

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.6(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Рязанов Максим Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26.) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту: (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Группа	ФИО
2Б6Д	Рязанову Максиму Андреевичу

Тема работы:

Анализ эффективности применения технологии повышения продуктивности скважин при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№59-123/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ методов увеличения нефтеотдачи, методов интенсификации притока, гидроразрыва пласта. Обзор современных методов увеличения продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири. Определение коэффициента продуктивности. Анализ технологий повышения продуктивности скважин, применяемых в геолого-промысловых условиях Западной Сибири. Особенности геологического строения месторождений нефти в Западной Сибири.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Анализ факторов, влияющих на изменение продуктивности скважины	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Анализ технологий повышения продуктивности скважин, наиболее часто применяемых в Западной Сибири	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Расчет коэффициента продуктивности	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

02.03.2020

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Рязанов Максим Андреевич		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: высшее

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля)/ вид работы(исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.04.2020	Анализ факторов, влияющих на изменение продуктивности скважины	25
23.04.2020	Анализ технологий повышения продуктивности скважин, применяемых в геолого-промысловых условиях Западной Сибири	25
03.05.2020	Рекомендации к принятию технологических решений по увеличению продуктивности скважин	30
03.06.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
04.06.2020	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		02.03.2020

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

Обозначения, определения и сокращения

ПЗП – призабойная зона пласта

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ОПЗ – очистка призабойной зоны

КИН – коэффициент извлечения нефти

ГНК – газонефтяной контакт

ВНК – водонефтяной контакт

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

МИП–методы интенсификации притока

МУН– методы увеличения нефтеотдачи

ГРП– гидроразрыв пласта

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ППД – поддержание пластового давления

УВ – углеводороды

ИД – индикаторная диаграмма

ЗБС – зарезка боковых стволов

ГМЩП– гидромеханическая щелевая перфорация

КО – кислотная обработка

ЭЦН – электроприводной центробежный насос

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 84 страницы, в том числе 14 рисунков, 14 таблиц. Список литературы включает 21 источников.

Ключевые слова: продуктивность, увеличение нефтеотдачи, интенсификация притока, гидроразрыв пласта, зарезка боковых стволов, коэффициент продуктивности, месторождения Западной Сибири.

Объектом исследования являются скважины месторождений Западной Сибири, методы увеличения их продуктивности.

Цель работы – анализ факторов, влияющих на изменение продуктивности скважин, анализ технологий увеличения продуктивности скважин, технологическое обоснование выбора методов увеличения продуктивности скважин месторождений Западной Сибири.

В процессе исследования были рассмотрены и проанализированы технологии увеличения продуктивности скважин месторождений Западной Сибири, также рассмотрены геологические особенности месторождений Западной Сибири.

В результате исследования выделены наиболее оптимальные с технологической точки зрения методы и технологии повышения продуктивности скважин.

Область применения: добывающие скважины на месторождениях Западной Сибири.

Грамотный подбор нужной технологии увеличения продуктивности позволяет эксплуатировать скважины с максимальной экономической эффективностью.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1. АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИЗМЕНЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН	11
1.1 Понятие коэффициента продуктивности	11
1.2 Геологические условия, влияющие на продуктивность нефтяных скважин	12
1.3 Геологические условия месторождений Западной Сибири и их взаимосвязь с коэффициентом продуктивности.....	17
1.4 Особенности воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений	23
1.5 Определение коэффициента продуктивности нефтяных скважин	32
2. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ГЕОЛОГГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	37
2.1 Гидравлический разрыв пласта	37
2.2 Зарезка боковых стволов.....	41
2.3 Реперфорация	45
2.4 Полимерное заводнение	50
2.5 Расчет коэффициента продуктивности	56
3. РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРИНЯТИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН	61
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	64
4.1 Расчет времени на проведение мероприятий по ГРП	65
4.2 Расчет общего числа единиц техники и оборудования.....	66
4.3 Затраты на амортизационные отчисления	66
4.4 Затраты на материалы	67
4.5 Расчет заработной платы бригады.....	68
4.6 Затраты на страховые взносы	69
4.7 Затраты на проведение мероприятия	70
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	72

5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	74
5.2	Производственная безопасность	75
5.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	77
5.3	Экологическая безопасность.....	78
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
6.	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	83
7.	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	84

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время при разработке нефтяных месторождений западной Сибири особенно четко видна проблема снижения добычи нефти. Для интенсификации существующего притока или вскрытия новых продуктивных пластов широко используются методы увеличения продуктивности скважин. Практически весь комплекс работ на месторождениях Западной Сибири, проводимый на добывающих скважинах, за исключением мероприятий, направленных на очистку и ремонт скважин, направлен преимущественно на интенсификацию притока и увеличение нефтеотдачи.

Анализ факторов, влияющих на изменение продуктивности скважин дает возможность с геологической точки зрения взглянуть на проблему снижения продуктивности. Задачами для достижения этой цели является исследование режимов залежи продуктивных пластов и их геологических особенностей месторождений Западной Сибири.

Анализ технологий увеличения продуктивности скважин позволяет подбирать для каждой скважины персональный метод, благодаря этому возможно достижение максимальной экономической эффективности при добыче нефти.

1. АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИЗМЕНЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ

1.1 Понятие коэффициента продуктивности

Коэффициент продуктивности скважин является одним из широко используемых параметров в практике разработки нефтяных месторождений. Правильное определение текущей величины этого параметра и закономерности его изменения во времени позволяют надежно и достоверно прогнозировать ряд основных технологических показателей разработки залежей. Коэффициент продуктивности является отношением дебита к депрессии (разности пластового и забойного давлений), при которой получен данный дебит. Коэффициент продуктивности показывает приращение суточного притока флюида в скважину при увеличении депрессии давления на 1 атмосферу. Различают два вида коэффициента продуктивности – удельный и приведенный. Удельный $K_{\text{прод.}}$ рассчитывается к единице вскрытой данной скважиной толщины пласта, то есть к 1 м. длины, приведенный $K_{\text{прод.}}$ показывает продуктивность гидродинамически несовершенной скважины в случае, если бы она являлась гидродинамически совершенной при том же давлении. Приведенный $K_{\text{прод.}}$ численно равен отношению коэффициента продуктивности к коэффициенту совершенства скважины.

Численно коэффициент продуктивности можно рассчитать, выразив его значение из формулы Дюпюи:

$$K_{\text{прод.}} = \frac{kh}{18,41\mu_0\beta_0\left[\ln\frac{r_k}{r_c} - 0,75 + S\right]}, \text{ м}^3 / (\text{сут} * \text{атм}) \quad (1)$$

где k – проницаемость, мД;

h – продуктивная толщина, м;

μ_0 – вязкость, сПз

β_0 – объемный коэффициент нефти, м³/м³;

r_k – радиус дренирования, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор,

Графически коэффициент продуктивности представлен на индикаторной диаграмме (рисунок 1). Индикаторные диаграммы строятся по данным установившихся отборов и представляют собой зависимость дебита от забойного давления. Индикаторная кривая определена на отрезке между средним пластовым давлением и атмосферным давлением. Производительность, соответствующая атмосферному давлению на забое – максимально возможный теоретический дебит скважины. Дебит при забойном давлении, равном среднему, равен нулю.

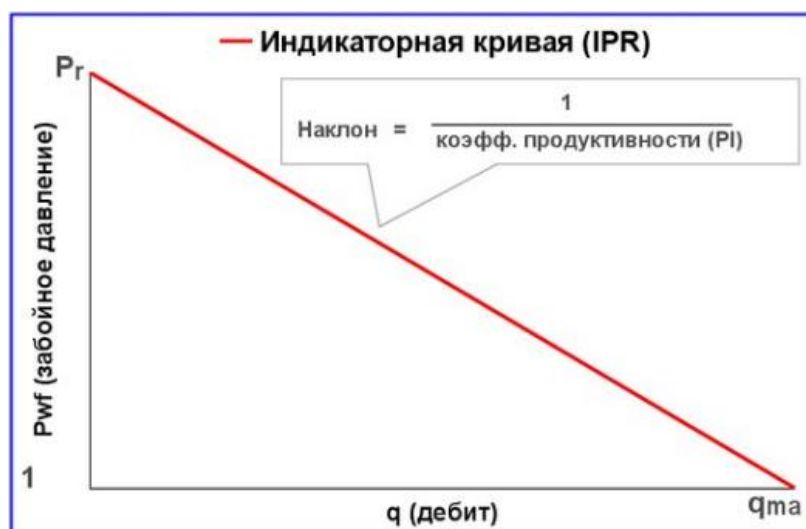


Рисунок 1 – Коэффициент продуктивности скважины на индикаторной диаграмме

1.2 Геологические условия, влияющие на продуктивность нефтяных скважин

Коэффициент продуктивности во многом зависит от условий залегания пласта, его мощности, состава горных пород – от геологических условий месторождения.

Основными геологическими условиями залегания пласта-коллектора являются глубина залегания и расположение кровли и подошвы, расположение тектонических нарушений в пласте и его режим залежи.

Состав горной породы продуктивного пласта

От состава горной породы зависят ее важнейшие свойства: проницаемость, пористость, гидрофильность и гидрофобность горной породы. Каждое из этих свойств влияет на значение коэффициента продуктивности.

По значениям глубины залегания продуктивного пласта можно определить размер и форму частиц, составляющих ГП, степень их окатанности. От размера и формы частиц, слагающих ГП, зависит проницаемость ГП, через значение которой определяется $K_{\text{прод}}$. Под проницаемостью горных пород пласта понимается способность пород пласта пропускать флюид при изменении давления в пласте. Хорошо проницаемыми являются породы-коллекторы, например: пески, песчаники, известняки и доломиты. Плохо проницаемыми являются породы, обладающие малой способностью вмещать в себя флюид: глины, глинистые сланцы, мергели. Проницаемость является показателем коллекторских свойств пород.

Различают три вида проницаемости:

- абсолютная проницаемость – проницаемость пористой среды, заполненной флюидом, инертным к данной среде. она не зависит от насыщающего породу флюида, но зависит от размера и структуры поровых каналов породы.
- фазовая проницаемость – проницаемость ГП для конкретного флюида в многофазной системе. она зависит от количественного содержания флюида в пласте и его физико-химических свойств.
- Относительная проницаемость – отношение эффективной проницаемости к абсолютной. Она показывает способность нефти и воды течь одновременно в пористой среде. Кривые фазовых проницаемостей для нефти и воды представлены на рисунке 2.

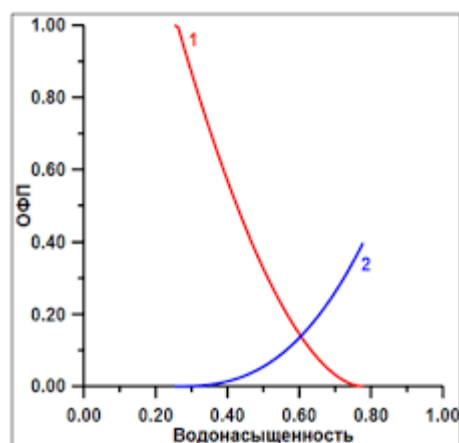


Рисунок 2 – График зависимости относительных проницаемостей нефти и воды от водо- и нефтенасыщенности

При снижении водонасыщенности относительная проницаемость воды уменьшается, а относительная проницаемость нефти увеличивается, и наоборот. При увеличении значения проницаемости нефти коэффициент продуктивности скважины, согласно формуле (1.1), увеличивается, а при увеличении проницаемости воды – уменьшается.

Также от формы и размера зерен, составляющих ГП, и степени окатанности зависит ее пористость. Пористость ГП – совокупность пустот, содержащихся в горной породе. Различают следующие виды пористости:

- общая пористость – совокупность всех пор, заключенных в горных породах
- открытая пористость (пористость насыщения) – общий объем сообщающихся между собой пор
- закрытая пористость – общий объем взаимно не сообщающихся пор
- эффективная пористость – объем пор, занятых флюидом
- динамическая пористость – объем пор, через который при перепаде давления происходит движение флюида

На рисунке 3 представлены шесть видов поровых пространств пород-коллекторов: А – хорошо окатанный песок с высокой пористостью; Б – плохо окатанный песок с низкой пористостью; В – хорошо отсортированная порода с высокой пористостью; Г – порода, пористость которой уменьшена

вкраплениями минерального вещества между ее зернами; Д – поры, расширенные растворением; Е – порода, поры которой обусловлены возникновением трещин.

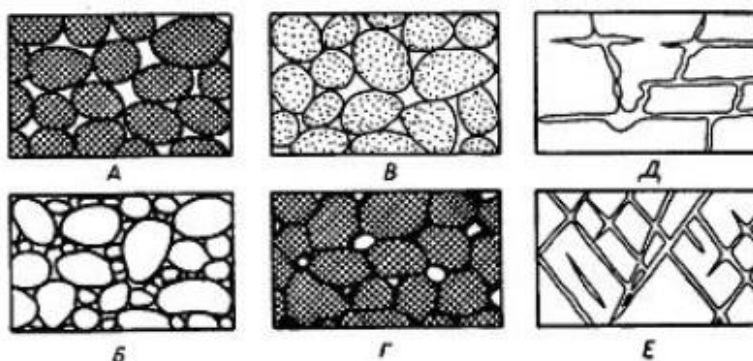


Рисунок 3 – Поровые пространства пород

Величина пористости тесно связана с составом ГП: в породах-коллекторах она достигает до 60–80%. Пористость определяет физические свойства ГП – прочность, сжимаемость, скорость распространения упругих волн. С возрастанием глубины залегания ГП пористость уменьшается. При уменьшении пористости давление внутри пор увеличивается, следовательно, изменяется объемный коэффициент нефти, что приводит к изменению коэффициента продуктивности.

Также от состава ГП пласта-коллектора зависят его гидрофильные и гидрофобные свойства. Гидрофильные породы хорошо смачиваются водой, образуя пленки на поверхности породы, тогда как гидрофобные водой практически не смачиваются. Гидрофобные породы (рис. 4) лучше смачиваются нефтью, а гидрофильные – водой. Гидрофобные породы характеризуются наличием капиллярных сил в мелких порах породы вследствие образования на их поверхности пленки, не способной вытеснить нефть.

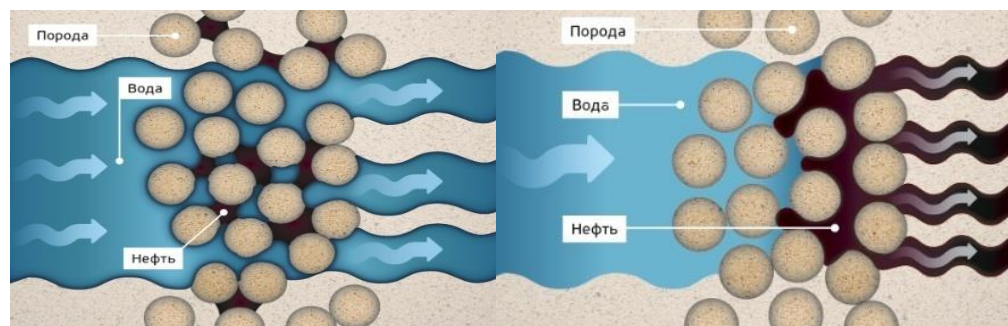


Рисунок 4– Гидрофобный коллектор (а) и гидрофильный коллектор (б)

Взаимодействие флюида с поверхностью горной породы называется смачиваемостью. Степень смачиваемости породы зависит от свойств флюида и гидрофильных и гидрофобных свойств горных пород пласта. Изменение степени смачиваемости породы в процессе эксплуатации скважины при изменении жидкости, заполняющей породу, влияет на дебит и коэффициент продуктивности скважины.

