

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОСОБЕННОСТИ ВЫДЕЛЕНИЯ ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ ПО ДАННЫМ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.245(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Ким Вячеслав Владиславович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.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			

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Ким Вячеславу Владиславовичу

Тема работы:

Особенности выделения объекта разработки по данным заканчивания скважин на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№59-123/с

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Влияние геологических условий пласта на процесс заканчивания. Применение различных типов заканчивания на примере коллектора типа «рябчик» Самогторского месторождения. Обзор современных видов заканчивания. Обзор методов прогнозирования продуктивности вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин. Сравнительный анализ основных формул подсчета дебита горизонтальной скважины. Показатели эксплуатационных качеств скважины. Особенности современных технологий заканчивания скважин при выделении объекта разработки. Анализ факторов, влияющих на качество строительства горизонтальных скважин. Интеллектуальное заканчивание горизонтальных скважин в условиях неоднородных коллекторов. Обоснование применения типа заканчивания по типу

	взаимодействия: скважина-пласт. Обоснование применение типа заканчивания по типу профиля в зависимости от геологических условий залеганий пластов. Обоснование применения устройств контроля притока в зависимости от различных условий.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Оценка критериев разработки на процесс заканчивания	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Обоснование выбора применения технологии заканчивания скважин в различных геологических условиях	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Технологическое обоснование применения технологий заканчивания в различных геологических условиях с учетом показателей стадийности разработки месторождений	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Обоснование выбора применения технологии заканчивания скважин в различных геологических условиях
Обоснование выбора применения технологии заканчивания скважин в различных геологических условиях
Технологическое обоснование применения технологий заканчивания в различных геологических условиях с учетом показателей стадийности разработки месторождений
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

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	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Ким Вячеслав Владиславович		02.03.2020

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ГС** – горизонтальная скважина;
- ВС** – вертикальная скважина;
- ННС** – наклонно-направленная скважина;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- ГТМ** – геолого-технические мероприятия;
- ГРП** – гидравлический разрыв пласта;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- МРП** – межремонтный период;
- КРС** – капитальный ремонт скважин;
- ПРС** – подземный ремонт скважин;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;
- ПК** – перфорационный канал;
- ГИС** – геофизические исследования скважин;
- ГНК** – газонефтяной контакт;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- ЭКС** – эксплуатационные качества скважины;
- ОРЭ** – одновременно-раздельная эксплуатация;
- МСС** – многоствольная скважина;
- МЗС** – многозабойная скважина;
- УКП** – устройство контроля притока;
- АУКП** – автономное устройство контроля притока;
- АСРП** – адаптивная система регулирования притока;
- АВПД** – аномально высокое пластовое давление;
- ЛЭП** – линии электропередач;
- ЧС** – чрезвычайная ситуация;
- ПДК** – предельно допустимые концентрации;
- СПО** – спуско-подъемные операции.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 95 страниц, в том числе 34 рисунков, 10 таблиц. Список литературы включает 32 источника.

Ключевые слова: заканчивание, пласт, порода, скважина, дебит, перфорация, анизотропия, приток, устройство контроля притока, скважина.

Объектом исследования является скважины многопластовых месторождений, различных вариантов заканчивания.

Цель исследования – анализ влияния основных критериев при выделении объекта разработки и технологическое обоснование выбора оптимального варианта заканчивания скважин с учетом геологических особенностей пласта.

В процессе исследования были рассмотрены и проанализированы технологии заканчивания скважин многопластовых месторождений Западной Сибири, а также интеллектуальные системы заканчивания скважин, влияние различных геолого-физических условий для оптимального выбора типа заканчивания. Проанализированы современные технологии заканчивания скважин.

В результате исследования выделены наиболее оптимальные, как с технологической, так и с экономической точки зрения технологии заканчивания скважин.

Область применения: добывающие и нагнетательные скважины на месторождениях Западной Сибири.

Грамотный подбор технологий заканчивания скважин позволяют в последствии эксплуатировать скважины с максимальной экономической эффективностью.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ОЦЕНКА КРИТЕРИЕВ РАЗРАБОТКИ НА ПРОЦЕСС ЗАКАНЧИВАНИЯ	10
1.1. Влияние геологических условий пласта на процесс заканчивания	10
1.1.1. Особенности влияния фильтрационно-емкостных свойств при выделении участка заканчивания скважин	11
1.1.2. Неоднородность и толщина продуктивных пластов	14
1.1.3. Водонефтяной и газонефтяной контакт	16
1.2. Применение различных типов заканчивания на примере коллектора типа «рябчик» Самотлорского месторождения	18
1.3. Обзор современных видов заканчивания.....	20
1.4. Обзор методов прогнозирования продуктивности вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин	28
1.5. Сравнительный анализ основных формул подсчета дебита горизонтальной скважины	33
2. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	37
2.1. Показатели эксплуатационных качеств скважины	37
2.2. Особенности современных технологий заканчивания скважин при выделении объекта разработки.....	40
2.3. Анализ факторов, влияющих на качество строительства горизонтальных скважин	50
2.4. Интеллектуальное заканчивание горизонтальных скважин в условиях неоднородных коллекторов	53
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ С	

УЧЕТОМ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТАДИЙНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	61
3.1. Обоснование применение типа заканчивания по типу взаимодействия: скважина-пласт.....	61
3.2. Обоснование применение типа заканчивания по типу профиля в зависимости от геологических условий залеганий пластов.	63
3.3. Обоснование применения устройств контроля притока в зависимости от различных условий	65
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	71
4.1. Целесообразность применения технологий контроля притока	71
4.2. Оценка технологической эффективности	71
4.3. Расчет экономической эффективности внедрения адаптивных систем регулирования притока.....	73
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	79
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	79
5.2. Производственная безопасность	80
5.3. Экологическая безопасность	85
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	92

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время при разработке нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири все чаще приходится сталкиваться с проблемой снижения добычи. Появление этой проблемы связано с различными причинами, но в большей степени это выражается в неконтролируемом прорыве воды в добывающие скважины, в неконтролируемых прорывах газа из газовой шапки в подгазовых зонах, в неравномерном профиле притока вследствие значительных неоднородностей по проницаемости.

Грамотное выделение объекта разработки по данным заканчивания и выбор соответствующей компоновки является решением проблемы в неконтролируемых прорывах газа или воды. Данные операции позволят достичь проектных показателей, как по добыче и КИН, так и по экономическим составляющим проекта. Объектом разработки называют искусственно выделенное в пределах разрабатываемого месторождения геологическое образование (горизонт, пласт, массив, совокупность пластов), содержащее промышленные запасы углеводородов, которые извлекают из недр определенной группой скважин.

При выделении объектов разработки следует учитывать критерии:

1. Геолого-физические свойства пород коллекторов;
2. Физико-химические свойства нефти, воды и газа;
3. Фазовое состояние углеводородов и режим работы пластов;
4. Условия управления процессом разработки нефтяных месторождений;
5. Технику и технологию эксплуатации скважин;
6. Тип заканчивания скважин (ВС; ВС+ГРП; ГС; ГС+ГРП);
7. Прогноз падения пластового давления, входные дебиты скважин и темпы их падения.

Заканчивание скважин представляет из себя комплекс процессов по вскрытию пластов разнообразных пород, последующее закрепление участка

забоя, стимуляция притока и главное - освоение искомым залежей полезных ископаемых.

Схема заканчивания нефтяной скважины обязательно должна быть совместима с условиями залежи, соответствовать сфере ее применения. Важно учитывать при этом требования текущих и капитальных ремонтов, которые будут нужны в будущем. Может появиться необходимость в отсечении некоторых интервалов для проведения работ по интенсификации потока. Или понадобится закончить работу обводненных интервалов, для чего рационально внедрять интеллектуальные системы заканчивания.

1. ОЦЕНКА КРИТЕРИЕВ РАЗРАБОТКИ НА ПРОЦЕСС ЗАКАНЧИВАНИЯ

1.1. Влияние геологических условий пласта на процесс заканчивания

Выбор типа заканчивания проектной скважины при разбуривании месторождения зависит от многих факторов, таких как геолого-физические характеристики пласта и показатели разработки. Данный вопрос рассматривается при составлении проектного документа, который содержит в себе комплекс последовательных, взаимосвязанных инженерных решений, направленный на достижение максимального коэффициента извлечения нефти и прибыли. Однако стоит отметить то, что это является трудоемким и длительным процессом. В целях экономии ресурсов и проведения экспресс-оценки в работе предложена упрощенная схема выбора оптимального типа заканчивания проектной скважины (рисунок 1) [1].

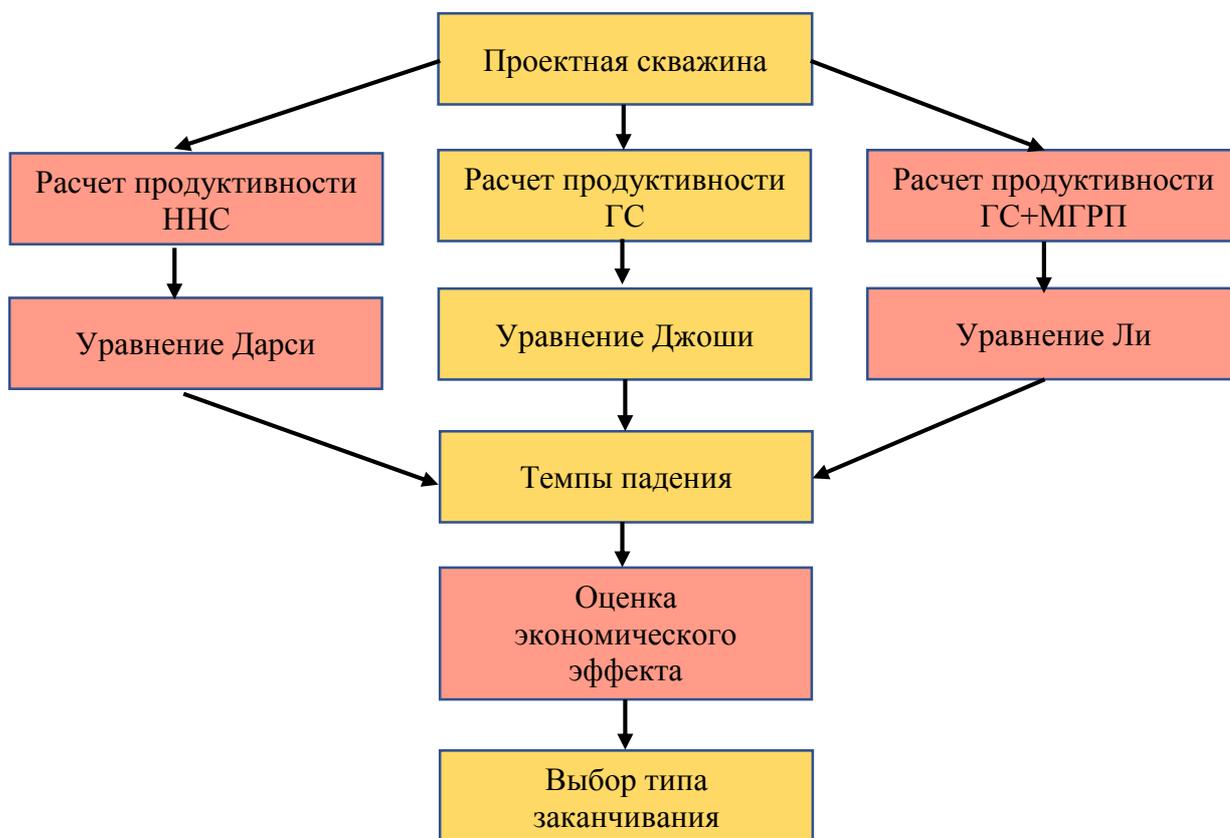


Рисунок 1 – Выбор типа заканчивания проектной скважины

Для того, чтобы обеспечить продолжительные и высокие дебиты необходимо рассмотреть влияние геологических факторов пород и флюидов.

Геолого-промысловые факторы:

1. Возможность и однозначность расчленения разреза месторождения, корреляция отложений и выделения продуктивных пластов;
2. Литологическая характеристика продуктивных пластов;
3. Общая, эффективная и нефтенасыщенная мощности продуктивных пластов;
4. Коллекторские свойства пластов по керну и промыслово-геофизическим данным;
5. Результаты опробования, оценка фильтрационных параметров продуктивных пластов гидродинамическими методами;
6. Физико-химические свойства нефти, газа и воды;
7. Мощность промежуточных толщ между продуктивными пластами, мощность покрышек;
8. Методика определения ВНК и соотношение площадей в пределах внешних контуров нефтегазоносности;
9. Запасы нефти и газа в продуктивных пластах и их соотношение по разрезу месторождения;
10. Первоначальные пластовые давления в залежах и их соотношение по разрезу месторождения;
11. Гидрогеологическая характеристика и режим залежей [2].

