТКИ..... | 61 |
| БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК..... | 64 |