Режим залежи и тектоническая форма продуктивного пласта

Режим залежи пласта является механизмом проявления пластовой энергии залежи, за счет которой обуславливается приток флюида к скважинам. В зависимости от вида пластовой энергии, обеспечивающей перемещение флюида к скважине, различают следующие основные виды режимов залежи:

- **Водонапорный режим залежи:** при данном режиме основной силой, вытесняющей нефть к забою скважины, является напор краевых вод пласта. При данном режиме дебит и давление в процессе эксплуатации скважины снижаются незначительно или остаются постоянными. При водонапорном режиме достигается наиболее высокий КИН – до 0.7. Это обуславливается способностью пластовой минерализованной воды хорошо отмывать нефть и вытеснять ее из пор породы-коллектора.
- **упруговодонапорный режим залежи:** в этом режиме нефть также вытесняется из пласта под действием напора краевых вод, но в отличие от водонапорного режима основным источником энергии является упругость пород-коллекторов и насыщающей их жидкости. В результате расширения жидкости и уменьшения объема пор из пласта в скважину вытесняется большое

количество флюида. Проявляется при большом удалении нефтяной залежи от области питания.

- газонапорный режим залежи: газ, выделяющийся из «газовой шапки» при снижении падения давления вследствие отбора нефти из залежи, вытесняет нефть к забою скважины. Эффективность разработки зависит от соотношения размеров газовой шапки и объема области питания. В данном режиме объем нефтяной части залежи при ее длительной разработке сокращается, так как происходит опускание ГНК.

- режим залежи растворенного газа: основным источником энергии, перемещающим нефть к забою скважины, является расширение пузырьков газа, выделяющихся из нефти при снижении давления. Данный режим свойственен коллекторам с низкой пористостью и проницаемостью. В чистом виде режим проявляется при отсутствии влияния законтурной области пласта и повышенном газосодержании. Дегазация пластовой нефти приводит к повышению ее вязкости, что затрудняет ее извлечение из пласта.

- гравитационный режим: нефть перемещается к забою скважины под ее собственной силой тяжести. Проявляется после завершения действия режима растворенного газа – после дегазации нефти, увеличения ее вязкости и снижения пластового давления. Характеризуется низким темпом отбора, сокращением объема залежи. Гравитационная энергия действует, когда пласт уже не обладает другими видами энергии.

В залежах могут проявляться одновременно несколько режимов, возможен естественный переход одного режима в другой по мере истощения первоначально преобладающего вида пластовой энергии. Нефтяные залежи в основном разрабатываются смешанными режимами – часто им является комбинация водонапорного режима с остальными. От правильно выбранного режима зависит КИН, эффективность разработки пласта, а, следовательно, дебит и коэффициент продуктивности.

От тектонической формы залегания залежи зависит режим разработки залежи и местонахождения флюида в пласте. Различают два вида

тектонических нарушений, которые определяют форму пласта – складчатые и разрывные нарушения. В складчатых нарушениях слои ГП изогнуты, причем их изгиб происходит без разрыва складок. В разрывных ГП сплошность теряется и происходит разрыв слоев ГП. Основные виды тектонических нарушений представлены на рисунке 5.

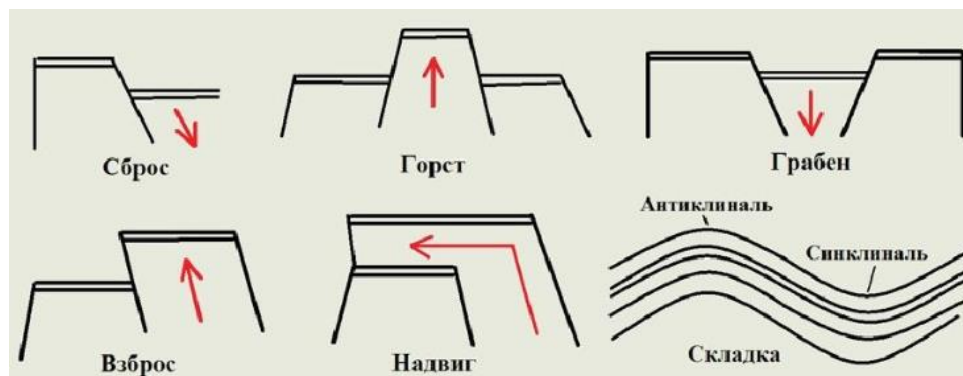


Рисунок 5–Основные типы тектонических нарушений

1.3 Геологические условия месторождений Западной Сибири и их взаимосвязь с коэффициентом продуктивности

Нефтегазоносная провинция Западной Сибири располагается на Западно-Сибирской плите, которая представляет собой огромную ассиметричную впадину, заполненную преимущественно мезозойско-кайнозойскими отложениями. Мощность плиты постепенно увеличивается от бортов к центру, а также растет в северном направлении, максимальная мощность достигает в центральной части плиты 3,5 – 4 км, на севере – 8-10 км.

Породы мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты характеризуются двумя важными особенностями, которые способствуют успешному применению геофизических методов при изучении строения земной коры и разведке полезных ископаемых. Они практически немагнитны, вследствие чего аномалии магнитного поля, обусловленные составом горных пород фундамента, в первую очередь отражают его крупные неоднородности. Плотность мезозойско-кайнозойских отложений постепенно увеличивается вниз к центру плиты. При этом не отмечается резких перепадов ее значений в горизонтальном направлении.

В тектоническом плане Западно-Сибирская плита входит в состав Урало-Сибирской платформы.

Образование рифтов положило начало общему прогибанию центральных и северных районов Западной Сибири и формированию седиментационного бассейна. Система рифтов Западной Сибири представлена глубокими грабенами, амплитуда которых доходит до 5 км. Во всех грабенах скважинами вскрываются породы, присущие вулканогенным и вулканогенно-осадочным формациям. Сочетание рифтогенных грабенов и горстовых поднятий, разделяющих их, создало равнинно-глыбовый рельеф на территории Западной Сибири.

В настоящее время на территории провинции открыто более 500 месторождений, которые классифицируются по запасам от очень мелких до уникальных. На территории Западно-Сибирского бассейна сформированы одни из крупнейших месторождений в мире. Средняя глубина залегания продуктивных пластов – 2000 м. Подавляющее большинство месторождений Западной Сибири многопластовые, преимущественный тип залежей – пластовый сводовый, залежи имеют большие площади нефтегазоносности и широкие водонефтяные зоны.

Коллекторы в Западно-Сибирской провинции сложены в основном песчаниками, аргиллитами и алевролитами, содержащими большое количество связанной воды (до 60%).

Проницаемость месторождений обычно мала, не превышает $0,1 \text{ мкм}^2$. Пористость в среднем равняется 20%.

Шаимское месторождение

Первое нефтяное месторождение было открыто в 1959 г. на Трехозерной площади (село Шаим). Всего за 18 дней скважина была пробурена на 1523 м. Залежь находится в отложениях средней и верхней юры. Продуктивный пласт представлен алевролитами и песчаниками с тонкими прослоями бурых углей и мелкозернистыми кварцевыми песчаниками с прослоями гравелитов. Продуктивный пласт образует литолого-стратиграфическую залежь.

Пористость песчаников изменяется от 2 до 7 %, проницаемость от 0,1 до 145 мД. Продуктивный пласт обладает открытой пористостью от 3,5 до 35 % и проницаемостью от 0,1 до 1300 мД. Дебиты нефти составляют 180–200 м³/сут. Экраном залежи являются глины волжского яруса и нижнего мела. Водонефтяной контакт находится на отметке 1470 м. Нефть нефтено-метановая, плотность изменяется от 0,827–0,858 г/см³. Содержание серы от 0,32 до 0,64 %, силикагелевых смол от 4,8 до 11,1 %.

Самотлорское месторождение

Самым крупным в Западно-Сибирском бассейне является Самотлорское месторождение, открытое в 1965 году и введенное в эксплуатацию в 1969 г. Структура месторождения оконтурена изогипсой 2120 м. Месторождение имеет изометричную форму с изрезанными контурами, его размеры составляют 31×40 км, амплитуда около 150 м.

На месторождении выделяют несколько продуктивных пластов, характеристики основных из них показаны в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика продуктивных отложений Самотлорского месторождения

Показатели	Пласты					
	АВ ₁ ¹	АВ ₁ ³	АВ ₂₋₃	АВ ₄₋₅	БВ ₈	БВ ₁₀
Стратиграфия	Алымская свита аптского яруса		Вартовская свита готеривского яруса нижнего мела		Мегионская свита валанжинского яруса	
Глубина залегания	1670	1680	1700	1750	2100	2200
Площадь нефтеносности, км ²	1142	1068,5	1058,75	430,25	771,5	542,75
Тип залежи	Пластово-сводовый				Пластово-сводовый с литологическим экраном	
Тип коллектора	Терригенный					

Нефтенасыщенная толщина, м	8,5; 4,3	4,9; 1,9	9,3	18,3	17,3	7,9
Пористость, %	23,7	23,1- 27,7	26,7	27,2	22,9	21,4
Проницаемость, мкм ²	0,19 6	0,077- 0,409	0,169- 0,429	0,506- 1,421	0,309- 0,384	0,034-0,103
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,52	0,5- 0,66	0,64	0,71	0,7	0,56
Коэффициент продуктивности, 10 ⁻¹ м ³ /(сут * МПа)	-	8,42	12,47	31,9	21,56	3,03
Начальное пластовое давление	16,8	17,6/ 16,8	17,6/ 16,8	17,6	21,1	21,7/21,42

На месторождении присутствует газовая шапка, размеры ее составляют 3,5×1,5 км, высота 9 км, средняя газонасыщенная толщина 2,7 м.

Дегазированные нефти пластов Самотлорского месторождения в большей части легкие (842-855 кг/м³), маловязкие, смолистые (4,4-6,8%), парафинистые (3,5-4,6%). Молярная масса метана в среднем составляет 30%

Пластовые воды продуктивных горизонтов относятся к хлор-кальциевому типу с высоким содержанием ионов кальция и относительно низким содержанием гидрокарбонат-ионов. Общая минерализация воды колеблется от 19 до 29 г/л.

Водорастворимые газы на 95-97% представлены метаном, 2-3% составляет азот, около 1% - углекислый газ.

Федоровское месторождение

В Сургутском нефтегазоносном округе выделяют Федоровское месторождение, открытое в 1971 г, введено в эксплуатацию в 1973 г. Оно расположено в центральной части Сургутского нефтегазоносного округа, представляет собой брахиантиклинальную складку с сильно изрезанными в структурном плане очертаниями, вытянутую в меридиональном направлении. Продуктивный пласт БС₁₀(рисунок 7) является основным эксплуатационным

объектом, охватывает значительную часть площади месторождения. Пласт имеет сложное строение, фациально изменчив как по разрезу, так и по площади, литологически неоднороден. Вследствие вышеперечисленных факторов не представляется возможным четко выделить четкую линию ВНК и обосновать нефтяные залежи, поэтому границы на Федоровском месторождении проведены условно. При детальном рассмотрении строения пласта он был разделен на две пачки – верхнюю и нижнюю. Верхняя пачка представлена монолитными песчаниками, общая толщина не превышает 8,0-17,0 м, уменьшение толщины происходит в юго-восточном направлении. Максимальная нефтенасыщенная толщина верхней пачки – 27,5 м.

Нижняя пачка представлена переслаиванием глинистых и песчаных разностей. В некоторых скважинах нижняя пачка полностью глинизируется. Максимальная нефтенасыщенная толщина нижней пачки – 19,1 м.

Пласт БС₁₀ характеризуется высокой продуктивностью, дебиты нефти изменяются от 6,6 м³/сут и выше, их устойчивость подтверждается длительной эксплуатацией.

Коллекторские свойства пласта высоки: пористость – 24%, нефтенасыщенность – 0,68, коэффициент песчаности – от 0,43 до 0,56, проницаемость составляет $(443-571) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Залежь пластово-сводовая высотой 70м, размерами 38×47 км.

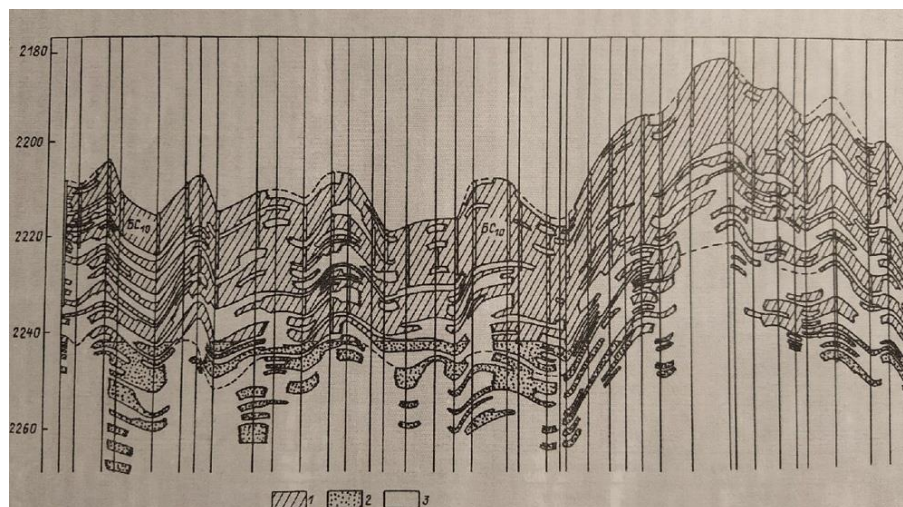


Рисунок 6 – Геологический профиль пласта БС₁₀: 1 – песчаник нефтенасыщенный, 2 – песчаник водонасыщенный, 3 – плотные породы

По площади всего месторождения по мере уменьшения глубины залегания пластов снижаются пластовые температуры и давления. Практически вся нефть парафиновая (вид П2), плотностью 0,85-0,9 г/см³.

Пластовая нефть на всей площади месторождения характеризуется высокой степенью недонасыщенности. Средние значения плотности находятся в диапазоне 835-872 кг/м³, вязкости - 5,54-9,45 мПа·с. Газонасыщенность нефти в пластовых условиях: 91 м³/т. Давление насыщения нефтей ниже пластового, изменяется в диапазоне 7-15 МПа. Нефти пласта БС₁₀ содержат фракций до 350С° больше 55%.