1.1.1. Особенности влияния фильтрационно-емкостных свойств при выделении участка заканчивания скважин

Комплексное изучение одного и того же образца керна позволяет нам определять:

1. Литолого-минералогический состав пород (гранулометрический и минералогический состав, глинистость, карбонатность);
2. Открытую пористость, проницаемость;
3. Нефте-, газо- и водонасыщенность;

4. Геофизические параметры, необходимые для оценки связи с фильтрационно-емкостными характеристиками и интерпретации ГИС (параметр пористости, насыщенности, скорость пробега продольных волн, плотность скелета, объемная плотность, радиоактивные параметры и пр.);

5. Капилляриметрические исследования [2].

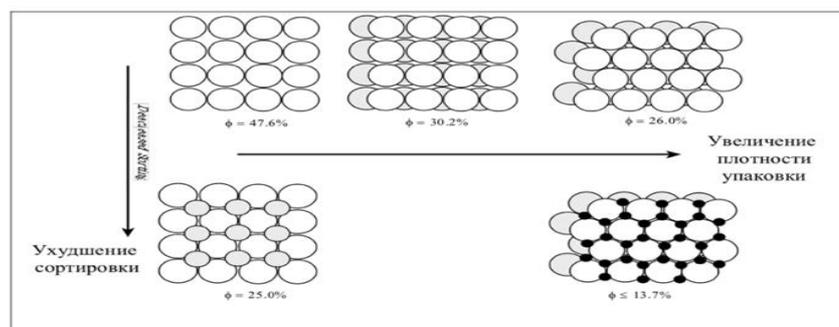


Рисунок 2 – Влияние сортировки и упаковки зерен скелета на пористость горных пород

Проницаемость является одним из важнейших факторов влияющий на определения типа заканчивания. Проницаемость коллекторов в свою очередь зависит от:

1. Структуры порового пространства, характеризуемая формой и размером пор, извилистостью и удельной поверхностью каналов фильтрации (рисунок 2);

2. Распределения глины в продуктивном пласте сильно влияющая на пористость, которая в свою очередь влияет на проницаемость (рисунок 3);

3. Трещиноватости породы. По трещинам, в особенности, когда они имеют большие размеры (сверхкапиллярные), движение жидкости проходит легко. Если даже общая масса породы имеет плохую проницаемость, то наличие многочисленных трещин сверхкапиллярного типа способствует увеличению проницаемости такой породы, так как по ним возможно движение жидкости или газа;

4. Минералогического состава пород. Известно, что одна и та же жидкость смачивает различные минералы по-разному. Особенно важное

значение – это обстоятельство имеет в тех случаях, когда порода обладает капиллярными и субкапиллярными порами. В субкапиллярных и капиллярных порах, где сильно развиты капиллярные силы взаимодействия молекул жидкости с молекулами поверхности капилляра, качественный состав породы, а также свойства самой жидкости, находящейся в порах, имеют исключительно важное значение [2].



Рисунок 3 – Влияние типа глинистости на эффективную пористость коллектора

Зависимость проницаемости от пористости описывается уравнением Козени-Кармана:

$$K = \frac{\phi^3}{f * S_{\phi} * T^2} \quad (1)$$

где ϕ – пористость образца породы, доли ед.;

S_{ϕ} – удельная поверхность каналов фильтрации, м²/м³;

T – гидравлическая извилистость каналов фильтрации, равная отношению средней статистической длины поровых каналов L_k к длине образца породы L ;

f – коэффициент, учитывающий форму сечения пор и изменяющийся для гранулярных коллекторов от 2 до 3 при наиболее частом значении 2,5.

Эффективная, а вместе с ней и относительная проницаемость в процессе разработки месторождения непрерывно изменяются. Проницаемость снижается в связи с падением пластового давления ниже давления насыщения, с появлением воды, в следствии разбухания глин при нагнетании воды, с засорением призабойной зоны нагнетаемыми водами, содержащими примеси, с отложениями в призабойной зоне парафина смол и т.п. [2].

1.1.2. Неоднородность и толщина продуктивных пластов

На современном этапе развития теории и практики разработки нефтяных месторождений насущной задачей является вопрос учета неоднородности продуктивных пластов. Изучение неоднородности продуктивных пластов необходимо для подсчета запасов и проектирования разработки, а также для эффективной эксплуатации и регулирования разработки нефтяных залежей. Различие значений свойств (деформационных, электрических, тепловых, магнитных, оптических и других) горных породах по разным направлениям называют анизотропией. Для количественного решения вопросов выработки запасов нефти из неоднородных объектов и, в частности, для определения нефтеотдачи, а также для расчетов технологических показателей при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений большое значение имеют статистические характеристики неоднородности продуктивного объекта – средних значений параметров, коэффициентов вариации, коэффициента песчаности $K_{пс}$, коэффициента расчлененности K_p и степени прерывистости [3].

$$K_p = \frac{\sum_{i=1}^N n_i}{N} \quad (2)$$

где K_p – коэффициент расчлененности;

n_i – число слоев в каждой i -той скважине;

N – число скважин.

Коэффициент расчлененности представляет собой отношение суммарного числа проницаемых слоев, вскрытых скважинами, к числу этих скважин. Он характеризует среднее число слоев-коллекторов продуктивного пласта, приходящихся на одну скважину. В монолитном пласте коэффициент расчлененности равен единице.

$$K_{пес} = \frac{h_{эф}}{h_{общ}} \quad (3)$$

где $K_{пес}$ – коэффициент песчаности:

$h_{эф}$ – эффективная толщина пласта в скважине;

$h_{\text{общ}}$ – общая толщина пласта в скважине, под которой подразумевается суммарная толщина всех пород, слагающих продуктивный пласт от кровли до подошвы.

Коэффициент песчаности характеризует долю проницаемого коллектора в разрезе пласта в скважине. Среднее значение $K_{\text{пес}}$ по всем скважинам, вскрывшим продуктивный пласт, характеризует долю проницаемого коллектора в целом по объему пласта. В монолитном пласте коэффициент песчаности равен единице [3].

Использование коэффициента расчлененности для отражения степени неоднородности продуктивных пластов показало, что он недостаточно полно ее характеризует. При одном и том же значении коэффициента расчлененности, но при различной толщине пласта, характер неоднородности строения пласта существенно различен. Условия выработки запасов нефти из таких пластов значительно отличаются. В первом случае обычно не возникает больших проблем с извлечением нефти, во втором — выработка запасов в достаточной степени затруднена.

Учитывая недостатки коэффициента расчлененности, можно также определять среднюю нефтенасыщенную толщину эффективных пропластков, из которых состоит продуктивный горизонт:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H_{\text{эф}}}{K_p} \quad (4)$$

где $h_{\text{ср}}$ – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пропластка;

$H_{\text{эф}}$ – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта;

K_p – коэффициент расчлененности пласта.

Параметр $h_{\text{ср}}$ достаточно полно характеризует расчлененность пласта на отдельные проницаемые прослои. Очевидно, что чем меньше толщина проницаемого прослоя, тем больше вероятность, что содержащаяся в нем нефть не будет извлечена в процессе разработки нефтяной залежи.

При выполнении геолого-промыслового анализа разработки нефтяной залежи рекомендуется осуществить типизацию неоднородных коллекторов.

Поскольку одним из важнейших факторов, влияющих на эффективность разработки нефтяной залежи, является прерывистость продуктивного пласта, осуществляется типизация, основанная на том, какая доля гидродинамически связанных коллекторов и какая доля прерывистых коллекторов и сильно прерывистых коллекторов содержится в объеме пласта. Выделяются четыре типа строения продуктивных пластов [3]:

Тип 1. В объеме продуктивной толщи, в основном, присутствуют прослои, относящиеся к гидродинамически связанным коллекторам (их доля более 0,85).

Тип 2. Доля гидродинамически связанных коллекторов в объеме продуктивного пласта изменяется от 0,5 до 0,85.

Тип 3. Доля гидродинамически связанных коллекторов в объеме пласта изменяется от 0,5 до нуля. Преобладают пропластки, относящиеся к прерывистым и сильно прерывистым коллекторам.

Тип 4. Гидродинамически связанные коллектора в объеме пласта отсутствуют. Преобладают сильно прерывистые коллектора, на долю которых приходится от 50% до 100% объема пород.

Признаком принадлежности пласта или отдельного его участка к тому или иному типу строения является коэффициент песчаности:

$$1 \text{ тип} - K_{\text{п}} \geq 0,7;$$

$$2 \text{ тип} - 0,5 \leq K_{\text{п}} < 0,7;$$

$$3 \text{ тип} - 0,3 \leq K_{\text{п}} < 0,5;$$

$$4 \text{ тип} - K_{\text{п}} < 0,3.$$

На поздней стадии разработки остаточные запасы нефти приурочены обычно к зонам коллекторов 3-го и 4-го типов, а зоны обводненного пласта – к коллекторам 1-го и 2-го типов [3].

1.1.3. Водонефтяной и газонефтяной контакт

Положение ВНК и ГНК является важным фактором, так как нельзя допускать продвижение газа из газовой шапки в нефтяную часть и ее последующий прорыв в добывающие скважины, а также обводнение нижней

части нефтяного интервала, ввиду продвижения приконтурной воды в основную часть залежи.

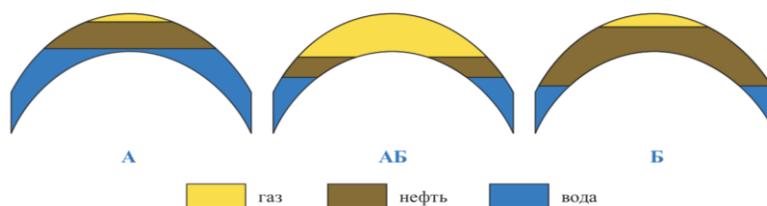


Рисунок 4 – Основные типы нефтегазоконденсатных залежей с оторочками:
А – массивная (с подстилающей оторочкой или нефтяная с газовой шапкой);
АБ – пластовая (с кольцевой оторочкой); Б – пластовая (с подстилающей оторочкой и газовой шапкой)

Основное влияние на КИН оказывает высота этажа газоносности и соотношение объема газонасыщенной части к объему нефтенасыщенной части залежи. Чем больше это соотношение, тем больше КИН. Особенности геологического строения таких залежей обуславливают различные осложнения в ходе разработки, связанные с локальной и общей деформацией водонефтяных и газонефтяных контактов (ВНК, ГНК), потерей значительных объемов нефти в обводненных и газонасыщенных зонах пластов и даже частичным или полным расформированием запасов залежи. В итоге КИН нефтяных оторочек оказывается крайне низким [4].

Также при наличии водонасыщенных и газонасыщенных пропластков необходимо учитывать возможность прорыва в них трещины ГРП. Поэтому необходимо проводить моделирование распространения трещины, по результатам которого возможна смена технологии заканчивания.

1.1.4. Наличие трещин и их ориентация в пространстве

Информацию о доминирующих направлениях открытой трещиноватости следует учитывать при задании азимутальных направлений бурения горизонтальных и наклонных стволов скважин и при заводнении залежи. Скважины, пробуренные перпендикулярно направлению распространения трещиноватости в коллекторе с низкой проницаемостью и пористостью, будут

пересекать системы трещин, что обеспечит их более высокую производительность. В случае заводнения несовпадение направления трещин с фронтом движения воды увеличит эффективность процесса вытеснения нефти к забоям добывающих скважин [5].

1.2. Применение различных типов заканчивания на примере коллектора типа «рябчик» Самотлорского месторождения

Коллекторы типа «рябчик» представлены песчано-глинистыми породами, литологически неоднородными, с тонким переслаиванием песчаных и глинистых включений мелких размеров (до миллиметров), что создает большие трудности при изучении их геофизическими методами. Особенностью этих коллекторов является то, что пачка пород является чередованием тонких коллекторов и неколлекторов, поэтому невозможно определить эффективную толщину такой пачки методами ГИС. Свойства коллекторов «рябчикового» типа зависят от суммарной доли глинистых прослоев в пачке породы, не расчленяемой на слои методами ГИС по вертикали, и не зависят от степени заполнения порового пространства скелета породы глинистым или глинисто-карбонатным цементом.