Пластовые воды характеризуются низкой минерализацией, не более 20,56 г/л, средняя минерализация по пластам изменяется незначительно. Воды нижней части преимущественно гидрокарбонатно-натриевого типа, верхней части – хлоридно-кальциевые. Пластовые воды перенасыщены солями, что приводит к выпадению осадка карбоната кальция и магния при разработке месторождения.

Остаточная нефтенасыщенность составляет порядка 27,5%.

1.4 Особенности воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений

Для увеличения продуктивности отдельных скважин необходимо изменять два основных параметра: увеличивать ее дебит или уменьшать депрессию. Основными методами увеличения продуктивности скважины являются методы повышения нефтеотдачи.

Классификация методов повышения нефтеотдачи:

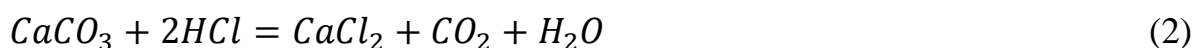
- Первичные методы – внедрение заводнения на вновь вводимых в разработку объектах
- Вторичные методы – мероприятия, производимые для извлечения остаточных запасов нефти из истощенных залежей
- Третичные методы – мероприятия по извлечению остаточных запасов нефти из заводненных зон

Методы интенсификации притока

Методы интенсификации притока (МИП) – комплекс мероприятий, по изменению фильтрационных характеристик вскрытых пластов или физико-химических свойств насыщающих их жидкостей в призабойной зоне пласта. Цель МИП – улучшить ФЕС ПЗП, повысить продуктивность каких-либо конкретных скважин. ФЕС призабойной зоны ухудшаются при вскрытии пласта, как при первичном – в процессе бурения, так и при вторичном – при перфорации. Нарушается наслаивание горных пород, внутренняя структура порового пространства, происходит загрязнение ПЗП механическими примесями. К методам интенсификации притока относятся: вторичная перфорация, вскрытие новых продуктивных пропластков, кислотная обработка ПЗП, паротепловые обработки скважин, акустическое воздействие на ПЗП.

Кислотная обработка

Кислотная обработка (КО) – метод стимуляции ПЗП за счет химического растворения минералов, составляющих поверхность порового пространства и заполняющих его. Различают КО карбонатов и силикатов. Карбонатные породы, включающие главным образом известняки ($CaCO_3$) и доломиты ($CaMg(CO_3)_2$), быстро растворяются в соляной кислоте (HCl) и создают продукты реакции, легко растворяющиеся в воде:



Реакция между плавиковой кислотой и песчаником происходит гораздо медленнее, чем между соляной кислотой и карбонатными породами. В данном случае целью обработки кислотой является разблокировка существующих каналов путем растворения загрязнений, заполняющих промежуточное поровое пространство, а не создание новых каналов. Плавиковая кислота быстрее реагирует с минералами из серии песчаников, чем с кварцем. Кислотные реакции, вызываемые сопутствующими минералами – глинами, полевыми шпатами и слюдами, могут создаваться отложениями, приводящими к закупориванию. Значительная часть проектирования кислотной обработки песчаника направлена на предотвращение этого процесса.

При выборе добывающей скважины для кислотной обработки необходимо знать: результаты промысловых исследований, коллекторские свойства пласта, свойства глинистого раствора, используемого при вскрытии продуктивного пласта, его толщину, расстояние от нижних перфорационных отверстий до водонефтяного контакта, пластовое давление.

При проведении КО пласт промывают соляной кислотой для растворения карбонатных минералов. Затем закачивается глинокислота HF-HCl, а после пласт промывается раствором на нефтяной основе или хлоридом аммония. В результате продукты реакции выносятся далеко за пределы околоскважинного пространства.

Реакция плавиковой кислоты (SiO_2) на чистый кварцевый компонент песчаника выражается следующим образом:



Из полученного аниона гексафтористого кремния может образовываться сильная кислота $H_2(SiF_6)$. Но она может свободно существовать только в водном растворе. Внутри пласта она распадается на тетрафторид кремния SiF_4 и фтористый водород HF.

При реакции плавиковой кислоты с полевым шпатом, кремнистым сланцем, слюдой и глиной – компонентами песчаника – кроме аниона SiF_6^{2-} получается еще ряд соединений алюминия, концентрация каждого из которых зависит от концентрации свободных ионов в смеси. Соединения алюминия выпадают в осадок и могут загрязнять ПЗП.

Некоторые из продуктов реакции соединяются со свободными ионами натрия, калия и кальция, образуя следующие соединения:

- фторкремнистый натрий Na_2SiF_6
- фторалминатный натрий Na_3AlF_6
- фторкремнистый калий K_2SiF_6
- фторкремнистый кальций $CaSiF_6$

На основании характеристики минерального и химического состава породы, в зависимости от возможности выпадения вышеприведенных соединений в осадок, в таблице 2 приводятся основные рекомендации к составу раствора для ОПЗ.

Таблица 2 – Рекомендации по выбору состава кислоты

Характеристика пласта	Рекомендуемая кислота
Растворимость породы в $HCl > 15\%$	Только HCl
$10\% <$ растворимость породы в $HCl < 15\%$	Увеличить объем промывки HCl
Высокопроницаемый коллектор (> 100 мД)	
Высокое содержание кварца (до 80%), низкое содержание глины (около 5%)	12 % HCl – 3 % HF
Высокое содержание полевого шпата ($> 15\%$)	13,5 % HCl – 1,5 % HF
Высокое содержание глин ($> 10\%$)	6,5 % HCl – 1 % HF
Высокое содержание хлорита в глине	3 % HCl – 0,5 % HF
Низкопроницаемый коллектор (< 100 мД)	
Высокое содержание кварца (80%), низкое содержание глины (5%)	6 % HCl – 1 % HF
Высокое содержание полевого шпата ($> 15\%$)	6 % HCl – 0,5 % HF
Высокое содержание глин ($> 10\%$)	6 % HCl – 0,5 % HF
Высокое содержание хлорита в глине	3 % HCl – 0,5 % HF

Данные по объемам закачиваемой кислоты представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Объем закачки кислоты

Температура пласта	$< 65^{\circ}C$	65 – 120 $^{\circ}C$	$> 120^{\circ}C$
Проницаемость	Объем глинокислоты, м ³ /м. перфорации		
< 10 мД	1,5	0,7	0,7
20 – 100 мД	2,2	1,5	1,5
> 100 мД	3	2,2	1,5

Давление закачки кислоты в пласт должно быть меньше давления гидроразрыва пласта, для того чтобы обеспечить равномерную обработку ПЗП.

Паротепловые обработки скважин

Циклическая обработка ПЗП добывающих скважин паром состоит из чередования периодов закачки агента, пропитки и добычи. Фазы каждого цикла, как и объем закачки пара – величины не постоянные и могут меняться для получения максимального эффекта.

Реакция пласта на закачку пара в значительной степени зависит от типа коллектора. В толстых пластах, где преобладающим механизмом вытеснения нефти является гравитационное дренирование, может быть осуществлено большее число циклов. В пологих тонких пластах, где добыча осуществляется за счет растворенного газа внутри, пластовая энергия быстро истощается, ограничивая число циклов.

Циклический способ воздействия приводит к снижению вязкости нефти в ПЗП ее очистке, что приводит к повышению вытеснения нефти из пласта за счет естественной энергии. Проведение паротепловой обработки способствует более полному охвату пласта теплом, выравниванию теплового фронта.

Акустическое воздействие на ПЗП

С помощью циклических вибрационных акустических воздействий можно изменить влияние капиллярных процессов, снизить начальное дополнительное фильтрационное сопротивление.

Исследования акустического воздействия сводилось к решению задачи определения односторонне направленного движения вязкой жидкости по узкому каналу, стенки которого подвержены деформации в виде бегущих волн с малой амплитудой. Было установлено, что для узких каналов и волн, частоты которых ниже ультразвуковых, возможно возникновение мощных односторонних направленных течений. Если скорость распространения волны по стенкам трубки совпадает со скоростью распространения продольных волн в пористых средах, то есть в пласте (3000 м/с), а амплитуда составляет $10^{-4} D$, где D - диаметр трубки, имеющий порядок диаметра пор пласта (приблизительно 10 мкм), то скорость. Дополнительного течения составляет около $5 * 10^{-2}$ м/с, что на несколько порядков превышает скоростью

фильтрации под действием постоянного перепада давления – депрессии на пласт.

Для возбуждения звука в стволе скважины чаще всего используются жидкостные свистки, вихревые камеры или вихревые генераторы. В результате прохождения в них жидкости часть энергии вихревого движения переходит в энергию акустических волн.

Классификация аппаратуры для возбуждения звука в стволе скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Классификация акустической аппаратуры

Излучатель	Принцип работы	Технические характеристики
Гидроакустический (сирена)	Преобразование энергии потока жидкости в энергию упругих колебаний	Диапазон частот 100-10000 Гц, предельное звуковое давление до 2 МПа, интенсивность до 50 кВт/м ²
Самодвижущийся золотниковый вибратор	Аналогично гидроакустическому	Частота зависит от скорости потока и расхода жидкости, диапазон частот 100-500 Гц, импульсное давление до 15 МПа
Пьезокерамический	Преобразование электрической энергии в акустическую за счет пьезоэффекта – возникновение напряжения между поверхностями деформируемого тела	Диапазон частот 1-100 кГц, интенсивность до 50 кВт/м ² , КПД до 60%

При методе очистки ПЗП, загрязненной в процессе вскрытия при эксплуатации или ремонте скважины вследствие попадания промывочного раствора, комплексы геофизических исследований показали, что в результате акустического воздействия увеличивается работающая толщина пласта, возрастает ее продуктивность, облегчается освоение скважин.

Методы увеличения нефтеотдачи

Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) делятся на следующие группы:

- повышение коэффициента вытеснения водой
- увеличение коэффициента охвата пласта заводнением
- увеличение как коэффициента вытеснения водой, так и коэффициента охвата пласта заводнением

в отличие от МИП методы увеличения нефтеотдачи позволяют использовать в разработке остаточные, еще не извлеченные запасы, которые не получается добыть при заводнении. по виду извлечения нефти МУН подразделяются на:

- физико-химические методы – вытеснение нефти водными растворами химических реагентов (полимеров, пав, кислот, щелочей и т. д.)
- теплофизические методы – нагнетание в пласт теплоносителей (горячей воды или пара)
- термохимические методы – применение процессов внутрипластового горения нефти (сухое, влажное)
- методы вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами (растворителями, УВ газами)

Каждый из методов может быть эффективно применен только в определенных геолого-физических (свойства пластового флюида, ФЕС, глубина и условия залегания продуктивного пласта), технологических (концентрация агентов в растворе, давление нагнетания) и материально-технических условиях (обеспеченность оборудованием, химическими реагентами) условиях. Поэтому при их внедрении необходимо подбирать наиболее подходящие объекты разработки.

Заводнение с использованием химических реагентов

Данная группа методов основана на нагнетании в продуктивные пласты водных растворов химических веществ с концентрацией до 0,2%. Растворы нагнетаются в объеме 10-30% от общего пустотного объема залежи для

создания оторочки, вытесняющей нефть. Полученную оторочку перемещают нагнетанием воды в пласт, которая в данном случае является рабочим агентом. Применение методов на начальных стадиях разработки позволяет ожидать увеличение коэффициента извлечения нефти и продуктивности по сравнению с их величиной при обычном заводнении на 3-10%.

Вытеснение нефти водными растворами ПАВ

Добавка ПАВ в нагнетаемую воду улучшает отмывающие свойства воды: снижает поверхностное натяжение воды на границе с нефтью, уменьшает краевой угол смачивания.

Метод рекомендуется для залежей с водонасыщенностью не более 15%, при вязкости пластовой нефти до 30 мПа·с, проницаемости выше 0,04 мкм² и пластовой температуре не более 70 С°.

Вытеснение нефти мицеллярными растворами

При этом методе в качестве вытесняющего агента применяют мицеллярный раствор. Состав мицеллярного раствора: легкая УВ жидкости, пресная вода, ПАВ, стабилизатор. Раствор представляет собой эмульсию, состоящую из мицелл молекул воды и УВ. В методе выполняется приближенное равенство близких значений вязкости пластовой нефти, мицеллярного раствора и буферной жидкости.

Метод в основном предназначен для добычи остаточной нефти из высокообводненных пластов. Средняя проницаемость пластов должна превышать 0,1 мкм², остаточная водонасыщенность не более 30%, вязкость до 20 мПа·с, температура пласта не должна превышать 90 С°.

Теплофизические методы

Суть методов основана на внесении в пласт тепла с поверхности. В качестве теплоносителей применяют пар или горячую воду.

Вытеснение нефти паром рекомендуется для залежей нефти с вязкостью более 50 мПа·с, для которых невозможно применять заводнение в чистом виде. Сочетание заводнения с тепловым воздействием паром позволяет получить высокий КИН (0,4-0,6). При сочетании создается

высокотемпературная оторочка объемом приблизительно 30% от общего объема пустотного пространства, которая перемещается нагнетаемой в пласт водой.

Метод применим только для ГП, устойчивых к разрушению, так как разрушение может вызвать вынос породы в добывающие скважины, разбухание глин в пласте. Это приводит к уменьшению объема порового пространства и ухудшению ФЕС, поэтому глинистость не должна превышать 10%. Применение метода эффективно при расстоянии между скважинами до 300 м. и глубине залегания пласта до 1000 м, так как при больших расстояниях и глубинах создаются высокие потери тепла при закачке пара. Нефтенасыщенная мощность рекомендуется от 10 до 40 м, пористость более 20%, проницаемость более 0,5 мкм².

Метод вытеснения нефти горячей водой применяется для разработки залежей высоковязких нефтей с целью повышения КИН для предотвращения выпадения парафинов в пласте. Данный метод менее эффективен по сравнению с закачкой пара, так как для одинакового теплового воздействия необходимо закачать в пласт объем воды в 3-4 раза превышающий объем газа.

Термохимические методы

Методы основаны на возможности пластовой нефти вступать в реакцию с нагнетаемым в пласт кислородом, сопровождающиеся выделением большого количества тепла – внутрипластовое горение. Применяют два вида горения – прямоточное сухое и влажное горение.

Прямоточное сухое горение – поджог нефти производится на забое воздухом нагнетательной скважины, зона горения перемещается воздухом в направлении добывающих скважин.

Прямоточное влажное горение – нагнетание в пласт воздуха и воды. Образуется оторочка горячей воды впереди фронта горения воздуха, перенос тепла происходит впереди фронта горения, что способствует увеличению КИН и уменьшения объема закачиваемого воздуха.

Второй процесс более эффективен, так как кроме вытеснения нефти оторочкой воздуха осуществляется вытеснение водогазовыми смесями и образующимся углекислым газом. Процесс сухого горения применим для терригенных коллекторов из-за высокой температуры горения (около 700 С°), так как карбонатные коллекторы при такой температуре разрушаются. При влажном горении температуры не достигают и 500 С°, поэтому они применяются для обоих типов коллекторов.

Метод применим при проницаемости более 0,1 мкм², нефтенасыщенности более 30%, мощность пласта должна быть более 4-5 м. Метод применим для залежей с широким диапазоном вязкости – от 10 до 1000 м.