Такие коллекторы имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства, что определяет их недостаточную нефтенасыщенность. В таких коллекторах содержится рыхлосвязанная вода, которая, очевидно, не была вытеснена нефтью при формировании залежи. Процессы фильтрации в глинистых «рябчиках» имеют очень сложный и до конца неизученный характер. Такие геолого-физические параметры пласта существенно осложняют его разработку.

Рассмотрим пласт АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения. В нем выделяют три основных строения коллекторов. Это коллекторы с массивной текстурой, коллекторы с чередованием массивной и тонкослоистой текстуры, коллекторы с тонкослоистой текстурой (сложенной глинистыми породами типа «рябчик»)

Средняя обводненность по новым скважинам варьирует от 35,3% до 57,4%, при этом стартовая обводненность также отмечена на довольно высоком уровне – 51,9% при минимальном значении 5,4% и максимальном 98,6% [6].

Основными причинами высокой начальной обводненности являются:

- недонасыщенность коллектора нефтью и наличие в нефтенасыщенном поровом объеме рыхлосвязанной пластовой воды;
- проникновение трещин в нижележащие заводненные интервалы пласта АВ₁³ при проведении ГРП.

Для сравнения на рисунке 5 приведена динамика среднегодовых дебитов новых скважин различного профиля.

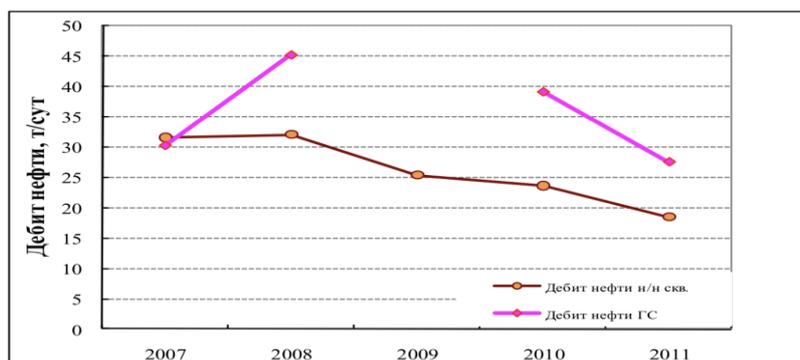


Рисунок 5 – Самотлорское месторождение. Объект АВ₁¹⁻². Динамика дебитов скважин, пробуренных в 2007-2011 гг

Как по горизонтальным, так и по наклонно-направленным скважинам наблюдается снижение дебитов уже работающих пробуренных скважин.

Бурение горизонтальных скважин на участке позволяет добиться небольшого прироста дебита нефти, по сравнению с ГРП в наклонно-направленных скважинах. При этом снизить объемы попутно добываемой воды за счет меньшей обводненности. Несмотря на более высокие начальные дебиты жидкости ГС, на двенадцатый месяц работы удельная накопленная добыча нефти для них составляет 8,5 тыс. т/скв. против 8,6 тыс. т/скв по ННС с ГРП. При этом накопленный удельный водонефтяной фактор по ГС на двенадцатый месяц работы незначительно отличается 0,67 против 0,72 [6].

В массивных коллекторах бурение ГС позволило достичь более высоких дебитов в сравнении с ННС и скважин в которых было выполнено ГРП.

На рисунке для сравнения показателей работы были взяты 3 горизонтальные скважины с пологим участком ствола и 3 скважины с

синусоидальным (S) участком (скважины 19858 и 19914 куста 2041 и скважина 19957 куста 2019) с одинаковым направлением ствола и количеством ГРП.

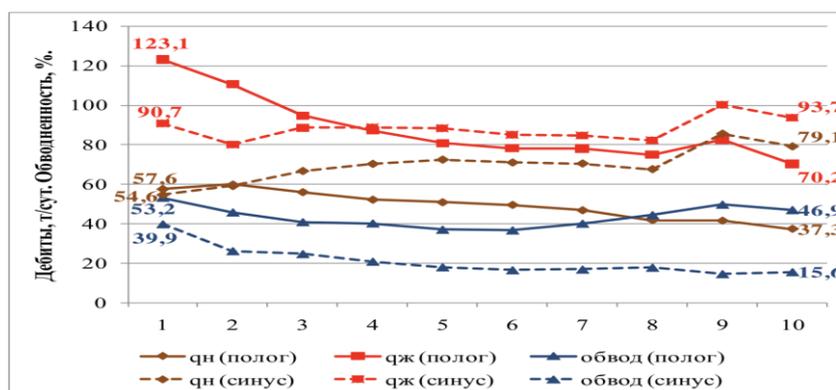


Рисунок 6 – Динамика показателей работы, приведенные к одной дате, по горизонтальным скважинам с различными профилями стволов

Как можно заметить на скважинах с синусоидальным профилем горизонтального участка ствола отмечается с уменьшением обводненности с 39,9% до 15,6% увеличивается дебит нефти на 27% с 54,6 т/сут до 79,1 т/сут.

Таким образом, скважины с синусоидальным профилем ствола, несмотря на меньший начальный дебит жидкости имеют более низкую стартовую обводненность и характеризуются более стабильной работой скважин.

Хотя количество горизонтальных скважин с разным типом окончания мало, необходимо отметить, что скважины с волнообразным типом горизонтальной части более эффективны [6].

Также сравнивали направление горизонтального ствола. Статистические показатели работы скважин с субмеридиональным направлением оказались выше показателей скважин с широтным направлением ствола, что свидетельствует о проявлении латеральной анизотропии пласта АВ₁¹⁻².

1.3. Обзор современных видов заканчивания

Заканчивание скважин – это комплекс процессов по вскрытию пластов разнообразных пород, последующее закрепление участка забоя, стимуляция притока и освоение искомым залежей полезных ископаемых.

Вместе с освоением также происходит оценка характеристик многих пластов. Процесс производится многими способами. Среди самых распространенных – многозабойный, обсаживание, без применения обсадной колонны. Вторым из перечисленных методов заканчивания скважин – самый распространенный и широкоприменимый.

Известны аналитические решения для оценки продуктивности добывающих вертикальных, горизонтальных и наклонно-направленных скважин, которые широко применяются при проектировании разработки месторождений. Однако, необходимость применения в настоящее время скважин с протяженным горизонтальным окончанием для вскрытия разнопроницаемых пропластков в слоистых пластах стволами с обусловленной требованиями эксплуатации волнообразной траекторией по пласту, требует новых решений, позволяющих корректно определять их продуктивность.

Разработка месторождений многоствольными и многозабойными горизонтальными скважинами является перспективным направлением в развитии нефтяной и газовой промышленности. Эффективность эксплуатации таких скважин напрямую зависит не только от геологических условий, но и особенностей конструкции забоев, определяемых типом заканчивания, в частности, конфигурации фильтров-хвостовиков, или характеристик перфорации при цементируемом типе заканчивания. Таким образом, на этапе проектирования разработки месторождения и проектирования строительства скважины встает проблема определения параметров работы многозабойной горизонтальной скважины для определенных геологических условий с учетом особенностей конструкции забоев.

При этом необходимо учитывать не только свойства флюида и фильтрационно-емкостные свойства пласта, а также интерференцию стволов между собой и гидравлические процессы, которые возникают при слиянии потоков в эксплуатационной колонне, из перфорационных каналов и боковых стволов, влияющие на общую продуктивность скважины.

При проектировании и разработке нефтяных и газовых месторождений основной характеристикой скважин является их продуктивность. При вычислении продуктивности скважины необходимо учитывать множество факторов: депрессию, свойства флюида и пласта, конструкцию скважины, ее расположение в пласте относительно кровли и подошвы, конструкцию забоя наличие перфорационных отверстий, плотность перфорации, параметры перфорационных каналов и т. д.

Большинство как нефтяных, так газовых скважин являются гидродинамически несовершенными. Несовершенные скважины бывают трех видов:

1. Скважина с открытым забоем, частично вскрывающая пласт на некоторую величину – несовершенная скважина по степени вскрытия;
2. Скважина с перфорированным забоем и вскрывающая пласт на полную толщину – несовершенная скважина по характеру вскрытия;
3. Скважина, перфорированная не на всю толщину пласта и вскрывающая его частично – несовершенная по степени и характеру вскрытия (двойной вид несовершенства).

Несовершенство скважины с открытым стволом проявляется в том, что в призабойной зоне пласта с конечной мощностью отсутствует радиальность потока по причине, обусловленной конструкцией забоя или фильтра. Несовершенство может быть вызвано наличием в пласте подошвенной воды или газовой шапки. В таком случае пласт вскрывается не на всю мощность с целью продления срока работы скважины без притока воды к забою, так как он ведет к снижению дебита нефти и газа или иным осложнениям. Такой вид несовершенства называется несовершенством по степени вскрытия (рисунок 7).



Рисунок 7 – Виды гидродинамического несовершенства вертикальных скважин

Скважина, хотя и доведенная до подошвы пласта, но сообщающаяся с пластом только через отверстия в колонне труб, в цементном кольце или в специальном фильтре, называется несовершенной по характеру вскрытия пласта. Несовершенство скважин по характеру вскрытия обычно обуславливается коллекторскими свойствами и обсадная колонна необходима для предотвращения разрушения призабойной зоны, что может произойти в случае слабоцементированных пород.

На практике чаще всего встречаются скважины несовершенные как по степени, так и по характеру вскрытия пласта (рисунок 7).

Подбирая интенсивность расходов и используя метод суперпозиции действительных и отображенных стоков, М. Маскет получил формулу для дебита гидродинамически несовершенной по степени вскрытия пласта скважины [7].

$$Q = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu\zeta} \quad (5)$$

$$\zeta = \frac{1}{2\bar{h}} \left(2\ln \left(\frac{4h_0}{r_c} \right) - \varphi(\bar{h}) \right) - \ln \left(\frac{4h_0}{R_k} \right) \quad (6)$$

где Q – объемный дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$;

$(p_k - p_c)$ – депрессия, Па;

μ – вязкость, Па*с;

k – коэффициент проницаемости, м^2 ;

h_0 – толщина пласта, м;

\bar{h} – относительное вскрытие пласта, д.ед.;

R_k – радиус контура питания, м;

$\varphi(\bar{h})$ – функция логарифмической зависимости и гамма-функции Эйлера.

Формулой Маскета можно пользоваться и когда радиус контура питания меньше толщины пласта, до соотношения $\frac{h_0}{2} \leq R_k$. Но в этом случае формула Маскета будет давать менее точные результаты.

Большая часть нефтяных и газовых скважин в силу различных геологических и технических причин вскрывают коллекторы не на всю мощность. Аналитические решения для притока к несовершенным скважинам следуют из формулы Дюпюи для совершенных скважин, введением в нее коэффициента дополнительного фильтрационного сопротивления C_1 , который учитывает несовершенство по степени вскрытия.

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + C_1 \right]} \quad (7)$$

где C_1 – коэффициент дополнительного фильтрационного сопротивления при частичном вскрытии пласта.

Формула притока в реальную скважину (фактический приток), пробуренную на нефтяной пласт и имеющую все перечисленные виды гидродинамического несовершенства, может быть записана в следующем виде [8]:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + C_1 + C_2 + S_6 + S_{ц} + S_{п} \right]} \quad (8)$$

где C_2 – безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия продуктивного пласта (перфорация);

S_6 – безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по качеству вскрытия продуктивного пласта бурением (скин-эффект из-за ухудшения проницаемости породы при первичном вскрытии пласта бурением);

$S_{ц}$ – безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по качеству цементирования (скин-эффект из-за ухудшения проницаемости породы при цементировании обсадной колонны);

$S_{п}$ – безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по качеству

вскрытия продуктивного пласта перфорацией (скин-эффект из-за ухудшения проницаемости породы при перфорации скважины).

Скин-фактор – это константа, связывающая падение давления в присквжважинной зоне, дебит и гидропроводность породы.

Влияние перфорационных отверстий, оказываемое на производительность скважины, может быть значительным. Поэтому необходимо проведение расчетов потерь давления в перфорационных каналах. Данные методики расчетов были предложены Мак-Леодом и Каракасом/Тэриком.

Потери давления в ПК рассчитываются с использованием модифицированной формулы Джонса, Блонта, Глэйза, предложенной Мак-Леодом. Он рассматривал индивидуальный перфорационный канал, как миниатюрную скважину с уплотненной зоной уменьшенной проницаемости вокруг канала (рисунок 8). Формулы для расчета потерь давления через ПК:

$$p_{пл} - p_z = a q_0^2 + b q \quad (9)$$

Где константы a и b определяются по таблице. Приток q_0 в данной формуле не является дебитом скважины, а представляет собой поток через отдельно взятый ПК [9].

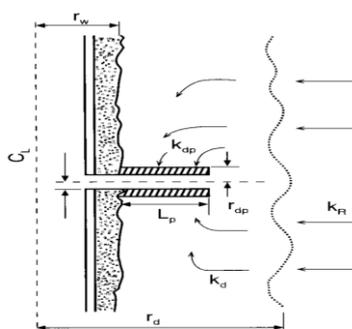


Рисунок 8 – Приток в перфорационный канал

Анизотропия породы влияет на псевдовертикальный скин s_v и, следовательно, на выбор эффективного радиуса перфорационного отверстия, так как в анизотропных пластах приток к перфорации в вертикальной плоскости

эллиптический. В этом случае эффективный эквивалентный радиус рассчитывается как [9]:

$$r_{pe} = \frac{r_p}{2} \left(1 + \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right) \quad (10)$$

где k_h – горизонтальная проницаемость, мДа;

k_v – вертикальная проницаемость, мДа;

r_p – радиус перфорационного отверстия.

Метод Каракаса и Тэрика

С практической точки зрения метод Мак-Леода позволяет дать хорошую оценку потерь давления на перфорации. Тем не менее эта модель недостаточно изошренная, чтобы учитывать фазовые эффекты и спиральное распределение перфорационных отверстий по стволу скважины. Каракас и Тэрик разработали полуаналитическое решение комплексной проблемы объемного (3Д) притока в спиральную систему перфорационных отверстий ствола скважины. Эти решения представлены для двух случаев:

1) Задача с плоским (2Д) притоком, применимая для безразмерного расстояния между ПО (большая глубина проникновения или высокая плотность перфорации). В данном случае пренебрегают вертикальной компонентой притока в перфорационные каналы;

2) Задача с объемным (3Д) потоком вокруг перфорационного канала, применимы при малой плотности перфорации.

Каракас и Тэрик представили потери давления на перфорации в виде псевдоскинов, сделавших возможность включить эффект перфорации в модификации индикаторных кривых при расчете производительности скважины [9].

Приток скважины в перфорированную скважину при установившемся режиме:

$$q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu B \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s_t \right]} \quad (11)$$

где ΔP – депрессия, Па;

μ – вязкость, Па*с;

k – коэффициент проницаемости, м²;

h – толщина продуктивной части пласта, м;

s_t – суммарный скин фактор, включающий псевдоскин, вызванный перфорацией (получаемый по результатам испытания скважин).

Потери давления в гравийной набивке

Гравийная набивка производится для контроля выноса песка в нефтяных и газовых скважинах. Вынос песка часто становится проблемой в добыче, вызывая уменьшение дебитов, эрозию наземного и скважинного оборудования, приводящую к смятию колонны. Типичное сечение скважины с гравийной набивкой представлено на рисунке 9. На рисунках показан путь течения жидкости до ее попадания в ствол скважины. Оценка производительности скважины с гравийной набивкой требует расчета потерь давления в набивке [9].

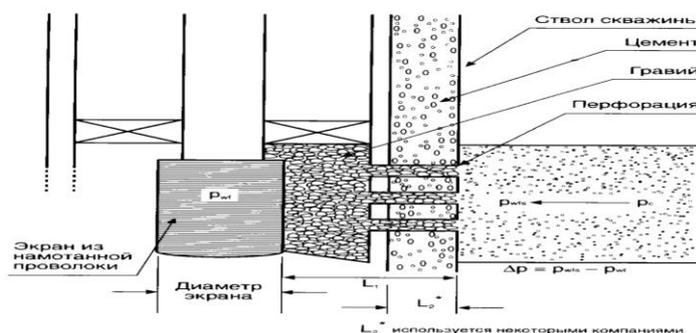


Рисунок 9 – Схема гравийной набивки

$$p_{пл} - p_z = \Delta p = aq^2 + bq \quad (12)$$

$$\Delta p = \frac{9,08 * 10^{-13} \beta V_0^2 p L}{A^2} (q^2) + \frac{\mu V_0 L}{1,127 * 10^{-3} k_g A} (q) \quad (13)$$

$$\beta = \frac{1,47 * 10^7}{k_g^{0,55}} \quad (14)$$

где q – дебит, баррелей в день;

β - коэффициент турбуленции, фут⁻¹;

V_0 – объемный коэффициент нефти;
 ρ – плотность жидкости, фунтов/фут³;
 L – длина участка линейного притока, футов;
 A – суммарная площадь, открытая притоку, футов²;
 $(A \text{ — площадь перфорационного отверстия} * \text{плотность перфорации} * \text{интервал перфорации});$
 k_g – проницаемость гравия, мДарси.

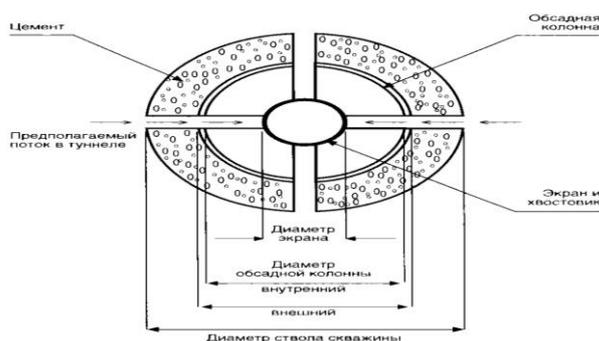


Рисунок 10 – Сечение гравийной набивки по перфорационному каналу

Эффект разрушенной зоны.

При условии линейного притока к перфорации влиянием поврежденной или уплотненной зоны можно пренебречь. В случае объемного притока дополнительный скин, возникающий в поврежденной зоне, можно рассчитать следующим образом [9]:

$$s_c = \frac{h}{l_p} \left(\frac{k}{k_c} - 1 \right) \ln \frac{r_c}{r_p} \quad (15)$$

где проницаемость и радиус поврежденной зоны (k_c , r_c) могут быть рассчитаны по методу Мак-Леода.

1.4. Обзор методов прогнозирования продуктивности вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин

Существует ряд расчетных формул, полученных разными авторами для определения производительности горизонтальных скважин. Они отличаются друг от друга принятой геометрией области дренирования пласта (форма круга,

эллипса, прямоугольника), с учетом или не учетом анизотропии пласта по проницаемости.

Решение задачи о притоке к горизонтальным скважинам было рассмотрено в различных постановках. Ю. П. Борисовым [10] получена расчетная формула для определения дебита горизонтальной скважины при круговой форме зоны дренирования:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left(\ln \left(\frac{4R_k}{L} \right) + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right)} \quad (16)$$

где Q – объемный дебит жидкости, м³/с;

ΔP – депрессия, Па;

μ – вязкость, Па·с;

k – коэффициент проницаемости, м²;

h – эффективная мощность пласта, м;

R_k – радиус контура питания, м;

r_c – радиус скважины, м;

L – длина горизонтального ствола, м.

Г.М. Giger [10] получил формулу для зоны дренирования в форме усеченного эллипсоида:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left[\ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2R_k}\right)^2}}{\frac{L}{2R_k}} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_c} \right) \right]} \quad (17)$$

Формула S. D. Joshi [10] для эллиптического пласта с границами применимости $L > h$ и $L < 1,8 R_k$ имеет вид:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_c} \right) \right]} \quad (18)$$

где a – большая полуось зоны дренирования, м.

$$a = \frac{L}{2} \left(0,5 + \left[0,25 + \left\{ \frac{2R_k}{L} \right\}^4 \right]^{0,5} \right)^{0,5} \quad (19)$$

Формулы справедливы для установившегося режима фильтрации при движении жидкости по линейному закону Дарси. При выводе данных формул авторами рассматривался изотропный пласт, но практика разработки нефтегазовых месторождений показывает, что различие вертикальной и горизонтальной проницаемости оказывает существенное влияние на эффективность эксплуатации добывающих скважин. Для анизотропного пласта следует масштабировать координаты, домножая линейные размеры на соответствующую составляющую анизотропии, а само решение производить с использованием эквивалентной проницаемости пласта k_{eq} .

$$k_{eq} = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (20)$$

Вертикальная χ_v и горизонтальная χ_h составляющие анизотропии равны

$$\chi_v = \sqrt{\frac{k_{eq}}{k_v}} \quad (21)$$

$$\chi_h = \sqrt{\frac{k_{eq}}{k_h}} \quad (22)$$

Поэтому, для учета анизотропии применяется представление толщины пласта в виде [13]:

$$h^* = h\chi_v \quad (23)$$

где h^* – приведенная толщина анизотропного пласта, м.

Радиус скважины также заменяется на r_c^* .

$$r_c^* = \frac{1 + \chi_h}{2\chi_h} r_c \quad (24)$$

где r_c^* – приведенный радиус скважины, м.

Использование таких расчетных формул позволяет оценить эффективность применения горизонтальных скважин относительно вертикальных, рассчитав отношение продуктивностей.

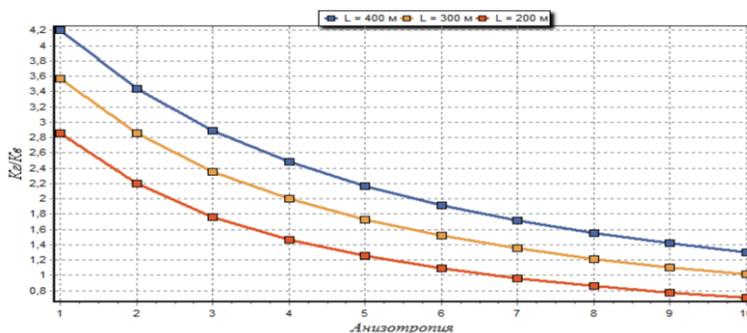


Рисунок 11 – Отношение продуктивностей горизонтальной (метод Борисова) и вертикальной скважины при различной анизотропии и длине горизонтального ствола

Как видно из рисунка 11, применение горизонтальных скважин нецелесообразно в пластах с низкой вертикальной проницаемостью. Например, в сильно анизотропном пласте скважина с небольшой длиной горизонтального ствола может быть менее эффективна, чем вертикальная.

На рисунке 12 показано влияние мощности пласта на эффективность разработки горизонтальной скважиной.

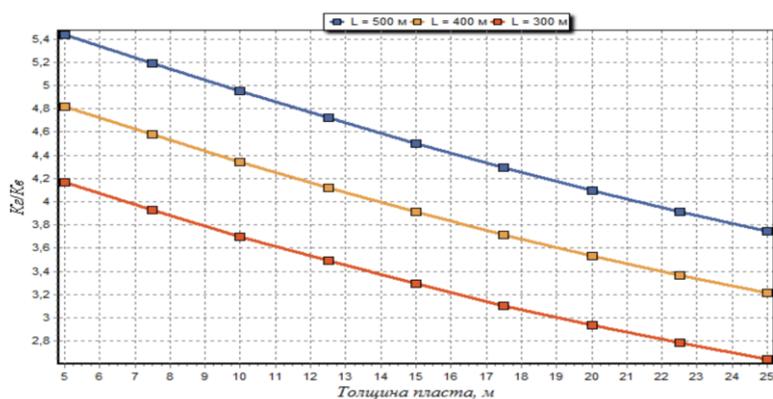


Рисунок 12 – Отношение продуктивностей горизонтальной (метод Борисова) и вертикальной скважины при различной толщине пласта и длине горизонтального ствола

Приведенные зависимости подтверждают, что горизонтальными скважинами целесообразно разрабатывать маломощные пласты и пласты с высокой вертикальной проницаемостью.

Для наклонных скважин известно решение Ю. П. Борисова [10]:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left(\ln \left(\frac{4R_K}{l \sin(\alpha)} \right) + \frac{h}{l} \ln \frac{h \sin(\alpha)}{2r_c} \right)} \quad (24)$$

где α – зенитный угол, °;

l – длина наклонного участка, м.

Наклонной называется скважина с зенитным углом $25^\circ < \alpha \leq 55^\circ$. Проведя аналогичные преобразования для анизотропного пласта сравним продуктивность наклонной и вертикальной скважин в диапазоне изменения $25^\circ < \alpha \leq 55^\circ$ (рисунок 13).