Методы смешивающегося вытеснения

К этой группе относят вытеснение нефти смешивающимися с нею агентами: двуокисью углерода, сжиженными нефтяными газами (пропаном), обогащенным газом (метаном с высоким содержанием C₂ – C₆), сухим газом высокого давления (в основном метаном).

Каждый из методов эффективен при определенных составах и фазовых состояниях нефти внутри пласта, при которых может происходить смешивание. Вытеснение нефти сухим газом высокого давления наиболее эффективно для залежей с пластовым давлением выше 20 МПа, вытеснение обогащенным газом 10-20 МПа, сжиженным газом и двуокисью углерода 8-14 МПа. Методы целесообразно применять для залежей с большими глубинами залегания пластов (более 1200 м), низкой вязкостью (менее 5 мПа·с), небольшой мощностью продуктивных пластов (до 15 м).

1.5 Определение коэффициента продуктивности нефтяных скважин

Для оценки коэффициента продуктивности скважину выдерживают в закрытом состоянии определенный промежуток времени, затем ее открывают на работу на штуцере мелкого диаметра, поддерживая малую скорость притока флюида к скважине. На данном участке разработки производится регистрация дебита и забойного давления. После стабилизации дебита и увеличения притока

применяют штуцер большего диаметра, регистрируя при этом изменение скорости потока с течением времени. Применяют несколько различных штуцеров, результаты фиксируются. По зафиксированным данным возможно оценить коэффициент продуктивности.

При неизвестном пластовом давлении возможно провести оценку коэффициента продуктивности по индикаторным диаграммам (ИД). Индикаторные диаграммы – зависимости забойного давления от дебита, построенные по результатам измерения на установившемся режиме работы скважины. Согласно уравнению Дюпюи (6), для радиального притока жидкости ИД представляет собой прямую линию, наклон которой зависит от продуктивности пласта

$$Q = \frac{kh(P_{пл} - P_з)}{18,41\mu_0\beta_0 \left[\ln \frac{r_k}{r_c} - 0,75 + S \right]}, \quad (6)$$

где k – проницаемость, мД;

Q – дебит жидкости, м³/сут;

$P_{пл}$ – давление пластовое, Па;

$P_з$ – давление забойное, Па;

h – продуктивная толщина, м;

μ_0 – вязкость, сПз

β_0 – объемный коэффициент нефти, м³/м³;

r_k – радиус дренирования, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор,

Для одинаковых значений гидропроводности и различных скин-факторов можно получить семейство ИД с разными углами наклона.

Сущность построения ИД заключается в отметке точек различных забойных давлений и дебитов на координатной сетке. Точки должны образовать прямую, называемую индикаторной линией. Тангенс угла наклона данной прямой численно равен значению фильтрационного сопротивления.

Уравнение притока

Уравнение притока – уравнение, связывающее дебит скважины, депрессию, свойства пласта и флюида.

Если известны ФЕС пласта, среднее давление в зоне дренирования скважины и PVT-свойства флюида, то для каждого забойного давления по формуле притока (7) можно рассчитать дебит скважины, а в дальнейшем, соответственно, и коэффициент продуктивности.

$$q = T \times \Delta P \times J_d, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (7)$$

где T – коэффициент проводимости, мД;

J_d – безразмерный коэффициент продуктивности;

ΔP – депрессия на пласт.

Коэффициент проводимости T определяется как:

$$T = \frac{kh}{18,41 \times B\mu} \quad (8)$$

При двухфазном течении нефти и воды в пласте можно найти дебит каждого флюида, подставив в уравнение (8) эффективную проницаемость по нефти, вязкость нефти и ее объемный коэффициент:

$$T = \frac{k_o h}{18,41 \times B_o \mu_o} \quad (9)$$

Коэффициент проводимости воды будет определяться по формуле:

$$T = \frac{k_w h}{18,41 \times B_w \mu_w} \quad (10)$$

Где k_w , B_w и μ_w – эффективная проницаемость воды, вязкость воды и объемный коэффициент воды соответственно.

Тогда общий дебит жидкости будет определяться через общий коэффициент проводимости:

$$T = \frac{h}{18,41} \left(\frac{k_w}{B_w \mu_w} + \frac{k_o}{B_o \mu_o} \right) \quad (11)$$

Безразмерный коэффициент продуктивности – вид коэффициента продуктивности, характеризующий совершенство скважины, он зависит от режима течения флюида к скважине. Чем выше J_d , тем совершеннее скважина. Формула расчет J_d для установившегося притока:

$$J_d = \frac{1}{\ln \frac{r_k}{r_c} - 0,5 + S} \quad (12)$$

Нахождение коэффициента продуктивности по ИД возможно лишь в том случае, когда пластовое давление превышает давление насыщения нефти газом. Когда происходит обратный процесс, уравнение притока (7) становится недействительным и ИД меняет свой вид (рисунок 8).

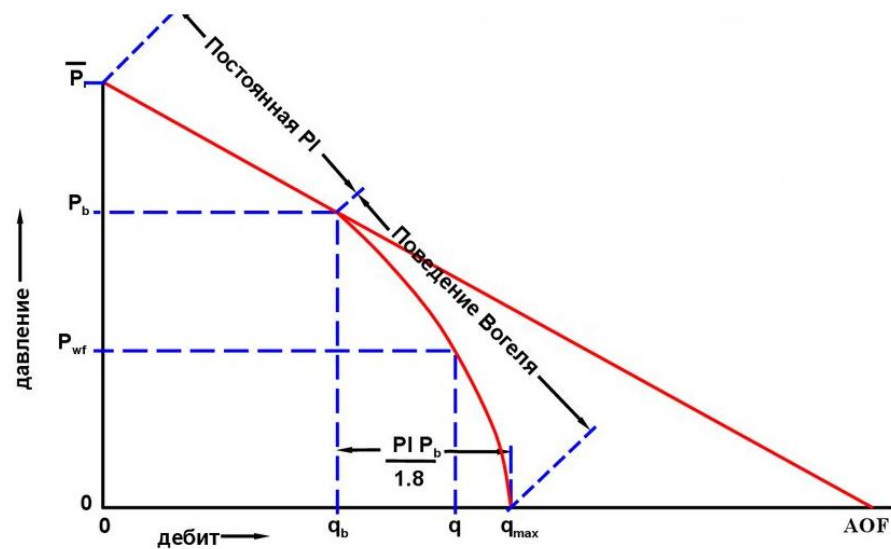


Рисунок 8– Индикаторная кривая Вогеля

При этом из нефти будет выделяться газ, то есть в пласте происходит двухфазная фильтрация жидкости. Она описывается уравнением Вогеля:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,2 \frac{P_{заб}}{P_{пл}} - 0,8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}} \right)^2, \quad (13)$$

где q – текущий дебит скважины, м³/сут;

q_{max} – теоретический максимальный дебит скважины, м³/сут

Если пластовое давление выше давления насыщения нефти газом, а забойное – ниже, то двухфазный поток начинает формироваться только в призабойной зоне пласта. Уравнения для коэффициента продуктивности и уравнение Вогеля могут быть объединены для определения ИД при двухфазном потоке:

$$q = q_{нас} + \frac{K_{прод} \times P_{нас}}{1,8} \left[1 - 0,2 \frac{P_{заб}}{P_{пл}} - 0,8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}} \right)^2 \right], \quad (14)$$

где $q_{нас}$ – дебит при забойном давлении равном давлению насыщения, м³/сут;

$P_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом, Па.

В случае, если забойное давление превышает давление насыщения, то коэффициент продуктивности определяется по линейному участку кривой Вогеля, при обратной зависимости – по нелинейному участку.

2. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В Западной Сибири наиболее часто применяемыми являются следующие методы повышения продуктивности скважин:

- ГРП
- зарезка боковых стволов
- реперфорация
- полимерное заводнение

2.1 Гидравлический разрыв пласта

Гидроудар разрыва пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока флюида к скважинам. Суть метода заключается в создании трещины высокой проводимости в пласте для обеспечения притока. ГРП одновременно можно отнести и к МУН, и к МИП, так как с одной стороны ГРП увеличивает площадь фильтрации, следовательно, увеличивает дебит, с другой стороны трещина позволяет эксплуатировать ранее не затронутые области пласта, то есть увеличивается коэффициент охвата по площади. Таким образом, ГРП можно считать методом повышения нефтеотдачи, не относя его к какой-либо из отдельных категорий. Схематичное изображение мероприятия ГРП показано на рисунке 9.

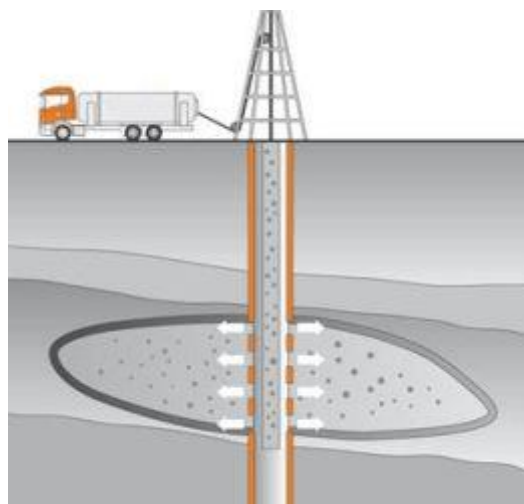


Рисунок 9 – Образование трещин при гидроудар разрыва пласта

При осуществлении ГРП необходимо достичь следующих целей:

- увеличение добычи из пласта – основными кандидатами для ГРП являются старые добывающие или нагнетательные скважины, в которых ранее проводились мероприятия по удалению отложений в стволах. ГРП даже небольшого объема может быть эффективен для увеличения дебита и снижения потерь давления.
- изменение темпов падения добычи – при длительной работе скважины даже незначительное падение пластового давления может вызвать сильное загрязнение ПЗП, закупоривание перфорационных отверстий, снижения фес пласта. трещина ГРП может облегчить фильтрацию жидкости к ПЗП и изменить темпы падения добычи.
- восстановление добычи из пласта – после ремонта, остановки, глушения скважины жидкость глушения значительно загрязняет призабойную зону и снижает продуктивность скважины. проведение ГРП позволяет восстановить прежние темпы добычи флюида после проведения технологических мероприятий на скважине.
- увеличение дебита скважины – создается трещина высокой проводимости, ее стенки закрепляются пропантом, увеличивается площадь фильтрации жидкости и, следовательно, увеличивается дебит скважины.
- оптимизация работы скважины – ГРП позволяет управлять процессом разработки. в высокодебитных скважинах проведение ГРП может быть выгодным для поддержания производительности скважины и увеличения площади дренирования.

Различают трещины ограниченной и неограниченной проводимости: для трещин ограниченной проводимости ее проницаемость не более чем в 10 раз превышает проницаемость ГП, для трещин неограниченной – превышает более чем в 10 раз.

Существуют следующие факторы, которые могут ограничивать добычу после проведения ГРП:

- **штуцерный эффект** – при увеличении депрессии в пласте производится откачивание проппанта из ПЗП после выполнения ГРП, при этом может происходить сжимание трещины, что значительно ухудшает ФЕС ПЗП.
- **разрушение проппанта** – при избыточном давлении закачивания проппанта и жидкости разрыва проппант начинает разрушаться внутри ПЗП, значительно ухудшая ФЕС ПЗП.
- **вдавливание проппанта в стенки скважины** – при большом давлении закачивания проппанта и слишком больших объемов его закачки происходит вдавливание частиц проппанта в стенки скважины, что влияет на дебит скважины.

Требования, предъявляемые к скважинам-кандидатам для проведения ГРП представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Минимальные требования к параметрам скважин кандидатов для проведения ГРП

Параметр	Нефтяной пласт
Насыщение УВ	>40%
Обводненность	<50%
Пластовое давление	<70%
Мощность пласта	>2 м

Различают следующие виды ГРП:

- **традиционный ГРП** – в скважину закачивается жидкость с большой скоростью и под большим давлением, далее формируется трещина, в которую закачивают расклинивающий материал – проппант.
- **технология концевое экранирование** – создаются короткие трещины шириной до 30 мм. Данная операция проводится в основном на высокодебитных скважинах.
- **кислотный ГРП** – в данном виде в скважину закачивается кислота под давлением, достаточным для образования и развития трещины. При реакции кислоты с породой происходит ее растворение. После снятия нагрузки

и закрытия трещины остаются глубокие высокопроводящие каналы, обеспечивающие увеличения притока к стволу скважины.

ГРП позволяет увеличить производительность работы скважины за счет увеличения ее эффективного радиуса и прорыва загрязненного участка ПЗП путем создания канала высокой проводимости. Важнейшими характеристиками создаваемой трещины являются геометрические параметры – длина, ширина, высота, – а также ее ориентация в пространстве. Прогнозирование данных параметров осуществляется на стадии проектирования.

Жидкости ГРП

Жидкости ГРП предназначены для создания и развития трещины, а также для транспортировки пропанта в созданную трещину. После создания трещины и завершения процесса ГРП пропант должен удерживать трещину в открытом состоянии под воздействием горных напряжений, чтобы сохранить ее проводимость. Состав жидкости ГРП указан на рисунке 10.

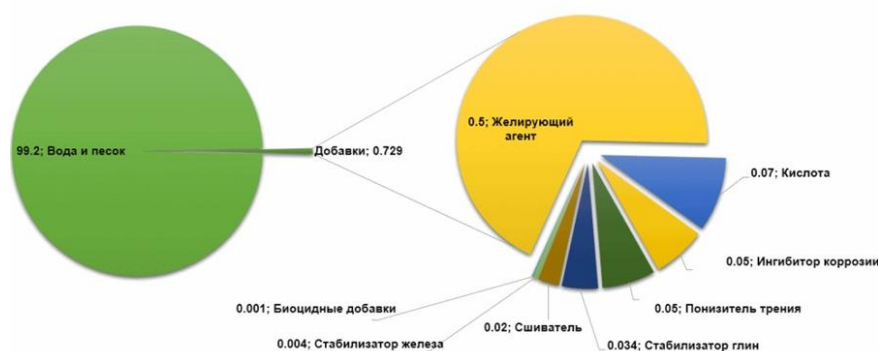


Рисунок 10 – Состав жидкости ГРП

Жидкость разрыва должна обладать следующими свойствами:

- достаточная способность транспортировать пропан
- ограниченная водоотдача
- низкие потери давления на трение в трубах
- легкость удаления из пласта

Необходимым свойством жидкости разрыва является ее способность транспортировать пропант во взвешенном состоянии через поверхностное

оборудование, НКТ и перфорационные отверстия в пласт. Эта способность зависит от вязкости, а также размера, плотности и концентрации проппанта.

Жидкости ГРП зависят от химических добавок, используемых для обеспечения их вязкостных характеристик. Жидкости ГРП изготавливаются из ньютоновских жидкостей, вязкость которых при данной температуре является постоянной величиной. При добавлении полимеров в ньютоновские жидкости их вязкостные характеристики совершенствуются, и жидкость становится неньютоновской. Вязкость загущенной жидкости определяется как функция скорости сдвига. Чем больше скорость сдвига, тем меньше кажущаяся вязкость.

2.2 Зарезка боковых стволов

Бурение боковых стволов (рисунок 9) снижает стоимость строительства горизонтальных скважин. Помимо увеличения производительности скважин, зарезка боковых стволов (ЗБС) позволяет отбирать УВ из коллекторов, ранее не охваченных разработкой. Многоствольные разветвления из существующих скважин улучшают условия вскрытия продуктивного пласта. Небольшие изолированные залежи УВ могут быть вскрыты скважинами с большими отходами от вертикали, например, многоствольными. В среднем горизонтальные скважины по производительности превосходят вертикальные в 3-4 раза. Различают два наиболее эффективных способа восстановления добычи и увеличения КИН: проведение ГРП и зарезка боковых стволов малодебитных скважин. При выборе руководствуются следующей зависимостью: если отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной больше 10, то производят ГРП, если меньше 10 – применяют зарезку боковых стволов.

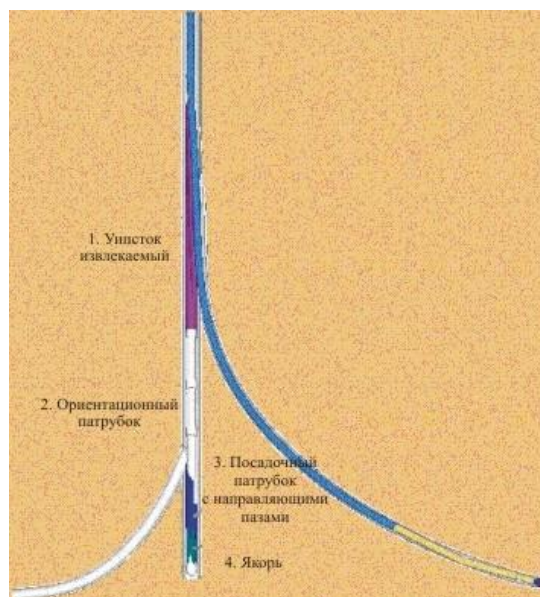


Рисунок 9 – Зарезка боковых ствола

ЗБС часто производится в случае, если скважина вскрыла газовую шапку или прошла вблизи нее, а также при наличии подстилающей воды - при большом увеличении газа или воды в добываемой продукции. При отсутствии газовой шапки традиционным способом отсрочить прорыв воды является перфорация только верхней части продуктивного интервала. Однако во многих случаях при радиальном притоке даже создаваемой депрессии бывает достаточно, чтобы подтянуть воду к зоне перфорации в виде конуса (рисунок10). Стволы горизонтальных скважин располагаются ближе к кровле продуктивного пласта, поэтому перепад давления, перпендикулярный оси скважины, приводит к подъему воды в виде треугольной призмы, а не конуса. Для образования призмы необходимо вытеснить намного больше нефти, чем для образования конуса, то есть отдача пласта увеличивается за счет геометрических характеристик водяного потока.

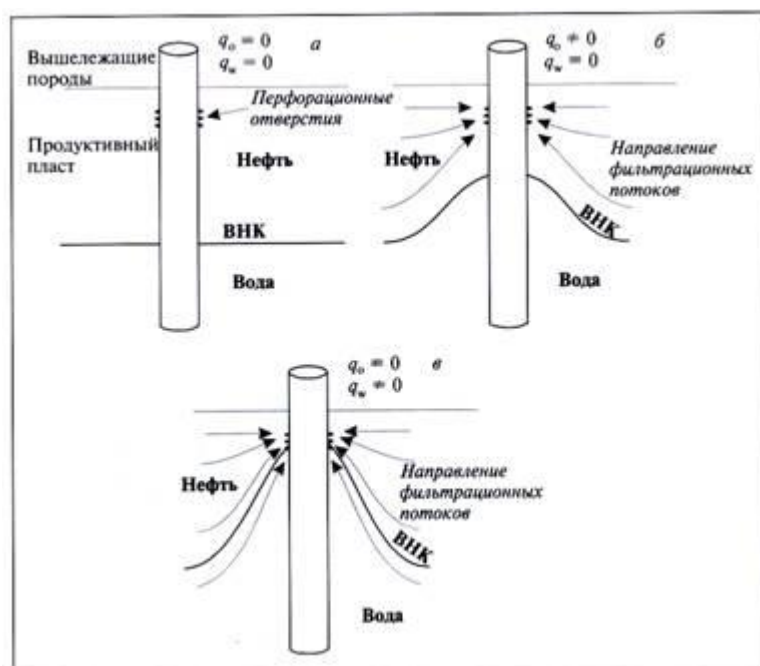


Рисунок 10 – Образование водяного конуса

В отложениях, склонных к выносу песка, бурение боковых стволов может исключить необходимость спуска дорогостоящих гравийных фильтров, используемых для борьбы с песком. В отличие от вертикальных скважин, горизонтальные скважины позволяют отбирать больше продукции при меньших депрессиях на пласт.

Многопластовые месторождения намного более удобно вскрывать, используя бурение боковых стволов. Если отдельные пласты имеют достаточную мощность для размещения в них горизонтальных стволов, то наиболее эффективным будет бурение нескольких расположенных друг за другом боковых стволов в эти пласты из одной скважины. Меняя протяженность вскрытия каждого пласта обратно пропорционально интенсивности притока, можно поддерживать равномерную удельную отдачу пластов.

Более дешевым решением такой проблемы является вскрытие всех пластов одним наклонным боковым стволом. При проектировании траектории такого бокового ствола можно предусмотреть увеличение протяженности вскрытия пластов с меньшими дебитами, чтобы поддерживать удельную отдачу пластов на приблизительно одном уровне. Однако, в случае обводнения одного

из высокопроизводительных пластов, изолировать его будет гораздо сложнее, чем в многоствольной скважине.

В сравнении с вертикальной скважиной, наклонный боковой ствол может значительно увеличить темп отбора из тонкослоистого месторождения, где из-за малой мощности невозможно разместить горизонтальные стволы в каждом пропластке.

Ввиду особых условий осадконакопления стратиграфическое строение некоторых залежей обеспечивает условия миграции УВ в горизонтальном и вертикальном положении. Вертикальная составляющая проницаемости вследствие напластования очень мала и остается практически постоянной с изменением глубины, ее значения в среднем меньше горизонтальной в 3-10 раз для месторождений Западной Сибири. Но часто вертикальная проницаемость будет еще меньше, так как отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной для отдельной взятого однородного пласта будет выше, чем для нескольких неоднородных пропластков. Для усреднения вертикальной проницаемости следует использовать результаты кернового анализа по всей мощности пласта, а не только по его продуктивной части.

Больше всего горизонтальных скважин бурят в трещиноватых коллекторах. Когда горизонтальные скважины бурятся перпендикулярно плоскостям природных толщин, создается отличная дренажная система для повышения нефтеотдачи. Выявление зон трещиноватости и определение ориентации трещин являются решающими условиями проектирования скважин в таких породах. В данном случае горизонтальные скважины дадут наибольший прирост, чем вертикальные скважины после гидроразрыва.

Скважины-кандидаты для бурения боковых стволов

Основные геологические критерии выбора первоочередных объектов разработки для бурения дополнительных стволов:

- низкопроницаемые, неоднородные коллекторы малой толщины;
- слоистые пласта, в которых необходимо обеспечить высокую степень охвата коллектора;

- пласты с малым диапазоном между пластовым давлением и давлением насыщения;

Также выделяют основные элементы объектов разработки для бурения боковых стволов

- разбуренные, заводненнные зоны разрабатываемых объектов с целью восстановления сетки скважин;
- неразрабатываемые выше (ниже)лежащие неосновные объекты, если объекты входят в один и тот же объект разработки.

Применение данной технологии рекомендуется для следующих групп скважин: попавшие в воду скважины на вновь разрабатываемых месторождениях, аварийные, малодебитные скважины на разрабатываемых месторождениях.

Разбуривание боковых стволов скважин позволяет увеличить коэффициент нефтеотдачи пластов, вовлечь в разработку заводненнные и недренируемые ранее залежи, увеличить темпы добычи флюида.

2.3 Реперфорация

По принципу действия технических средств выделяют следующие методы перфорации:

Взрывные

К данным методам относятся пулевая, торпедная и кумулятивная перфорация.

Пулевая перфорация осуществляется пулевым перфоратором в котором имеются камеры с взрывчатым веществом, детонатор и пуля, диаметр которой обычно составляет 12,5 мм. В результате практически мгновенного сгорания заряда давление на пулю достигает 2 тыс. МПа. Под действием давления пуля пробивает обсадную колонну, цементный камень и породу, образуя перфорационный канал длиной до 150 мм. Существуют пулевые перфораторы с горизонтальными и вертикальными стволами.

Торпедная перфорация осуществляется разрывными снарядами различного диаметра. При попадании снаряда в ГП происходит взрыв

внутреннего заряда снаряда и дополнительное воздействие на ГП в виде образования системы трещин. Длина перфорационных каналов достигает 160 мм. Торпедная перфорация осуществляется аппаратами с горизонтальными стволами.

Кумулятивная перфорация осуществляется за счет фокусирования продуктов взрыва заряда специальной формы. Заряд облицован тонким медным покрытием. При его подрыве медная облицовка расплавляется, смешивается с газами и в виде газометаллической фокусированной струи прорезает канал в колонне, цементном камне и ГП. Давление в струе достигает 0,3 млн. МПа, а скорость – 8 км/с. При этом образуется перфорационный канал длиной до 350 мм и диаметром до 14 мм. Кумулятивные перфораторы делятся на корпусные и бескорпусные, но снаряды в них располагаются всегда горизонтально.

Гидродинамические

Наиболее широко применяемым является гидропескоструйная перфорация (ГПП), относящаяся к гидродинамическим методам перфорации. ГПП также относится к методам искусственного воздействия на призабойные зоны скважин с целью управления продуктивностью или приемистостью. Основой метода является использование кинетической энергии жидкостно-песчаных струй, формируемых в насадках гидропескоструйного перфоратора. Высокоскоростные жидкостно-песчаные струи обладают абразивным действием, что позволяет направленно воздействовать на обсадную колонну, создавая в ней каналы различной ориентации. Гидропескоструйный перфоратор закрепляется на нижнем конце колонны НКТ и спускается в скважину на заданную глубину. На поверхности используется специальное оборудование – устьевая арматура, насосные и пескосмесительные агрегаты. Жидкостно-песчаная смесь закачивается в НКТ насосным агрегатом под высоким давлением.

При фиксированном положении перфоратора в породе образуются грушеобразные каверны (рисунок 11)

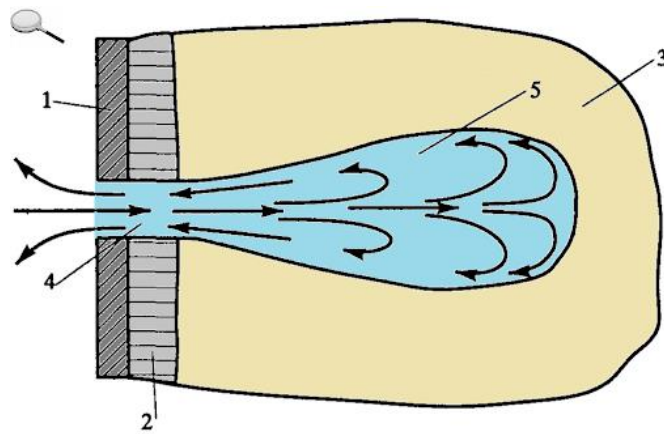


Рисунок 11 – Схема образования грушеобразной каверны в породе: 1 – обсадная колонная; 2 – цементное кольцо; 3 – горная порода; 4 – отверстия в обсадной колонне и цементном кольце; 5 – каверна

Форма и размеры каверны зависят не только от прочности ГП, но и от скорости жидко-песчаных струй, содержания в ней песка, размера песчинок, а также продолжительности воздействия. Каверна обычно заполнена песком.

Также к гидродинамическим методам относится гидромеханическая щелевая перфорация (ГМЩП).

Выполняется с помощью гидромеханического щелевого перфоратора (рисунок 12), который представляет собой прибор цилиндрической формы, имеющий наружный диаметр, соответствующий для работы в эксплуатационных колоннах (146 мм, 168 мм, 178 мм, и т. д.), и состоящий из двух дисков, двух насадок и нескольких гидравлических каналов.



Рисунок 12 – Двухсторонний гидромеханический щелевой перфоратор

Перфоратор крепится к колонне НКТ и спускается в интервал перфорации. Далее на верхнюю НКТ навинчивается вертлюг с грязевым шлангом, соединяющий колонну НКТ с агрегатом. В колонну НКТ под небольшим давлением подается жидкость, которая достигает перфоратора и проходит насквозь через гидравлические каналы, заполняя затрубное пространство до тех пор, пока не будет достигнута циркуляция подаваемой жидкости из затрубного пространства. После этого в колонну НКТ сбрасывается шар, закрывающий сквозной канал перфоратора, достигается рост давления в НКТ. Прибор приходит в рабочее состояние, выдвигаются два режущих диска, упираясь в эксплуатационную колонну. С начальным давлением 20 атм. Начинается возвратно-поступательное движение лифта НКТ с перфоратором по интервалу перфорации. Затем, увеличивая давление до 150 атм., вскрывается эксплуатационная колонна. После вскрытия эксплуатационной колонны перфоратор устанавливается в кровлю пласта и начинается процесс одновременной двухсторонней гидравлической обработки ПЗП жидкостью вскрытия при давлении 150-200 атм. Гидромониторные насадки ориентируют струи в плоскость прорезанных щелей по углом 60 градусов относительно оси перфоратора. Расход жидкости в среднем составляет 4-5 л/сек. Достигнув подошвы пласта, агрегат осуществляет сброс давления до отметки 0 атм., режущие лезвия приводятся в транспортное положение, перфоратор готов к вскрытию следующего интервала или подъему на поверхность.

Преимущества метода ГМЩП:

- Отсутствие ударного воздействия на колонну;
- Сохранение целостности цементного кольца выше и ниже интервала перфорации;
- Большая площадь вскрытия ;
- Проведение обработки призабойной зоны жидкостью вскрытия;

- Возможность освоения скважины свабированием без подъема перфоратора;

Данный метод рекомендуется к применению:

- в скважинах после ремонтно-изоляционных работ;
- в скважинах с неудовлетворительным качеством цементного кольца;
- в скважинах перед проведением ГРП – наличие обширной площади вскрытия обеспечивает беспрепятственное прохождение рабочих агентов в пласт;
- реперфорация после проведения кумулятивной перфорации – количество отверстий и каналов не всегда обеспечивает достаточное вскрытие пласта;
- в скважинах с высоким содержанием АСПО, с вязкой нефтью – при проведении ГМЦП использование специальных растворителей или подогретой жидкости вскрытия при обработке ПЗП дает возможность термического воздействия на ПЗП и скважину, воздействуя на АСПО;
- в скважинах непосредственно после бурения – после бурения пзп загрязняется фильтратом бурового раствора, что влечет к снижению коллекторских свойств ПЗП. метод ГМЦП позволяет осуществить воздействие на закольматированный участок, способствуя повышению гидродинамических свойств ПЗП.