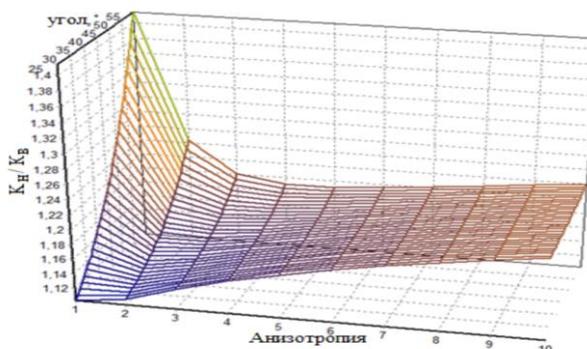


Рисунок 13 – Отношение продуктивностей наклонной и вертикальной скважины при различной анизотропии и зенитном угле

Наилучшие показатели ННС при низком параметре анизотропии и наибольшем зенитном угле. В случае высокого показателя анизотропии предпочтение отдается вертикальной скважине.

Для варианта ГС с МГРП используют формулу Ли на установившемся режиме течения:

$$q_i = \frac{17,054\Delta P}{A} \quad (25)$$

$$A = \mu B \left[\frac{L^* - x_f}{10^{-3} * kh(L_{f1} + L_{f2})} + \frac{1}{10^{-3} * khx_f(\frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}})} + \frac{x_f}{10^{-3} * k_f h w} + \frac{1}{10^{-3} * k_f w \pi} \left(\ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) - \frac{\pi}{2} \right) \right] \quad (26)$$

$$q = \sum_{i=1}^n q_i \quad (27)$$

где L^* – расстояние от горизонтального ствола до границы резервуара, [м];

L_{f1} – расстояние от трещины до соседней трещины слева, [м];

L_{f1} – расстояние от трещины до соседней трещины справа, [м];

k_f – проницаемость трещины, [мД];

x_f – полудлина трещины, [м];

w – ширина трещины ГРП, [м];

n – количество трещин ГРП, [шт];

q_i – приток в одну трещину ГРП, [м³/сут].

1.5. Сравнительный анализ основных формул подсчета дебита горизонтальной скважины

При выводе формул (16) - (18) использовались следующие предложения:

- 1) Пласт считаем изотропным;
- 2) Пластовая жидкость полагается вязкой, но несжимаемой;
- 3) Фильтрация пластовой жидкости подчиняется закону Дарси;
- 4) Нефтяная залежь представляет собой круговой цилиндр высоты h с естественным режимом питания;
- 5) Режим фильтрации стационарный;
- 6) Пластовая жидкость характеризуется средними значениями вязкости;
- 7) Трение в скважине не учитывается.

Рассмотрим каждую зависимость более подробно.

Приток жидкости к эллиптической скважине:

$$Q = \frac{2\pi kh \Delta P}{\mu \left(\ln \left(\frac{4R_k}{L} \right) \right)} \quad (28)$$

Полное фильтрационное сопротивление можно представить суммой 2-х сопротивлений: внешнего – от контура питания до прямолинейной вертикальной галереи, совпадающей с проекциями горизонтальной скважины на кровлю (или подошву) пласта, и внутреннего, обусловленного тем, что мы имеем в действительности не галерею, а скважину [11].

Внешнее сопротивление:

$$\Omega = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{4R_k}{L} \quad (29)$$

Внутренне сопротивление:

$$\omega = \frac{\mu}{2\pi kL} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \quad (30)$$

Сумма указанных сопротивлений даст нам отношение перепада давления к дебиту горизонтальной скважины:

$$\frac{\Delta P}{Q} = \frac{\mu}{2\pi kh} \left(\ln \left(\frac{4R_k}{L} \right) + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right) \quad (31)$$

Откуда получаем формулу Борисова.

Для пласта с различной горизонтальной и вертикальной проницаемостями уравнение Лапласа, которое описывает установившийся режим фильтрации потока:

$$k_H \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + k_V \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0 \quad (32)$$

Если $z' = z \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}$, то уравнение запишется в виде $\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z'^2} = 0$.

Таким образом, влияние анизотропии пласта можно учесть, если представить толщину пласта как: $h' = h \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}$, обозначив $\beta = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}$, из Борисова получим формулу, которая в литературе фигурирует под названием Григулецкого:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left(\ln \left(\frac{4R_k}{L} \right) + \frac{h\beta}{L} \ln \frac{h\beta}{2\pi r_c} \right)} \quad (33)$$

Рассмотрим цилиндрическую область дренирования скважины (в основании цилиндра лежит эллипс).

Трехмерную задачу фильтрации заменим двумя плоскими задачами. Рассмотрим течение жидкости в горизонтальном и вертикальном плане (рисунок 14) [11].



Рисунок 14 – Приток к ГС в вертикальном и горизонтальном плане

В общем виде дебит ГС в горизонтальном плане:

$$Q = \frac{2\pi k\Delta P}{\mu(\text{Arch}(\chi))} \quad (34)$$

Где χ отвечает за форму области дренирования. Для эллипсоидной формы $\chi = 2a/L$, тогда:

$$\text{Arch}(2a/L) = \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) \quad (35)$$

Дебит в горизонтальном плане:

$$Q_1 = \frac{2\pi k\Delta P}{\mu \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right)} \quad (36)$$

Для дебита в вертикальном плане:

$$Q_2 = \frac{2\pi k\Delta P}{\mu \ln \left(\frac{h}{2\pi r_c} \right)} \quad (37)$$

Скомбинировав Q_1 и Q_2 получим формулу Джоши для расчета дебита горизонтальной скважины.

Если в (18) $L/2a \leq 1/2$, то, $a \approx R_k$ и получается формула Джигера (17).

Данные формулы отличаются друг от друга первым слагаемым в знаменателе, который отвечает за приток в горизонтальном плане. Формулы Борисова и Джиггера получаются из формулы Джоши при различных аппроксимациях. Наиболее точной является формула Джоши [11].

2. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

2.1. Показатели эксплуатационных качеств скважины

Результатирующими критериями качества заканчивания скважин являются результаты гидродинамических исследований и опробования пластов: продуктивность, радиус зоны проникновения; проницаемость в зоне проникновения; скин-эффект в зоне проникновения и др.

В промысловой практике используется группа показателей эксплуатационных качеств законченной строительством скважины (ЭКС), отражающих достигнутый результат и соответствие запланированному назначению [12]:

1) Гидродинамическое совершенство призабойной зоны скважины, являющееся обобщающим показателем влияния конструкции забоя скважины, зоны проникновения и состояния коллектора в ПЗП на фильтрацию флюидов;

2) Технические показатели качества скважины, которое характеризуют:

- герметичность устьевого оборудования обсадных колонн, тампонажного камня, разобщающих мостов и пакеров;
- отсутствие перетоков по стволу скважины;
- профиль скважины;
- долговечность и работоспособность ствола и призабойной зоны скважины при эксплуатации;
- экологическая надежность;
- экономические показатели качества;
- рентабельность строительства и ремонтов скважины.

Основные ЭКС закладываются в проекте на строительство скважины, реализуются в процессе бурения, крепления и цементирования ствола, формирования призабойной зоны скважины и оцениваются при:

- испытаниях на герметичность;

- освоении;
- гидродинамических и геофизических исследованиях.

Чтобы иметь высокие ЭКС, необходимо уже на стадии проектирования планировать мероприятия, выполнение которых при строительстве, освоении и эксплуатации скважины обеспечит достижение проектного уровня качества. Исполнитель, осуществляющий строительство или ремонт скважины, стремится минимизировать затраты времени и средств, часто в ущерб эксплуатационным качествам.

Особое значение имеет гидродинамическое совершенство призабойной зоны скважины (ПЗС), т.к. достижение проектного или более высокого уровня дебита (или приемистости для нагнетательных скважин), даже при увеличении затрат и продолжительности заканчивания, сокращает период окупаемости строительства скважины. С другой стороны, низкий уровень гидродинамического совершенства ПЗС не даст возможности компенсировать затраты на строительство скважины.

ЭКС являются основным критерием строительства скважины и характеризуется [12]:

1) Гидродинамическим совершенством конструкции забоя, заложенной в проекте (ответственность проектировщика) и реализованной при заканчивании скважины (ответственность бурового подрядчика, осуществляющего строительство скважины). Показатели: коэффициент гидродинамического совершенства; показатель S – «скин-эффект»; показатель ОП – отношение реальной продуктивности к потенциальной; показатель ОГ – отношение гидропроводности призабойной зоны к удаленной и др.;

2) Герметичностью колонны, ствола и устьевого оборудования (ответственность бурового подрядчика, осуществляющего строительство скважины). Показатель – неизменность давления при опрессовках; нормальное распределение по стволу температуры, удельного сопротивления и других свойств, регистрируемых при промысловых геофизических исследованиях;

3) Техническим состоянием ПЗС (ответственность проектировщика, заложившего в проект технологии, допускающие загрязнение и деформацию коллектора, или бурового подрядчика, осуществляющего строительство скважины с нарушением технологии). Показатели – состояние контакта цементного камня с породой и колонной; равномерность заполнения цементным камнем заколонного пространства; коррозионная стойкость элементов крепи скважины; частота и сложность ремонтов и др.;

4) Положением ствола в пространстве (ответственность бурового подрядчика, осуществляющего строительство скважины). Показатели – попадание в круг допуска (коридор допусков для горизонтального ствола); параметры пространственного положения ствола скважины, наличие участков с предельными интенсивностями искривления ствола и др.

Эксплуатационные возможности скважины определяет ПЗС, прежде всего, ее гидродинамическое совершенство, которое должно обеспечивать приемлемый уровень дебита (или приемистости для нагнетательных скважин). Основные эксплуатационные качества скважин (ЭКС) закладываются в процессе бурения, крепления и цементирования ствола, формирования или восстановления ПЗС и зависят от [12]:

1) Конструкции забоя, гидродинамическое совершенство которого, при оптимальных функциональности и надёжности, обеспечивает в реальных горно-геологических условиях приемлемый уровень экономической эффективности;

2) Технологии формирования ПЗС, которая в той или иной степени воздействует на призабойную зону пласта (чаще всего, снижая её проницаемость).

Реализуемые технологии формирования и восстановления эксплуатационных качеств ПЗС должны обеспечивать ЭКС приемлемые для заказчика, использующего скважину, поэтому для обеспечения качества выполнения работ на этой стадии строительства скважины буровые подрядчики часто привлекают специализированные подразделения или сервисные компании.

2.2. Особенности современных технологий заканчивания скважин при выделении объекта разработки

Существуют несколько классификаций способов заканчивания скважин, наиболее распространенными из которых являются [13]:

- по типу взаимодействия «скважина — пласт» (открытый или обсаженный ствол);
- по количеству продуктивных пластов (однопластовое или многопластовое);
- по способу эксплуатации (естественное фонтанирование или механизированная добыча).

Заканчивание открытым стволом применяется только в продуктивных пластах с высокой прочностью пород, где нет опасности образования каверн или осыпания. Отсутствие обсадной колонны делает площадь контакта породы со стволом скважины максимальной. Чтобы твердая фаза не примешивалась к скважинной продукции, на участке открытого ствола может быть установлен фильтр со щелевидными пазами или перфорированная труба-хвостовик.

Подбор оборудования играет важнейшую роль при заканчивании скважин.

Оборудование должно:

- 1) Соответствовать температуре, давлению и условиям осевых нагрузок, создаваемых различными режимами работ;
- 2) Иметь высокий срок службы;
- 3) Выбор материала должен соответствовать условиям скважины.

Система однопластового заканчивания

В стандартном случае система однопластового заканчивания используется только одна обсадная колонна или колонна насосно-компрессорных труб (НКТ), а гидроизоляцию между колонной НКТ и обсадной колонной или хвостовиком обеспечивает пакер. Пакер часто считают наиболее важным инструментом в эксплуатационной колонне, поскольку его задача – обеспечить длительный гидроизоляционный барьер, совместимый и с пластовыми флюидами, и с флюидами в межколонном пространстве скважины [13].

На рисунке 15 пакер образует герметичное уплотнение внутри эксплуатационной колонны, которое изолирует колонну НКТ от надпакерной области. В надпакерной области находится жидкость для заканчивания скважины, содержащая ингибиторы коррозии для обсадной колонны. Ниже пакера располагаются различные приспособления для регулирования потока флюида, а также для свободного извлечения спускаемого на кабеле инструмента.