Технология ГМЦП не так распространена, как, например, взрывные методы перфорации, но она активно внедряется на добывающем фонде скважин. В результате использования ГМЦП наблюдается высокие показатели притока УВ. При реперфорации отмечается увеличение дебитов до начальных значений.

Механические

Данный метод является сравнительно новым и осуществляется сверлящим перфоратором. Он представляет собой корпус с электромотором,

сверло расположено внутри горизонтально. Выход сверла определяется диаметром корпуса. Отверстия при сверлении получаются около 14-16 мм, при сверлении обсадной колонны давление цементный камень является малым, он не повреждается. Поверхность канала получается гладкой, а горная порода не уплотненной. Отсутствуют заусенцы на внутренней поверхности обсадной колонны.

Данный метод позволяет вскрывать продуктивные горизонты вблизи ВНК, избегая преждевременного обводнения. Недостатком является ограниченный выход сверла, перфорация данным методом не всегда обеспечивает эффективное вскрытие.

Химические

В данном методе вскрытие происходит за счет химической реакции. Обсадная колонна просверливается в соответствии с выбранной плотностью перфорации до спуска ее в скважину, на поверхности. Просверленные отверстия закрываются, например, магниевыми пробками, длина которых равна сумме толщины обсадной колонны и толщины цементного кольца. Затем обсадная колонна спускается в скважину и производится ее цементирование. После схватывания цементного раствора в скважину закачивается расчетное количество раствора соляной кислоты, которое продавливается до интервала вскрытия. Взаимодействие солянокислотного раствора с магниевыми пробками приводит к их растворению, через определенное время магниевые пробки растворяются полностью, раскрывая просверленные в обсадной колонне отверстия и отверстия, образовавшиеся в цементном камне. В результате этого создается хорошая гидродинамическая связь призабойной зоны с полостью скважины.

2.4 Полимерное заводнение

Заводнение является одним из наиболее часто применяемых методов увеличения нефтеотдачи. Однако при его применении часто возникают проблемы с прорывом воды в добывающие скважины. Необходимо осуществлять контроль над мобильностью вытесняющего агента. Этот

контроль позволяет увеличить коэффициент охвата вытеснением по объему, а также коэффициент вытеснения на микроскопическом уровне. Важным понятием в данном случае является отношение подвижностей флюидов, которое зависит от относительных проницаемостей и вязкостей двух флюидов. Наилучшим вариантом является значения отношения подвижностей менее единицы. Следовательно, для улучшения процесса вытеснения необходимо увеличить вязкость, либо уменьшить эффективную проницаемость вытесняющего агента. Это возможно сделать с помощью добавления полимеров к вытесняющему агенту.

Способы применения полимеров

Существует три способа применения полимеров в процессе добычи нефти:

1. Обработка призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин с целью блокирования зон высокой проницаемости и уменьшения обводненности.

В данном случае применяется обработка гелем (рисунок 13), который может включать в свой состав некоторые полимеры. Гели обладают следующими преимуществами: они могут распространяться в пористую среду, не фильтруясь в ней, а также гели могут проникать и блокировать микроканалы в цементном кольце в окрестности обводненной зоны.

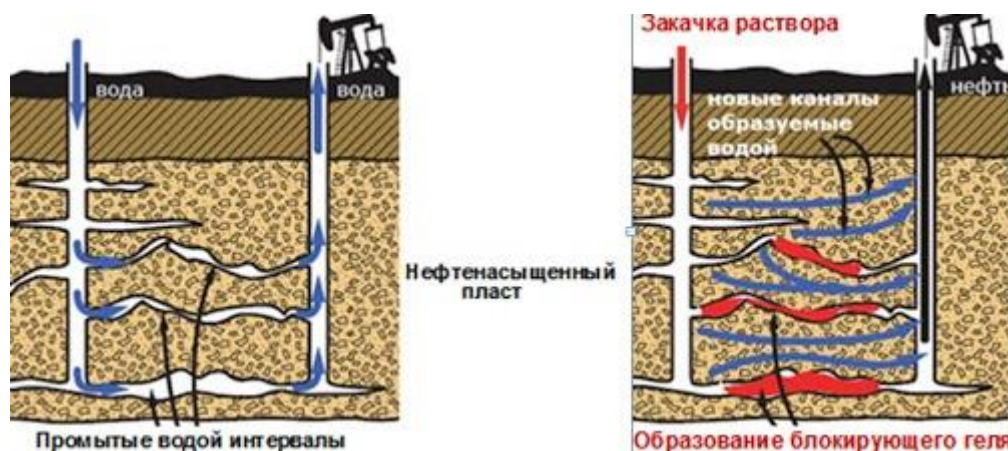


Рисунок 13 – Блокирование зон высокой проницаемости полимерным гелем

При обработке гелем нефтенасыщенные зоны должны быть защищены от его проникновения. Механическая изоляция является одним из общих методов защиты нефтенасыщенной зоны.

Обработка ПЗП гелем основывается на способности гелей проникать в породу и уменьшать проницаемость по воде во много раз больше чем по нефти (непропорциональное уменьшение проницаемости). Гель движется в породе и проходит на небольшое расстояние вокруг своей траектории движения во все стороны. Способность геля предотвращать поступление воды определяется как произведение расстояния, на которое гель проникает в породу на фактор остаточного сопротивления (фактор уменьшения проницаемости), обусловленный гелем. При обработке гелем происходит значительное уменьшение добычи воды, по сравнению с которым воздействие геля на добычу нефти практически не ощутимо.

2. В качестве агентов, которые могут сшиваться в пласте, блокируя зоны высокой проницаемости на глубине.

Обработка гелем используется для уменьшения притока воды через трещины на глубине, которые соединяют нагнетательные и добывающие скважины. Обычные гели при движении внутри пласта после остановки закачивания начинают вымещаться из пористых каналов под действием сил гравитации. Поэтому для трещин на глубине используют аналог традиционным гелям – сформированные гели. Они во много раз более вязкие, гравитационное изменение на них практически не действует. Во время движения по трещине сформированные гели концентрируются или обезвоживаются. Скорость обезвоживания изменяется с обратно пропорциональной зависимостью от квадратного корня от времени. Этот факт позволяет предсказывать движение геля, его траекторию и дальнейшее направление.

Для того чтобы максимизировать глубину проникновения геля в трещину требуется использовать наибольшую скорость закачивания геля. Но ближе к концу закачивания обезвоживание геля формирует более устойчивую к вымыванию среду.

Также гель используется для перекрытия трещин, пересекающих наклонную или горизонтальную скважины (рисунок 14). Если эти трещины соединены с водоносным горизонтом, добыча воды может существенно увеличиться. Часто схема заканчивания скважины ограничивает использование механических методов для ограничения водопритока, следует использовать обработку гелем. В данном случае также используется сформированный гель, который не загрязняет нефтенасыщенную зону, так как сформированный гель не может проникать в пористую среду. Таким образом, сформированный гель блокирует трещину, не уменьшая добычу нефти.

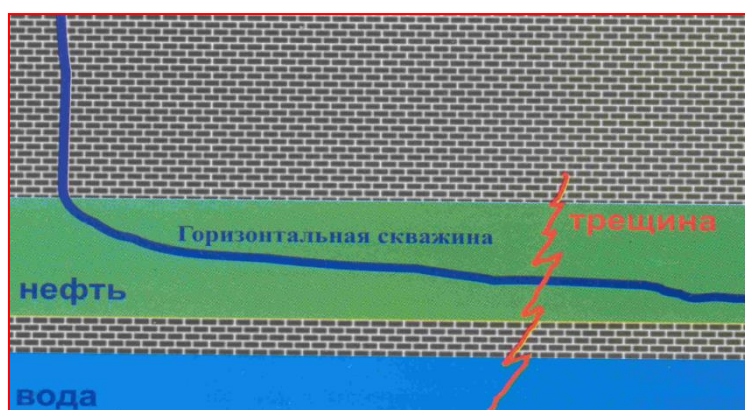


Рисунок 14 – Трещина, пересекающая горизонтальную скважину

3. В качестве агентов, снижающих подвижность воды и увеличивающих ее вязкость.

Последовательность нагнетания флюидов при полимерном заводнении заключается в следующем: сначала закачивается промывочная жидкость, состоящая из слабоминерализованной воды, затем раствор полимера, регулирующий подвижность воды, далее буфер пресной воды для защиты полимерного раствора, а затем вытесняющая вода. В качестве агентов полимерного заводнения чаще всего используются полиакриламиды и полисахариды. Их добавка к нагнетаемой воде повышает ее вязкость, и, следовательно, уменьшает относительную вязкость нефти.

При фильтрации раствора внутри пласта происходит адсорбция полимера на стенках пор. Особенно заметно это при движении первой порции раствора,

при высокой обводненности пластов, значительной минерализации пластовых вод, при высокой глинистости пластов-коллекторов.

Данный метод рекомендуется для залежей с повышенной вязкостью нефти (до 50 мПа×с). Вследствие снижения приемистости нагнетательных скважин из-за повышенной вязкости раствора и низких темпов разработки залежей, метод рекомендуется применять при высокой проницаемости ГП – более 0,1 мкм².

Разработка полимерного заводнения

Разработка полимерного заводнения требует построения трехмерной модели и проведения лабораторных исследований. Этапы отличаются для различных способов применения полимерного заводнения, но существуют следующие общие этапы:

1. Отбор кандидатов. При отборе необходимо руководствоваться двумя параметрами: температурой и проницаемостью пласта. При использовании полимеров, не подходящих для действительной пластовой температуры, эффективность заводнения резко снижается. Для каждого полимера существует температура, выше которой он разрушается под ее действием, в среднем для большинства полимеров она составляет около 200°С. Но обычно первоначальная температура нефтяных пластов почти всегда ниже этого предела. Проницаемость пласта должна быть больше 0,02 мД, так как при слишком маленьких проницаемостях может произойти закупорка пористого пространства.

2. Выбор одного из трех способов применения полимеров.

3. Выбор типа полимера. Применяемый полимер должен обладать такими свойствами, как:

- хорошая загущающая способность – уменьшение подвижности воды
- высокая растворимость в воде
- низкая степень адсорбции на стенках породы

- сдвиговая стойкость. при течении через проницаемую среду молекулы полимера испытывают напряжение, которое может привести к разрушению полимера, следовательно, и к потере вязкость

- химическая стойкость. полимеры могут вступать в химические реакции в присутствии кислорода.

4. Оценка требуемого количества полимера. Количество (общая масса в килограммах) которое предстоит закачать, равно произведению размера оторочки, порового объема и средней концентрации полимера. Идеальный вариант – определить количество полимера на основании исследования методом оптимизации, в ходе которого определяется процент дополнительно добытой нефти в сравнении со стоимостью закачанного полимера.

5. Разработка оборудования для нагнетания полимеров. Важными компонентами являются оборудование для смешивания, фильтрации и закачки полимера.

6. Пластовые условия, то есть различные характеристики коллектора, допустимые скорости нагнетания, сетка размещения скважин.

Оптимальные значения этих параметров позволяет получить максимальное увеличение притока к добывающим скважинам, увеличивая производительность и продуктивность.

Данный метод рекомендуется для залежей с повышенной вязкостью нефти (до 50 мПа·с). Вследствие снижения приемистости нагнетательных скважин из-за повышенной вязкости раствора и низких темпов разработки залежей, метод рекомендуется применять при высокой проницаемости ГП – более 0,1 мкм².

Выбор скважин-кандидатов для полимерного заводнения

1. наилучшими кандидатами являются бездействующий фонд скважин, а также скважины, работающие с высокой обводненностью и низкими дебитами нефти;

2. значительные остаточные запасы на скважине;

3. высокий дебит жидкости;

4. высокая начальная продуктивность.

2.5 Расчет коэффициента продуктивности

Коэффициент продуктивности в значительной мере меняется при проведении мероприятий по увеличению продуктивности. Забойное давления контролируется в процессе разработки, для достижения наилучшей добычи оно должно составлять 70-80% от давления насыщения нефти в пластовых условиях. Скин-фактор необходимо уменьшать для увеличения коэффициента продуктивности, чем меньше значения скин-фактора, тем меньше степень загрязненности ПЗП скважины. Его можно изменить, проводя различные мероприятия – МУН, МИП, ГРП и т. д.

Изменение забойного давления

Для расчетов возьмем скважину X, характеристики которой (в т.ч. скважинной продукции и ЭЦН) представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики скважины X

Тип скважины	Вертикальный
Диаметр экспл. колонны, $d_{\text{экс}}$, мм	130,6
Глубина верхних дыр перфорации, $H_{\text{вд}}$, м	2908
Удлинение, l , м	2
Способ эксплуатации	ЭЦН
Тип насоса	ЭЦН-50-2000
Номинальная мощность, N_w , Вт	50
Напор, H , м	2000
Рабочая частота, ν , Гц	50
Глубина спуска насоса, $H_{\text{сп}}$, м	2680
Буферное давление, $P_{\text{буф}}$, атм	16
Линейное давление, $P_{\text{лин}}$, атм	14
Пластовое давление, $P_{\text{пл}}$, атм	291
Динамический уровень, $H_{\text{дин}}$, м	1820

Затрубное давление, $P_{затр}$, атм	4
Дебит жидкости, $q_{ж}$, м ³ /сут	192
Обводненность, f , %	26
Плотность нефти, $\rho_{н}$, г/см ²	0,9
Плотность воды, $\rho_{в}$, г/см ²	1,01
Вязкость жидкости, $\mu_{ж}$, сПз	1,4
Объемный коэффициент, B , м ³ /м ³	1.4
Мощность перфорации, $H_{перф}$, м	12
Давление насыщения, $P_{нас}$, атм	107
Газовый фактор, G , м ³ /м ³	69,8
Скин первоначальный, S	0
Радиус контура питания, $r_{кп}$, м	250
Радиус скважины, $r_{скв}$, м	0,1

Сначала рассчитаем дебит нефти и коэффициент продуктивности в начальных условиях без проведения мероприятий по увеличению продуктивности.

Забойное давление складывается из суммы ΔP_1 , ΔP_2 и $P_{затр}$ (рисунок 14).