Рисунок 15 – Система однопластового заканчивания

Часто над и под пакером устанавливается вспомогательное оборудование. Ближе к верхней части колонны НКТ, но ниже границы дна обычно устанавливается клапан-отсекатель, который представляет собой устройство аварийного регулирования потока скважинных флюидов для защиты персонала, пласта и окружающей среды в случае аварии на устьевой арматуре или оборудовании. Непосредственно над пакером на колонне НКТ размещается скользящая муфта, которая обеспечивает циркуляцию раствора для заканчивания скважины по межколонному пространству. Для создания необходимого гидростатического давления над пакером и предупреждения коррозии требуется поддерживать поток флюида в межколонном пространстве. Посадочные ниппеля служат профилированными приемными гнездами, куда могут быть установлены пробки или штуцеры для регулирования потока, а также устройства для измерения дебита. Пазы или каналы в колонне НКТ

обеспечивают поступление углеводородов в колонну. Плавный возврат спущенного на кабеле инструмента внутрь колонны НКТ становится возможным с использованием направляющей воронки [13].

Одновременно-раздельная эксплуатация

Метод ОРЭ обычно используется в условиях, когда желательно разрабатывать две продуктивные зоны одновременно, сохраняя их изолированными друг от друга. На рисунке представлена компоновка для ОРЭ, которая зарекомендовала себя на месторождении ТПП “Урайнефтегаз” ООО “ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь”. Данная компоновка была использована на 11 скважинах. После чего общий прирост дебита составил 66 т/сут.

На рисунке 16 компоновка 1ПРОК-ОРЭ-1 с электроклапаном, предназначенная для добычи жидкости из двух объектов одним УЭЦН, дает возможность выполнять основные функции, а в ряде случаев и добиваться индивидуальных забойных давлений. Извлекаемый ремонтный пакер и устройство разъединения, разработанные для данной компоновки, позволяют герметично разобщить пласты, исключить влияние верхнего пласта и жидкости глушения на нижний пласт, производить ревизию УЭЦН без подъема пакерной части [14].

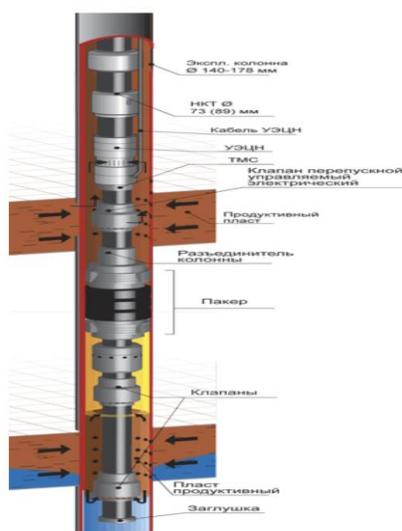


Рисунок 16 – однопакерная компоновка для одновременно-раздельной эксплуатации скважин погружным насосным оборудованием (на 35 МПа) с электрическим управляемым клапаном

Основные критерии выбора метода ОРЭ:

- Проницаемость пластов, предусмотренных для разработки единой сеткой скважин, с точки зрения целесообразности применения ОРЭ должна различаться не менее чем на 20 %;
- При незначительной разнице глубины залегания объектов целесообразность ОРЭ растет;
- Значительное содержание парафина в одном из пластов;
- Разница в вязкости нефти;
- Объекты, различающиеся по степени выработанности, значительной разнице величин пластовых давлений и состоянию обводненности пластов, в первую очередь рекомендуются под применение метода ОРЭ.

Заканчивание горизонтальных скважин

При проектировании разработки залежей углеводородов ГС одним из определяющих условий является учет особенностей геологического строения продуктивных пластов. Геолого-физическая модель продуктивного пласта является той базовой компонентой, которая позволит минимизировать ошибки при прогнозировании возможных отрицательных эффектов, соизмерять их с положительными и принимать обоснованное решение.

ГС могут применяться при разработке [15]:

1. Подгазовых нефтяных залежей;
2. Водонефтяных зон;
3. Морских месторождений нефти и газа;
4. Для добычи высоковязкой нефти и битумов;
5. Для третичной добычи остаточной нефти с увеличением нефтеотдачи истощенных пластов.

Высокое содержание газа в нефти является нежелательным фактором при разработке нефтяных месторождений, так как попутный газ препятствует фильтрации жидкости в скважине.

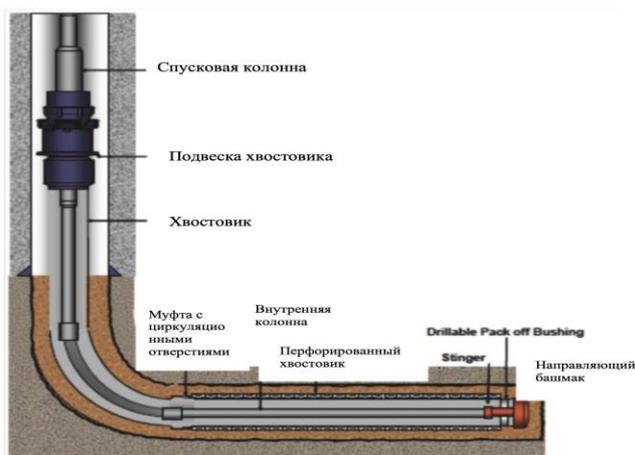


Рисунок 17 – Схема заканчивания стандартной горизонтальной скважины

Рассмотрим способ заканчивания ГС компании Schlumberger. Производится учет факторов при заканчивании всех ГС [16]:

- 1) Гибкость программы заканчивания;
- 2) Надежность оборудования;
- 3) Защита продуктивного пласта;
- 4) Увеличение проникновения в пласт для обеспечения дополнительной добычи.

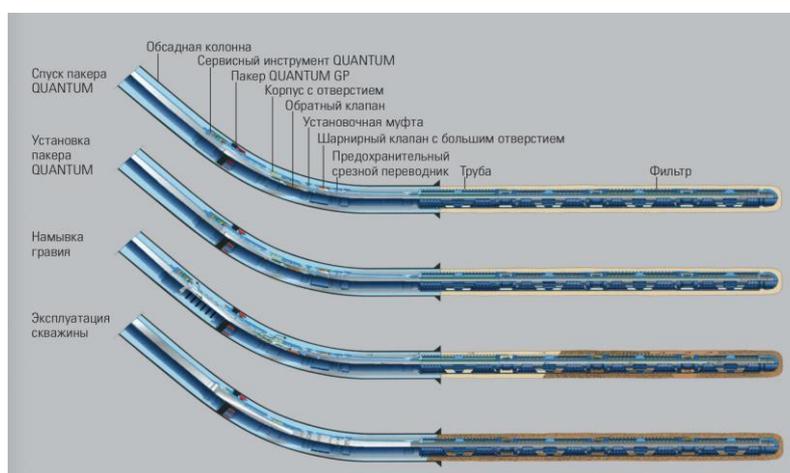


Рисунок 18 – Процесс заканчивания ГС

Порядок работ:

- 1) Спуск – циркуляция и вращение во время спуска может помочь в установке данного комплекта на свое место в скважине. В состав сервисного инструмента QUANTUM входят модули, которые препятствуют

преждевременной установке пакера во время прокачки и позволяют осуществлять промывку через данный сервисный инструмент и башмак фильтра.

2) Установка пакера – когда комплект противопесчаных устройств достиг нужной глубины и открытая часть ствола скважины оказалась промытой до чистого соляного раствора, пакер QUANTUM GP устанавливается путем бросания в скважину шара и создания в НКТ давления. Во время установки пакера инструмент NPS отсоединяется и это позволяет посадить пакер на место. Модуль HWD тоже отключается. В результате отключения модулей NPS и HWD сервисный инструмент превращается в стандартное создающее гравийный фильтр четырехпозиционное устройство. Затем устанавливается пакер QUANTUM GP.

3) Промывка – местоположения гравийных фильтров, скорости закачки и давления установлены; рабочая колонна прочищена и намывка гравийных фильтров завершена. Гравийный фильтр может быть намыт либо в сжатом, либо в циркулирующем режиме, с отбором возвратного флюида или без него. Фильтрационную корку бурового раствора, образовавшуюся на продуктивной части пласта, можно тоже обработать и удалить во время проведения операции.

4) Излишний гравий – излишняя гравийная пульпа возвращается на поверхность и измеряется. Во время возвращения флюидов противопесчаные устройства защищают паста от проникновения в него флюидов. Сервисный инструмент QUANTUM и промывочная труба извлекаются из скважины, а в нее спускается колонна НКТ. Во время выполнения данной операции продуктивный пласт также защищен от фильтрации в него флюидов.

5) Эксплуатация – поскольку пакер QUANTUM GP представляет собой извлекаемый эксплуатационный пакер, колонна НКТ спускается и уплотняется в пакере GP, а скважина вводится в эксплуатацию. Если нужно, то пакер QUANTUM GP можно извлечь одним рейсом подъемного инструмента [16].

Системы многоствольного заканчивания скважин

Системы многоствольного заканчивания скважин повышают отдачу пласта благодаря большей площади контакта стенок скважин с продуктивным

пластом. Технология обладает преимуществами перед такими способами заканчивания, как традиционное вскрытие пласта вертикальными и горизонтальными скважинами или проведение ГРП. Зачастую данная технология является единственным экономически оправданным средством разработки разобщенных частей продуктивного пласта, залежей спутников, расположенных по периферии основного месторождения, и небольших залежей с ограниченными по своей величине запасами [17].

Многоствольная скважина (МСС) – скважина, состоящая из основного ствола, из которого пробурен один или несколько боковых стволов (ответвлений) на различные продуктивные горизонты (пласты), при этом точка пересечения боковых стволов с основным стволом скважины находится выше вскрываемых горизонтов. Многозабойная скважина (МЗС) – скважина, состоящая из основного, как правило, горизонтального ствола, из которого в пределах продуктивного горизонта (пласта) пробурен один или несколько боковых стволов (ответвлений).

Наиболее эффективными являются скважины с малым числом стволов, с наибольшей длиной и разводкой стволов друг от друга. Другими условиями применения многоствольных скважин могут быть: значительное удорожание строительства горизонтальной скважины большой длины, а также потребность в достижении высоких продуктивностей скважины при разработке низкопроницаемых коллекторов, шельфовых месторождений и при добыче высоковязких нефтей и битумов. Окончательное решение о выборе траектории многоствольных скважин должно приниматься после гидродинамического моделирования и экономического обоснования.

Основные геологические характеристики указывающие на целесообразность применения многоствольных скважин [17]:

1. Изолированные скопления углеводородов в коллекторе;
2. Линзовидная форма коллектора, не допускающая использования одной горизонтальной или вертикальной скважины;

3. Обилие природных трещин в коллекторе, или достаточная проницаемость только по одному направлению;
4. Разработка с заводнением;
5. Залежи тяжелой нефти;
6. Залежи с низкой проницаемостью или малой естественной трещиноватостью;
7. Тонкослоистые пласты и многослойные залежи;
8. Обособленные части залежи;
9. Месторождения-спутники.

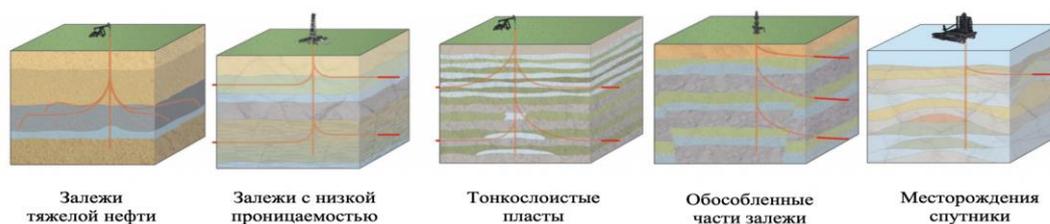


Рисунок 19 – Наиболее целесообразные геологические условия выбора
многоствольного типа заканчивания

Технология может применяться и для разработки месторождений, находящихся на поздних стадиях эксплуатации, имеющих низкое пластовое давление, а также содержащих пропущенные ранее углеводороды, скопившиеся в четко выраженных структурных или стратиграфических ловушках.

В тех случаях, когда величина запасов углеводородов, содержащихся в отдельных блоках залежи, экономически не оправдывает бурения специальной скважины с одним стволом, применив многоствольное заканчивание, можно объединить несколько обособленных частей залежи в единое целое.