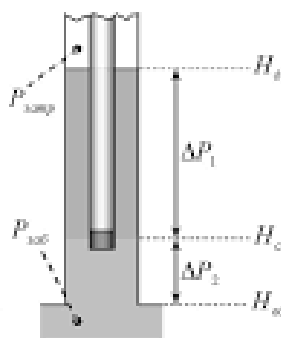


Рисунок 14 – Забойное давление в вертикальной скважине

Забойное давление, $P_{зоб}$, атм:

$$P_{зоб} = P_{затр} + \Delta P_1 + \Delta P_2$$

$$\Delta P_1 = \left(H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}} - \frac{l}{H_{\text{вд}}} * (H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}) \right) * \frac{\rho_{\text{н}}}{10,32} = 2680 - 1820 - \frac{2}{2908} * (2680 - 1820) * \left(\frac{0,9}{10,32} \right) = 74,8 \text{ атм}$$

$$\Delta P_2 = (H_{\text{вд}} - H_{\text{сп}} - \frac{l}{H_{\text{вд}}} * (H_{\text{вд}} - H_{\text{сп}})) * \left(\frac{\rho_{\text{н}}}{10,32} * \left(1 - \frac{B}{100} \right) + \frac{\rho_{\text{н}}}{10,32} * \frac{B}{100} \right) = (2908 - 2680 - \frac{2}{1908} * (2908 - 2680)) * \left(\frac{0,9}{10,32} * \left(1 - \frac{26}{100} \right) + \frac{0,9}{10,32} * \frac{26}{100} \right) = 20 \text{ атм}$$

$$\Delta P_{\text{заб}} = 4 + 74,8 + 20 = 154,8$$

Дебит нефти, $q_{\text{н}}$, м³/сут

$$q_{\text{н}} = \left(q_{\text{ж}} - q_{\text{ж}} * \frac{f}{100} \right) * \rho_{\text{н}}$$

$$q_{\text{н}} = \left(192 - 192 * \frac{26}{100} \right) * 0,9 = 127,9$$

Так как значение забойного давления получилось больше значения давления насыщения, то коэффициент продуктивности находится по следующей формуле:

$$k_{\text{пр}} = \frac{q_{\text{ж}}}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}$$

$$k_{\text{пр}} = \frac{192}{291 - 154,8} = 1,4$$

Уменьшая значение забойного давления до значения 80% от давления насыщения, получаем:

$$P_{\text{заб}} = 0,8 * P_{\text{нас}}$$

$$P_{\text{заб}} = 0,8 * 107 = 85,6 \text{ атм}$$

Рассчитываем дебит жидкости при забойном давлении 85,6 атм.

$$q_{\text{ж}} = k_{\text{пр}} * (P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}}) + k_{\text{пр}} * \frac{P_{\text{нас}}}{1,8} * \left(1 - 0,2 \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} \right)^2 \right)$$

$$q_{\text{ж}} = 1,4 * (291 - 107) + 1,4 * \frac{107}{1,8} * \left(1 - 0,2 * \left(\frac{85,6}{107} \right) - 0,8 * \left(\frac{85,6}{107} \right)^2 \right) =$$

298,9 м³/сут

$$q_{\text{н}} = \left(298,9 - 298,9 * \frac{26}{100} \right) * 0,9 = 199,1 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Прирост составляет:

$$\Delta q = 199,1 - 127,9 = 71,2 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Также прирост можно найти по следующей формуле:

$$\Delta q = \frac{k \cdot h \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{18,4 \cdot B \cdot \mu_{\text{ж}}} (J_{df} - J_d)$$

где J_{df} – безразмерный коэффициент продуктивности до проведения мероприятий по увеличению продуктивности;

J_d – безразмерный коэффициент продуктивности после проведения мероприятий по увеличению продуктивности.

По формуле 12 найдем J_d :

$$J_d = \frac{1}{\ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} - 0,5 + S} = \frac{1}{\ln \frac{250}{0,1} - 0,5} = 0,12$$

Найдем произведение проницаемости и мощности пласта $k \cdot h$ для определения J_{df} :

$$kh = 18,4 \cdot k_{\text{пр}} \cdot B \cdot \mu_{\text{ж}} \cdot \left(\ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} - 0,75 \right) = 18,4 \cdot 1,4 \cdot 1,4 \cdot 1,4 \cdot \left(\ln \frac{250}{0,1} - 0,75 \right) = 357,2 \text{ мД} \cdot \text{м}$$

Найдем J_{df} :

$$J_{df} = \frac{18,4 \cdot \mu_{\text{ж}} \cdot B \cdot \Delta q}{kh \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})} + J_d = \frac{18,4 \cdot 1,4 \cdot 1,4 \cdot 71,2}{357,2 \cdot (291 - 85,6)} + 0,12 = 0,15$$

Формула для нахождения J_{df} после проведения мероприятий примет следующий вид:

$$J_{df} = \frac{1}{\ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + S}$$

Выражая из формулы предыдущей формулы S , получаем:

$$S = \frac{1}{J_{df}} - \ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} = \frac{1}{0,15} - \ln \frac{250}{0,1} = -1,15$$

Рассчитываем новый коэффициент продуктивности $k_{\text{пр}2}$:

$$k_{\text{пр}2} = \frac{kh}{18,4 \cdot B \cdot \mu_{\text{ж}} \cdot \left(\ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} - 0,75 + S \right)} = \frac{357,2}{18,4 \cdot 1,4 \cdot 1,4 \cdot \left(\ln \frac{250}{0,1} - 0,75 - 1,15 \right)} = 1,67$$

Рассчитываем дебит жидкости, используя новый коэффициент продуктивности:

$$q_{\text{ж}} = k_{\text{пр}} * (P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}}) + k_{\text{пр}} * \frac{P_{\text{нас}}}{1,8} * \left(1 - 0,2 \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}}\right) - 0,8 \left(\frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}}\right)^2\right)$$

$$q_{\text{ж}} = 1,67 * (291 - 107) + 1,67 * \frac{107}{1,8} * \left(1 - 0,2 * \left(\frac{85,6}{107}\right) - 0,8 * \left(\frac{85,6}{107}\right)^2\right) =$$

387,2 м³/сут

Дебит нефти:

$$q_{\text{н}} = \left(387,2 - 387,2 * \frac{26}{100}\right) * 0,9 = 257,9 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$\Delta q_{\text{н}} = 257,9 - 127,9 = 130 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Соответственно, дебит нефти увеличился на 130 м³/сут.

3. РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРИНЯТИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

В основу методов повышения продуктивности скважин входят применение воздействий различной природы. Различают физические, химические, термические, акустические и комбинированные методы.

Кандидатами на проведения мероприятий по увеличению продуктивности являются следующие скважины: после бурения, не вышедшие на режим, с низкими показателями после технологических операций, находящиеся долгое время в бездействии.

Наиболее распространенными являются методы ГРП, перфорация, зарезка боковых стволов и различные способы полимерного заводнения.

ГРП рекомендуется проводить в малодебитных скважинах, преимущественно работающих с безводной нефтью. В таком случае средний дебит нефти можно увеличить в 3-5 по сравнению с дебитом до проведения мероприятия гидроразрыва. ГРП можно применять при необходимости перехода на более производительные ЭЦН, если до этого использовались штанговые насосы. Основная причина снижения эффективности ГРП – увеличение обводненности, при которой невысокие дебиты жидкости определяют снижение дебитов нефти. За исключением этого, ГРП является самым универсальным методом повышения продуктивности.

В таблице 7 приведены показатели добычи нефти после проведения ГРП на месторождении X.

Таблица 7 – Оценка технологической эффективности ГРП на скважинах месторождения X

№ скважины	Дата ГРП	Базовые показатели					Показатели после первого месяца ГРП					Дополнительная добыча нефти, тыс. т		
		Объект эксплуатации	Способ эксплуатации	Дебит нефти, т/сут	Дебит ж., т/сут	Обводненность, %	Способ эксл	Дебит нефти, т/сут	Дебит ж., т/сут	Обводненность, %	1998	1999	2000	
46	Фев. 1998	Ю1	ЭЦН	18,8	35,6	47,2	ЭЦН	7,2	90,4	92	-	-	-	
61	Фев. 1998	Ю1	ЭЦН	1,0	1,7	39,3	ЭЦН	72,0	116,6	35,5	22,1	20	10	
69	Фев. 1998	Ю1	ЭЦН	29,7	30,1	1,3	ЭЦН	83,4	89,1	6,4	9,6	8	5	

В скважине №46 произошел прорыв воды, вскрылся водяной пласт, вследствие чего добыча на данной скважине прекратилась. В скважинах №61 и №69 мероприятия прошли успешно, дополнительный дебит скважины 61 во много раз превысил первоначальный. Реализация ГРП позволяет значительно увеличить дебит нефти при незначительном увеличении обводненности в случае его успешного проведения.

Технология резки боковых стволов позволяет производить бурение наклонных и горизонтальных скважин без строительства буровой площадки. дополнительных коммуникаций (дорог, линий электропередач, трубопроводов). Все это значительно снижает стоимость бурения по сравнению с обычным бурением горизонтальных скважин. Также при ЗБС заметно снижаются отходы бурения за счет уменьшения диаметра и длины ствола скважины, уменьшается влияние на экологию за счет снижения техногенного воздействия.

Бурение боковых стволов в особенности рекомендуется производить при необходимости вскрытия дополнительных продуктивных пластов многопластовых залежей.

Чаще всего для вторичного вскрытия пласта используются взрывным методы перфорации, но в последнее время метод ГМЩП находит все более широкое применение. Реперфорацию рекомендуется производить при значительном снижении ФЕС призабойной зоны, так как этот метод позволяет в значительной степени восстановить приток в случае сильного загрязнения ПЗП.

Полимерное заводнение широко используется после прорыва пластовых подошвенных вод, уже при увеличенной обводненности. Данный метод позволяет блокировать высокопроницаемые пласты, по которым в скважину поступает вода, практически не влияя на добыче нефти.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Рязанов Максим Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов нефти

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость необходимых ресурсов для расчета экономического эффекта, в соответствии с рыночными ценами.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Отчисления во внебюджетные фонды – 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Экономическое обоснование применения методов увеличения продуктивности скважин
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет заработной платы, затрат на материалы, затрат на амортизационные отчисления, затрат на страховые взносы. Составление сметы затрат

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к. э. н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Рязанов Максим Андреевич		02.03.2020

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Все методы увеличения продуктивности скважин направлены на повышение объема добываемых углеводородов. Цель любого предприятия – увеличение прибыли, которая в значительной степени зависит от объема добываемых УВ. Для этого применяются различные технологии: методы интенсификации, увеличения нефтеотдачи, ГРП. Каждый из перечисленных методов имеет свои особенности применения и экономически эффективен только для определенных скважин. Правильный выбор определенных методов для каждой скважины позволяет наиболее выгодно использовать каждый метод.

В данной главе рассматривается экономическая сторона проведения ГРП на скважине с УЭЦН, так как данный метод является одним из самых используемых и эффективных. ГРП одновременно относится и к методам увеличения нефтеотдачи, и к методам интенсификации притока, вследствие чего он является самым подходящим методом для рассмотрения с экономической точки зрения.

4.1 Расчет времени на проведение мероприятий про ГРП

Определим количество времени, необходимое для проведения ГРП. Общее время складывается из времени двух этапов проведения мероприятия – первого (подготовительные работы, монтаж оборудования) и второго (сам процесс ГРП).

Общее время на выполнение мероприятия ГРП составляет 84 часа, в соответствии со справочником «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы». Расчет времени представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Время на выполнение мероприятия ГРП

Операция	Общее время, час.
Подготовительные работы (доставка техники и оборудования, спуск НКТ, установка пакеров и т. д.)	70
Расстановка оборудования и техники	4
Монтаж оборудования (обвязка агрегатов и скважины)	10
Итого:	84

4.2 Расчет общего числа единиц техники и оборудования

В процессе выполнения мероприятия потребуются следующая техника: насосные установки высокой производительности, гидратационная установка, блендеры, манифольды низкого давления, манифольды высокого давления, станция контроля, пакеры, колонная головка.

4.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются в соответствии с балансовой стоимостью основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации. Нормы амортизации для УЭЦН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в редакции постановления правительства РФ от 7.07.2016 п. 640). Расчет амортизационных отчислений при проведении ГРП приводится в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет амортизационных отчислений при проведении ГРП

Объект	Стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Норма амортизации в год, руб.	Норма в амортизации в час, руб.	Количество	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Насосные установки высокой	10500000	12,5	1312500	151,9	20	84	255192

производительности							
Гидратационная установка	98500000	12	1176000	136,1	2	84	22864,8
Установка подачи химического реагент	12400000	20	2480000	287	1	84	24108
Блендер	9500000	12,5	1187500	137,4	1	84	11541,6
Манифольды низкого давления	5600000	10	560000	64,8	1	84	5443,2
Манифольды высокого давления	5600000	10	560000	64,8	2	84	10886,4
Станция контроля	14300000	15	2145000	248,3	1	84	20857,2
Пакер	210000	20	42000	4,9	1	84	411,6
Колонная головка	700000	20	140000	16,2	1	84	1360,8
Итого:	352665,6 руб.						

Расчеты показывают, что затраты на амортизационные отчисления составляют 352665,6 руб.

4.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов для проведения ГРП подрядной организацией X представлена в таблице 10. Используется проппант двух разных марок наиболее стандартного размера 20/40 для уменьшения общей стоимости ГРП. Выбираем для расчетов жидкость разрыва на нефтяной основе, так как она

является более совместимой со всеми типами ГП, чем жидкости на водной основе.

Таблица 10 – Стоимость материалов для проведения ГРП

Наименование материалов		Компания X		
		Количество, т/м ³	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	Жидкость разрыва на нефтяной основе	1000	5500	5500000
	ПроппантULTRAPROP 20/40	150	54545	8181750
	ПроппантБоровичи 20/40	150	22600	3390000
Итого:		17071750		

Из расчетов следует, что для проведения ГРП с двумя видами проппанта и жидкостью разрыва на нефтяной основе затраты на материалы составляют 17071750 руб.

4.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Расчет заработной платы представлен в таблице 11. Северный и районный коэффициенты взяты по территории Красноярского края согласно Постановлению правительства РФ от 17.04.2006 №216, так как он составляет большую часть Западно-Сибирского нефтяного бассейна.

Таблица 11 – Заработная плата бригады

Профессия	Разряд	Кол-во	Тарифная ставка, руб./час, организация X	Время проведения ГРП, час.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Северный и районный коэф., 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Технолог	6	1	350	84	29400	32340	61740
Мастер	5	1	300	84	25200	27720	52920
Оператор ГРП	5	1	250	84	2100	23100	44100
Оператор станции контроля	4	1	200	84	16800	18480	35280
Водитель	4	10	180	84	151200	166320	317520
Супервайзер	4	1	400	14	5600	6160	11760
Инженер	5	1	300	14	4200	4620	8820
Итого:		16			253400	278740	532140

По данным таблицы 3.4 можно сделать вывод, что затраты на оплату труда при проведении ГРП организацией X составляют 532140 руб.