Аналогично сказанному выше, многоствольные горизонтальные скважины позволяют осуществлять разработку небольших залежей и периферийных месторождений-спутников, которые практически невыгодно эксплуатировать посредством бурения обычных вертикальных, наклонных или горизонтальных скважин [17].

Применение многоствольных скважин эффективно показало себя на Ванкорском месторождении (Як 3-7).

СКВ	ГС (расчёт)		МСС (расчёт)		МСС (факт)	
	Лэф м	Q м3/сут	Лэф м	Q м3/сут	Лэф м	Q м/сут
8	900	123	1400	176	1416	195
9	620	151	1235	223	1571	282
10	1050	174	1640	200	1416	248
Σ	2570	448	4275	599	4403	725

Рисунок 20 – Расчетные и фактические показатели ГС относительно МСС

Эффективность относительно ГС выражается в [18]:

1. Увеличение охвата по площади и мощности пласта, как следствие увеличение стартового дебита и накопленной добычи на 15-20 %;
2. Увеличение затрат составляет 10%;
3. Прогнозные экономические показатели: увеличение NPV на 23 % увеличение DPI на 14%.

Применение многозабойных скважин также эффективно показало себя:

СКВ	ГС (расчёт)		МЗС (расчёт)		МЗС (факт)	
	Лэф м	Q м3/сут	Лэф м	Q м3/сут	Лэф м	Q м/сут
1	1000	109	1324	204	1718	310
2	700	132	1340	178	1197	205
3	700	119	1430	190	1390	191
4	700	127	2391	184	1980	214
5	1000	136	2320	189	2484	290
6	575	121	2672	164	1977	215
Σ	4675	744	11447	1109	10746	1425

Рисунок 21 – Расчетные и фактические показатели ГС относительно МЗС

Эффективность относительно ГС выражается в [18]:

1. Увеличение охвата по площади и мощности пласта, как следствие увеличение стартового дебита и накопленной добычи на 40/20% соответственно;
2. Увеличение затрат составляет 10-15%;
3. Прогнозные экономические показатели: увеличение NPV на 30 % увеличение DPI на 20 %.

На рисунке 22 представлена схема компоновки заканчивания с использованием пакера разбухающего типа, применяемого на Ванкорском месторождении.

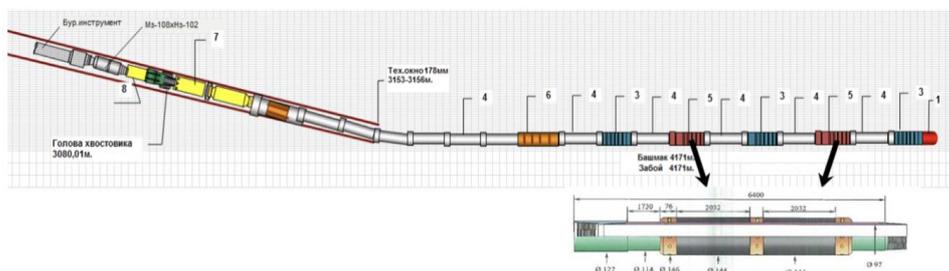


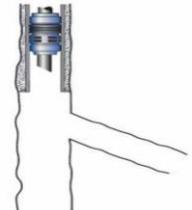
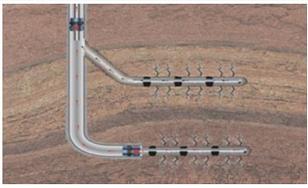
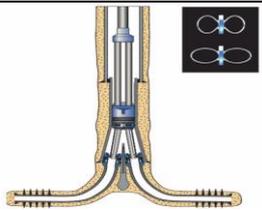
Рисунок 22 – Схема компоновки заканчивания бокового ствола

- где 1 – Башмак бурильной колонны;
- 2 – Головка хвостовика;
- 3 – Фильтр скважинный;
- 4 – Труба обсадная;
- 5 – Пакер разбухающий;
- 6 – Пакер гидравлический для манжетного цементирования;
- 7 – Подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая;
- 8 – Извлекаемая часть хвостовика.

Преимущество набухающих пакеров состоит в том, что в их конструкции отсутствуют подвижные части, что дает возможность избежать проведения специальных операций. Уплотнительный элемент у разбухающих пакеров обладает способностью к самовосстановлению герметизирующих свойств. Также достоинством таких пакеров является то, что их применение обеспечивает надежную и необратимую изоляцию пластов. Наиболее желательно использовать их в районах плотных перемычек и глин. Необходимо также проводить записи каверномера, для исключения из рассмотрения интервалов с высоким кавернообразованием для установки пакеров. Такие пакеры должны выдерживать перепад давления равной депрессии.

Существует 6 основных уровней по международной классификации многоствольных скважин TAML [19]:

Таблица 1 – Классификация TAML

Типы	Схема	Особенности
TAML 1		Основной ствол и боковые ответвления не имеют крепления обсадными трубами или в каждом стволе подвешенный хвостовик. Прочность сочленения и его гидравлическая изолированность целиком зависят от свойств породы, в котором находится место сочленения.
TAML 2		Основной ствол обсажен и зацементирован, боковой ствол имеет открытый забой или оснащен хвостовиком (фильтром). Сочленение гидравлически не изолировано.
TAML 3		Основной ствол обсажен и зацементирован, боковой ствол обсажен без цементированья (возможно крепление у точки разветвления без цементированья).
TAML 4		Основной и боковой стволы обсажены и зацементированы (боковой ствол имеет хвостовик (фильтр)).
TAML 5		Основной и боковой стволы обсажены и зацементированы (технологическое оборудование для добычи крепится с использованием пакеров). Сочленение герметично. (Может быть, а может не быть зацементировано).
TAML 6		Основной ствол имеет забойное разветвление и крепление оборудования для отдельной добычи. Сочленение герметично. (Использование только цемента для герметизации недостаточно).

2.3. Анализ факторов, влияющих на качество строительства горизонтальных скважин

Выбор способа заканчивания горизонтальных скважин

Выбор вида заканчивания горизонтальной скважины является ответственным этапом в проектировании. Он определяет диаметр ствола, длину горизонтального участка, максимальное значение интенсивности искривления. При выборе следует учесть тип коллектора, устойчивость ствола, необходимость изоляции водо- и газоносных участков, возможность выноса песка, виды

последующих работ с целью интенсификации притока и капитального ремонта [20].

В настоящее время наиболее широко применяются три схемы заканчивания [20]:

- открытым стволом;
- спуском перфорированного хвостовика;
- спуском эксплуатационной колонны с последующим цементированием и перфорацией;
- с гравийной набивкой.

Заканчивание скважины открытым стволом наиболее экономично, так как не требует дополнительных затрат средств и времени, вместе с тем при этом возможны обрушение ствола, вынос песка, возникают трудности при определении зон поступления флюида в скважину с целью дальнейшей интенсификации притока или изоляции водо- и газоносных зон [20].

Заканчивание путем спуска перфорированного хвостовика позволяет в какой-то мере закрепить ствол от обрушения. В случае если возможен вынос песка, на перфорированной трубе устанавливается проволочный фильтр, однако, спускать такой хвостовик можно только в скважины со сравнительно малой интенсивностью искривления. В противном случае проволочная намотка может быть повреждена. С этой же целью может быть использован хвостовик со щелевой перфорацией. Ширина щели может быть до 0,01 мм. Такие фильтры изготавливаются с использованием лазерной технологии. Фильтровые части хвостовика располагаются против наиболее проницаемых участков ствола, а расстояние между ними может достигать до 40-50 м [20].

Вынос песка в горизонтальный ствол всегда больше, чем в вертикальный, так как напряжения в стенках скважины существенно выше. В отличие от вертикальных скважин, имеющих зумпф, в горизонтальных скважинах вынесенный песок скапливается в перфорированной части, снижая дебит. Уменьшить вынос песка можно путем снижения депрессии на пласт до рационального подбора фильтров. При таком виде заканчивания, так же, как и в

предыдущем случае, затруднена изоляция нежелательных зон притока горизонтального ствола (вода, газ), и возникают проблемы с обработкой ствола для интенсификации притока нефти. Тем не менее, этот способ имеет наибольшее распространение.

На месторождениях Западной Сибири заканчивание скважин осуществляется, как правило, путем спуска фильтра-хвостовика. Фильтр ФГС-114 состоит из корпуса (труба диаметром 114 мм), в котором просверлены отверстия диаметром 12 мм. В отверстия вставляются герметизирующие пробки из алюминиевого сплава, которые разрушаются при кислотной обработке перед началом эксплуатации скважины. На корпус наматывается проволока с образованием щелей шириной 0,20-0,25 мм. Длина фильтра около 2 м. Общая длина фильтровой части хвостовика определяется исходя из длины горизонтального участка ствола, а порядок расстановки фильтров уточняется по материалам геофизических исследований [20].

Заканчивание путем спуска обсадной колонны с цементированием и последующей перфорацией имеет ряд существенных преимуществ. К их числу относятся [20]:

- возможность обработки отдельных зон для интенсификации притока;
- исключение обрушение ствола;
- управление газо- и водонефтяным контактом;
- возможность изоляции зон притоком воды или газа, как в начальной стадии, так и при последующей эксплуатации.

Однако этот способ дорог, и в процессе эксплуатации скважины возможен вынос песка. Несмотря на имеющиеся трудности, доля скважин, заканчиваемых цементированием обсадных колонн, возрастает, так как облегчается их последующая эксплуатация.

Исходя из указанных выше преимуществ и недостатков, можно сформулировать следующие общие принципы выбора способа заканчивания:

1) Заканчивание открытым стволом рационально при небольшой длине горизонтального участка, что имеет место при малых радиусах искривления, в устойчивых породах, когда вынос песка незначителен, а наличие зон водо- и газопоступления маловероятно;

2) Заканчивание с использованием перфорированного хвостовика рационально в скважинах со средним радиусом кривизны, но может быть использовано и в других случаях, когда породы относительно устойчивы, но возможен значительный вынос песка, а продуктивный горизонт, более-менее однороден;

3) Заканчивание цементированием обсадной колонны рационально в неустойчивых породах со сложным строением пласта, однако, вынос песка при этом должен быть невелик, скважина пробурена по профилю с большим или средним радиусом искривления с большой длиной горизонтального ствола [20].

2.4. Интеллектуальное заканчивание горизонтальных скважин в условиях неоднородных коллекторов

2.4.1. Использование устройств контроля притока

Для эффективной работы скважины необходимо уделять большое внимание обоснованию и выбору рациональной конструкции забоя добывающих скважин. Рассмотрим основные типы устройств контроля притока на рисунке 23.

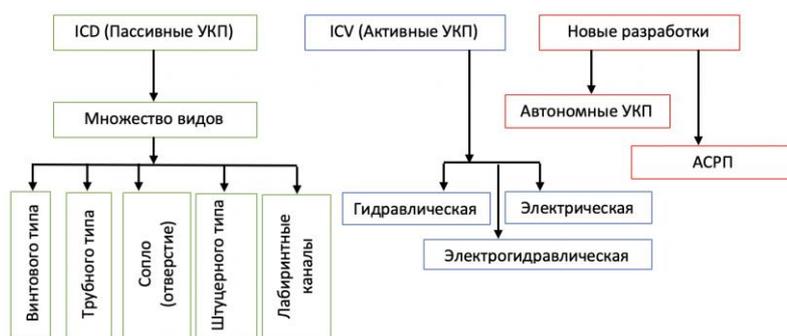


Рисунок 23 – Основные типы устройств контроля притока

Пассивные устройства контроля притока (ICD)

ICD является пассивным ограничителем потока, предназначенных для управления потока текучей среды из пласта в скважину. В состав таких

устройств входит ограничитель потока, который создает дополнительный перепад давления, зависящий от объема поступающей жидкости: чем выше дебит, тем больше перепад давления. Данное устройство ограничивает приток из высокопроницаемых участков, выравнивая фронт вдоль ствола скважины. В настоящее время различают несколько типов: штуцерные, сопловые, трубчатые, винтовые и лабиринтные.