4.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на взносы в пенсионный фонд (ПФР), фонд социального страхования (ФСС), фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС), фонд страхования от несчастных случаев на производстве 1,2% по ОКВЭД 11.20.4 – Предоставление прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа, представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Затраты на страховые взносы

Показатель	Технолог	Мастер	Оператор ГРП	Оператор станции контроля	Водитель	Супервайзер	Инженер
Кол-во работников	1	1	1	1	10	1	1
ЗП, руб.	61740	52920	44100	35280	317520	11760	8820
ФСС (2,9%)	1790,5	1534,7	1278,9	1023,1	9208,1	341,0	255,8
ФОМС (5,1%)	3148,7	2698,9	2249,1	1799,3	16193,5	599,8	449,8
ПФР (22%)	13582,8	11642,4	9702,0	7761,6	69854,4	2587,2	1940,4
Фонд страхования от несчастных случаев (1,2%)	740,9	635,0	529,2	423,4	3810,2	141,1	105,8
Всего, руб.	19262,9	16511,0	13759,2	11007,4	99066,2	3669,1	2751,8
Общая сумма	166027,7						

4.7 Затраты на проведение мероприятия

Общая сводка всех затрат на проведение ГРП с учетом накладных расходов представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Сводная таблица затрат на проведение ГРП

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация X
Амортизационные отчисления	352665,6
Затраты на материалы	17071750
Оплата труда	532140
Страховые взносы	166027,7

Накладные расходы (10%)	1812258
Итого:	19934841

Вывод по главе

В данном разделе были рассчитаны затраты, необходимые для проведения мероприятия ГРП, которое является одним из методов увеличения продуктивности скважин. Итоговая стоимость предприятия составила 19934841 рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Рязанов Максим Андреевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема ВКР:

Анализ эффективности применения технологии повышения продуктивности скважин при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технологии повышения продуктивности скважин Область применения: фонд добывающих скважин
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - недостаточная освещенность; - повышенная загазованность рабочей зоны. Опасные факторы: - механические опасности;
3. Экологическая безопасность:	В работе рассмотрены средства защиты окружающей среды по следующим направлениям: - Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. - Гидросфера: загрязнение подземных вод. - Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: - нарушение герметичности емкостей, содержащих жидкости или газы, находящиеся под высоким давлением;

	- разгерметизация трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - нарушение электроснабжения Наиболее типичные ЧС - пожары
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Рязанов Максим Андреевич		02.03.2020

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью работы является анализ эффективности применения технологии повышения продуктивности (методы интенсификации притока, методы повышения нефтеотдачи) скважин месторождений Западной Сибири. Работы по увеличению продуктивности проводятся на открытых кустовых площадках, предусматривают выполнение различных работ на устье оператором по добычи нефти и газа. При несоблюдении техники безопасности, неправильной организации рабочего места возможны следующие опасные ситуации: взрывы, пожары, механические повреждения рабочего, поражение электрическим током.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Все работы, осуществляемые в ходе увеличения продуктивности скважин, производятся работниками вахтовым методом, то есть трудовой процесс работников проходит вне места их постоянного проживания. Основные условия, предъявляемые к работникам вахтовым методом: возраст выше 18 лет, отсутствие беременности у женщин, а также наличие у женщин детей/ребенка возрастом до трех лет, отсутствие медицинских противопоказаний в медицинском заключении. По ТК РФ срок вахты не должен превышать одного месяца, период вахты включает в себя как выполнение работ, так и время отдыха между сменами.

Работникам вахтовым методом предусматривается выплата суточных надбавок за вахтовый метод работы, также предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, социальные пакеты – медицинская страховка, санаторное лечение, пенсионный фонд.

Эргономичная обстановка рабочей зоны обеспечивает максимально комфортную рабочую позицию, возможность применения новейших методов труда, досягаемость до всех элементов управления и конструкций. Размещение средств оснащения рабочего и предметов труда должно подчиняться основным требованиям, нарушение которых может привести к непроизводительным

затратам рабочего времени, энергии и сил работника, его утомлению и ухудшению его внимательности и скорости реакции.

Все элементы конструкций, взаимодействующих с человеком заземлены, укреплены. В рабочей зоне, в зависимости от категории опасностей, работники обязаны надевать спецодежду, защитные очки, каску, перчатки, средства индивидуальной защиты органов слуха, специальную обувь с защитными вставками.

5.2 Производственная безопасность

Вредные факторы, влияющие на жизнь и здоровье работников, представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Опасные и вредные факторы при проведении работ по увеличению продуктивности скважин

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Выполнение	Эксплуатация	
1. Факторы, связанные с энергией механического движения (механические опасности);		+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [11]; ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к

				рабочим местам [12]
2. Повышенный уровень шума;		+	+	ГОСТ 12.1.003- 2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Защита от шума [13]
3. Повышенный уровень вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования [14]; СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [15]
4. Недостаточная освещенность;	+	+	+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278– 03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и

				общественных зданий [18]
5. Повышенная загазованность рабочей зоны;	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [19]

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Факторы, связанные с энергией механического движения

(механические опасности)

Источниками данного фактора являются высоконапорные насосы, которые работают с давлением до 500 атмосфер. Они необходимы, например, при закачке жидкости разрыва при проведении ГРП. Данные насосы имеют подвижные части, которые могут травмировать работника. Вращающиеся части насоса являются особенно опасными, во избежание травм следует использовать ограждения и кожухи, защищающие работника от соприкосновения с опасными частями.

На организм человека механическое влияние оказывает негативное воздействие, принося вред здоровью, вплоть до наступления смерти.

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) предусмотрены для работы со всеми видами установленных на рабочем месте механизмов. Необходимо соблюдать форму одежды при работе с ними.

Для предотвращения производственных травм следует проводить плановые проверки пусковых и тормозных устройств механизмов, проверку состояния оборудования, а также целостность защитных ограждений и кожухов.

Повышенный уровень шума

Повышенный уровень шума на рабочем месте может создавать, например, газовый факел или работающий высоконапорный насос. Также

вертолеты, на которых доставляют работников вахтовым методом, создают уровень шума до 110 дБ, что даже на открытой местности превышает максимально допустимые значения в 80 дБ по ГОСТ 12.1.003-2014 [15]. Акустические условия определяются режимами условиями работы механизмов на рабочем месте. Шум двигателя насоса не превышает 45 дБ на рабочем месте, что является верхней границей шума согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [15].

Повышенный шум на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм работника в целом, вызывая неблагоприятные изменения в его органах и системах. Длительное воздействие шума способно привести к развитию у работника потери слуха, увеличению риска артериальной гипертензии, болезней сердечно-сосудистой системы.

Средствами защиты от повышенных шумов являются наушники, противошумовые вкладыши, шлемы, каски.

Повышенный уровень вибрации

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [15] на открытой местности технологическая норма уровня виброскорости составляет 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте может превышать данное значение вследствие нахождения на рабочем месте машин и агрегатов, создающих повышенный уровень вибрации, например: компрессоры, двигатели насосов, двигатели внутреннего сгорания.

Превышение допустимого уровня вибрации вызывает у работника может вызвать смещение органов, снижение работоспособности, нарушение функций ЦНС и т. д.

Средствами защиты от неблагоприятных вибраций является ношение работниками специальных перчаток, защитных рукавиц, вкладышей и стелек для обуви.

Недостаточная освещенность

Для работы в темное время суток необходимо обеспечивать рабочее место достаточным освещением, так как его недостаток может привести к получению травм различной тяжести работниками. По СанПиН

2.2.1/2.1.1.1278–03 [18] освещенность не должна быть ниже значения в 10 люксов. Для этого рабочие места оборудуются фонарями, используются прожекторы.

Повышенная загазованность рабочей зоны

Источниками повышенной загазованности на рабочем месте являются АГЗУ, рабочие автомобили, эксплуатационные скважины. Действие вредных газов на организм работника может привести к появлению боли во внутренних органах, к соматическим повреждениям, психическим расстройствам, сложностям в восприятии и мышлении.

ПДК некоторых транспортируемых газов, вредных примесей и применяемых веществ при применении методов увлечения нефтеотдачи с помощью углекислого газа, согласно ГОСТ 12.1.007-76 [19]:

- Среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (С1-С5) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- Углеводороды С1 - С 10 – 300 мг/м³;
- ПДК углекислого газа 9000 мг/м³.

Средствами защиты от загазованности являются: респираторы, противогазы, средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

5.3 Экологическая безопасность

Процессы увеличения продуктивности скважины - повышение нефтеотдачи и увеличения интенсификации, оказывают влияние на окружающую среду. С применением различных методов повышения продуктивности происходит загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы, вследствие чего применяются меры по уменьшению негативного воздействия на окружающую среду.

Защита атмосферы

Основными источниками загрязнения атмосферы являются транспортные средства, кустовые площадки. На кустовых площадках может произойти

выброс газа в атмосферу, транспортные средства выбрасывают в атмосферу переработанные отходы топлива. Основные компоненты, загрязняющие атмосферу: предельные УВ, углекислый газ, сажа, сероводород.

Для уменьшения воздействия транспортных средств на атмосферу рекомендуется применять более экологичные двигатели, рационально использовать время работы заведенного транспортного средства, а также производить проверку состояния двигателей.

Для предотвращения выбросов газа с кустовых площадок необходимо периодически проверять оборудование на герметичность, следить за отсутствием трещин в сварных швах, контролировать выбросы в атмосферу загрязняющих ее веществ.

Защита гидросферы

При повторной перфорации скважин для возобновления к ним притока для увеличения продуктивности происходит вторичное вскрытие пласта, при котором происходит загрязнение пластовых вод нефтью и твердыми отходами.

При высокой загрязненности подземных вод сильному воздействию подвергается флора и фауна – почва перестает быть плодородной, животные и птицы больше не могут жать на территории.

Для сохранения гидрологического режима подземных вод от загрязнения выполняют откачивание закачивание более экологичного флюида, очистку ПЗП от вредных веществ.

Защита литосферы

В процессе закачки жидкости разрыва при проведении ГРП происходит кольматация каналов, по которым она подавалась в пласт. Вследствие этого происходит загрязнение почвы – снижение проницаемости пластов. Кроме этого, при закачке ПАВ загрязнение приводит к снижению биопродуктивности системы, нарушению и загрязнению почвенного и растительного покрова.

Для уменьшения влияния вредных факторов на литосферу производят рекультивацию земель – внесение удобрений и посадка растений на загрязненных территориях.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть при проведении МИП и МУН:

- нарушение герметичности емкостей, содержащих жидкости или газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;
- разгерметизация трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- нарушения электроснабжения.

Также могут возникать ситуации природного характера, не зависящие от человека:

- лесные пожары
- разливы нефти
- наводнения
- метели и т. д.

При возникновении чрезвычайной ситуации проводятся мероприятия по локализации аварийного процесса и ликвидации последствий. Мероприятия как правило, включают в себя спасательно-неотложные и аварийно-восстановительные работы, оказание экстренной медицинской помощи, мероприятия по восстановлению нормальной жизнедеятельности в зоне поражения, в том числе восстановление систем жизнеобеспечения и охрану общественного порядка, локализацию и ликвидацию экологических последствий.

Наиболее распространенными и опасными аварийными ситуациями являются пожары, связанные с легковоспламеняющимися жидкостями и газами, так как операции по увеличению продуктивности проводятся непосредственно на кустовых площадках, которые являются пожароопасными объектами. Для борьбы с возникновением пожаров на рабочем месте устанавливаются ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями. Для контроля за данными средствами назначается ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала.

Вывод по главе

В данной главе рассматриваются вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников. Также показано негативное влияние методов увеличения продуктивности на окружающую среду, меры по ее охране и снижению вредных факторов, воздействующих на атмосферу, гидросферу и литосферу.

Производственные работы на кустовой площадке могут нанести здоровью работника вред, для предотвращения этого необходимо, чтобы все работники знали и выполняли правила безопасности при работе, а также в чрезвычайных ситуациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выполненной работы были исследованы различные методы увеличения продуктивности скважин в условиях Западной Сибири. Выявлены наиболее оптимальные методы для месторождений Западной Сибири – гидроразрыв пласта, резка боковых стволов, перфорация и полимерное заводнение.

Были выполнены поставленные задачи – исследованы геологические особенности нефтяных месторождений Западной Сибири, режимы залежей, характерных для месторождений Западной Сибири, изучены методы повышения увеличения нефтеотдачи и методы интенсификации притока.

Также были произведены расчеты, показывающие эффективности применения методов увеличения продуктивности, рассчитан дебит нефти при снижении забойного пластового давления до 80% от давления насыщения.

При планировании проведения мероприятий по увеличению продуктивности следует обращать внимание ранее проводимые работы со скважиной, на степень загрязненности призабойной зоны, фильтрационно-емкостные характеристики, физико-химические свойства добываемого флюида, на способ эксплуатации месторождения и правильно выбирать скважины-кандидаты для проведения мероприятий.

Были рассчитаны затраты для проведения мероприятия ГРП, являющиеся одним из самых распространенных методов увеличения продуктивности скважин.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по увеличению продуктивности скважин. Были проанализированы вредные и опасные производственные факторы, а также рекомендации по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Писарев М. О. Методы интенсификации и повышения нефтеотдачи / О. М. Писарев. – Томск: ТПУ, 2011. – С. 33-66.
2. Формирование и планирование ГТМ: Учебное пособие / Деева Т. А., Камартдинов М. Р., Кулагина Т. Е., Молодых П. В. – Томск: ТПУ, 2011. – С. 127-176.
3. Современные методы разработки месторождений на поздних стадиях: Учебное пособие / Деева Т. А., Камартдинов М. Р., Кулагина Т. Е., Шевелев П. В. – Томск: ТПУ, 2009. – С. 202-207.
4. Крылов Н. А., Батурин Ю. Н., Рыжик В. М. Прогнозирование крупности запасов месторождений нефти и газа неразведанных ресурсов // Системный подход в геологии. М., 1986. – С. 14-15.
5. Лобанов Б. А. Нефтеотдача пласта: перспектива непростота. // Нефть России. – 1998. – вып. 8. – С. 24-27.
6. Андаева К. А. Практический опыт применения скин-фактора для анализа работы скважин / Е. А. Андаева, Л. С. Сидоров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. - №9. – С. 41-45.
7. Бородич И. В., Ткачев Д. Г. Оценка перспектив применения технологии многостадийного ГРП и выбор оптимального типа заканчивания проектной скважины. // Экспозиция нефть газ. – 2016. - №1 (47). – С. 40-46.
8. .РД 39-01/06-0001-89. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтедобывающей промышленности. - М.: Министерство топлива и энергетики РФ, 1989. - 124 с.
9. Телков А.П., Ланчаков Г.А., Кучеров Г.Г., Ткачев А.Е., Пазин А.Н., Гаврилов Е.И. Интенсификация нефтегазодобычи и повышение компонентоотдачи пласта. Тюмень. 00 НИПИКБС - Т, 2003. - 320 с.
10. Желтов Ю.П., Христианович С.А. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта. — Изв. АН СССР, ОТН, № 5, 1959.

11. Economides M. J. Hydraulic Fracture Design – Michael J. Economides Cosultants, Inc. – February, 2004.
12. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
13. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
14. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
15. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Защита от шума.
16. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
17. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
18. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
19. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
20. Ларионов Н. М. Промышленная экология [Электронный ресурс] : учебник для бакалавров / Н. М. Ларионов. – Мультимедиа ресурсы (10 директорий; 100 файлов; 740МВ). – Москва : Юрайт, 2013. – 1 Мультимедиа CD-ROM. – (Электронные учебники издательства Юрайт) . – Электронная копия печатного издания. – Доступ из корпоративной сети ТПУ. – .
21. .Мастрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий : учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. — Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 364-365.