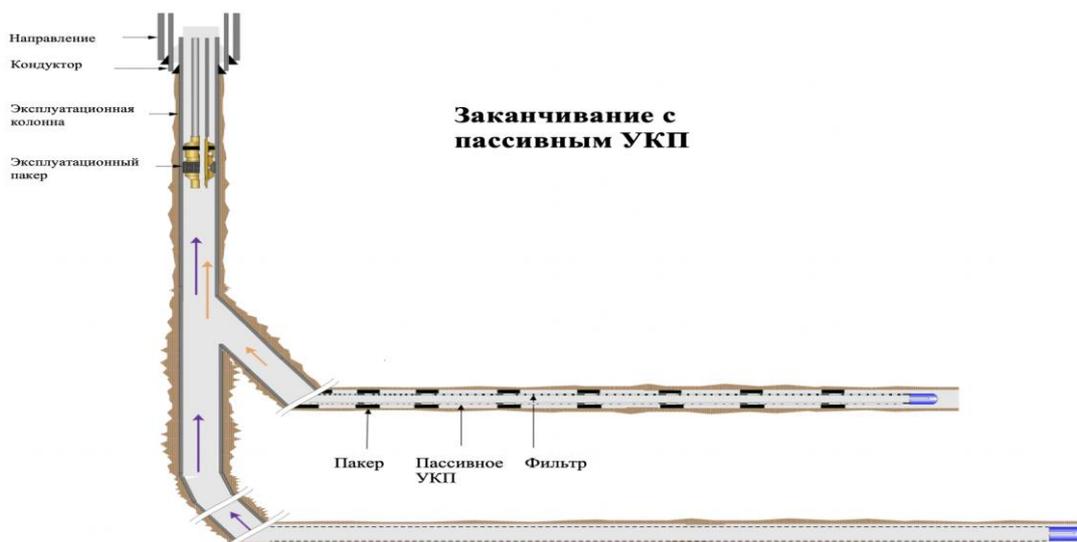


Рисунок 24 – Компонка заканчивания скважины с пассивным УКП

Таблица 2 – Основные типы пассивных устройств контроля притока

Типы	Производитель	Особенности
Лабиринтный	 Baker Hughes	Потеря давления в результате трения, возникающего по мере движения флюида в лабиринте Менее подвержен эрозии
Винтовой	 Baker Hughes	Потеря давления в результате трения, возникающего по мере движения флюида по винтовому участку
Трубчатый	 Halliburton	Гидравлическое сопротивление за счет использования трубок в системе
Сопло	 Weatherford	Больше подвержен эрозии от высоких скоростей потока
Штуцерный	 Weatherford Schlumberger ResLink	Гидравлическое сопротивление за счет наличия штуцеров в системе

Активные устройства контроля притока (ICV)

ICV, в отличие от ICD, являются «активными» устройствами. Контроль проводится с поверхности, чтобы уменьшить нежелательную добычу жидкости, улучшить коэффициент извлечения, избежать дорогостоящих вмешательств в скважину и уменьшить неопределенность добычи.

Активные УКП также можно разделить на три типа:

- 1) Двухпозиционные клапаны с двумя положениями; либо полностью открыт, либо полностью закрыт;
- 2) Многопозиционные клапаны (6-11 позиций);
- 3) Бесступенчатые клапаны, которые могут принимать любое положение. Эти клапаны обеспечивают максимально гибкое управление.

Сегодня технология ICV обеспечивает ограниченное количество клапанов на скважину. На сегодняшний день максимум 6 клапанов могут быть использованы в одной скважине. Это связано с необходимыми гидравлическими и электрическими контрольными линиями для обеспечения срабатывания клапанов. Различают электрические, гидравлические и электрогидравлические клапаны.



Рисунок 25 – Многопозиционный клапан и клапан с неограниченным количеством позиций



Рисунок 26 – Компонировка заканчивания скважины с активным УКП

Автономные устройства контроля притока

Автономные УКП, в отличие от пассивных устройств, способны ограничить приток именно нежелательной фазы после ее прорыва, не уменьшая начальный приток нефти в скважину. АУКП производит разделение фаз, увеличивая производительность пассивного УКП, создавая дополнительное ограничение потока для нежелательных флюидов [21].

Особенности АУКП:

- Возможность корректировки характеристик дренирования;
- Работает автономно;
- Не требует вмешательства;
- Возможность блокирования внутренней зоны или давления притока в случае прорыва воды или газа;
- Более полное блокирование флюидов высокой плотности, а также быстрое блокирование притока нефти, воды или газа;
- Препятствуют заводнению скважины, что позволяет контролировать уровень притока и блокировать поступление нежелательных флюидов, способствует быстрому восстановлению скважины, низкой обводненности и оптимальной добыче.

Рассмотрим два известных коммерческих продукта, успешно прошедших испытания в полевых условиях: RCP (Rate Control Producton) клапаны компании Tendeka и FD (Fluid Diode) компании Halliburton.

1) Технология RCP

Регулирование происходит таким образом, что в движущемся потоке флюидов наблюдается снижение давления. Чем больше скорость потока, тем сильнее в нем падение давления. Если скорость потока над диском достаточно высока, создавшийся перепад давления поднимает диск и блокирует область прохождения потока, что неизбежно приводит к запираанию потока. Поскольку скорости жидкостей различной вязкости отличаются в условиях одинакового заданного пользователем давления, запираание жидкостей разной вязкости

дифференцировано. Действие АУКП основано на законе Бернулли, которое может быть выражено следующей формулой, без учета подъема и сжимаемости:

$$P_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = P_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 + \Delta P_{\text{friction loss}} \quad (38)$$

Согласно данному уравнению, сумма статического и динамического давления, а также потери давления на трение по направлению течения постоянна. На этом феномене и основана работа АУКП. Конструкция АУКП включает только три компонента: корпус клапана, сопло и диск (рисунок 27).

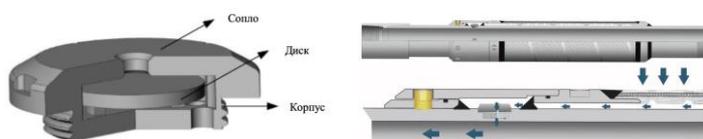


Рисунок 27 – Схема клапана RCP и движения потока через УКП

Каждое соединение RCP-AICD обычно имеет до четырех резьбовых портов. Устройство может ввинчиваться непосредственно в основную трубу, а клапан может быть установлен или заменен в любое время. Пластовые флюиды через противопесочный фильтр поступают в корпус управления притоком, где установлен АУКП. Затем жидкости проходят через АУКП в трубу НКТ на поверхность вместе с продукцией из остальных участков. Когда газ или вода проходят через клапан АУКП, скорость движения будет увеличиваться, а динамическое давление уменьшаться. Чтобы ограничить скорость потока жидкостей с низкой вязкостью, диск начнет подниматься в направлении впускного отверстия, чтобы перекрыть поток.

2) Технология Fluidic Diode

АУКП с жидкостным диодом (FD), также известное как (Equiflow), работает по принципу вихря, согласно которому менее вязкая вода проходит более длинный путь, чтобы достичь сопла, испытывая более высокий перепад давления, чем для более вязкой нефти, которое поступает непосредственно в сопло. В отличие от других АУКП, жидкостный диод работает без движущихся

частей. Данный факт позволяет снизить риск засорения и эрозионного повреждения инструмента.



Рисунок 28 – Компоновка заканчивания с технологией FD

Вариант прохождения определяется: геометрией AICD, свойствами жидкости и скоростью потока жидкости. На рисунке 29 вязкая нефть идет по короткому прямому пути к выходу, что приводит к высокой скорости потока. Вода и газ вращаются перед выходом, создавая сильное ограничение и значительно снижая скорость.



Рисунок 29 – Движение потоков разных фаз

Адаптивная система регулирования притока

Самая доступная и перспективная на сегодня технология контроля притока является система адаптивного регулирования притока отечественной компании ВОРМХОЛС. Опытно-промышленные испытания АСРП на месторождении им. Ю. Корчагина проводились с ноября 2014 г. по февраль 2015 г. В результате чего по сравнению с предшествующим исследованием при фонтанировании через штуцер одного и того же диаметра 23,9 мм дебит нефти увеличился на 43,2 %. Суточная добыча газа сепарации, пластовой воды и рабочий газовый фактор снизились соответственно в 1,36; 1,40 и 1,95 раза.

Система АСРП располагается в скважине, в продуктивной горизонтальной части ствола, и самонастраивается в зависимости от скорости и давления флюида и его фазового состава. Регулирование притока достигается конструкцией специальных клапанов и величиной расхода через них (рисунок 30), что обеспечивает расчетный перепад давления срабатывания клапанов на их открытие или закрытие для заданного расхода потока. В отличие от других УКП, АСРП теоретически дает возможность не только выровнять профиль притока и откладывать на более поздний срок время начала прорыва газа в скважину, но и ограничивать расход газовой фазы на заданном уровне в зоне прорыва (по причине снижения вязкости продуктивность интервалов прорыва газа резко возрастает), позволяя скважине работать еще долгое время без значительного увеличения газового фактора [22].

АСРП предназначена для поддержания расходов жидкости (воды и нефти) и газа из пласта в сборную трубу в заданных пределах относительно номинального значения. На рисунке 31 ступень АСРП состоит из наружного кожуха 1, входного и выходного штуцеров 2 и 3, а также внутренней и внешней труб 4 и 5. На внешней трубе 5 расположены входная и выходная камеры 6 и 7, дроссель 8, вытеснители 9, магнитный клапан 10; сливной канал 14 и отверстия сливного канала 11 [23].

На рисунке 31 рабочая среда через входной штуцер 2 поступает во входную камеру 6, а затем через дроссель 8 проходит в секцию магнитного клапана 10. Для организации движения потоков жидкости в секции магнитного клапана и обеспечения его надежной работы предусмотрены вытеснители 9. Это сделано в целях организации движения потока в секции клапана для компенсации сил, действующих на затвор, в поперечном направлении относительно перемещения затвора [23].

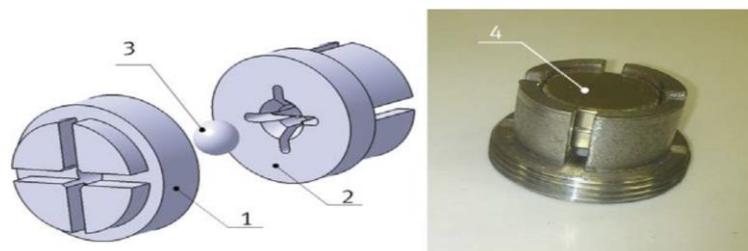


Рисунок 30 – Устройство клапана: а) трехмерная модель клапана; б) крышка клапана с набором сменных магнитов

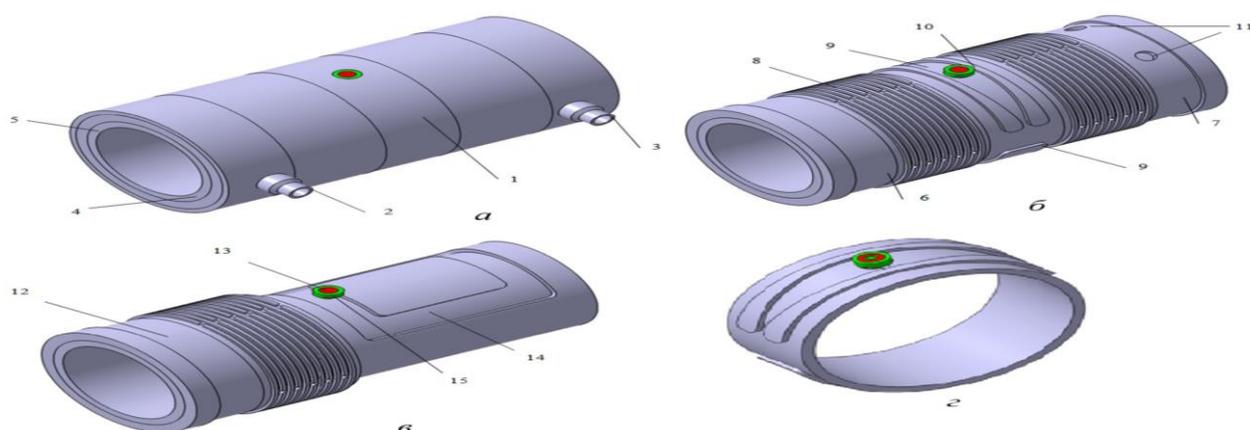


Рисунок 31 – Единичная ступень адаптивной системы регулирования притока: 1 – наружный кожух; 2 и 3 – входной и выходной штуцеры; 4 и 5 – внутренняя и внешняя трубы; 6 и 7 – входная и выходная камеры; 8 – дроссель; 9 – вытеснители; 10 – магнитный клапан; 11 – отверстия сливного клапана 14; 12 – входная камера; 13 – постоянный магнит; 15 – пробка

При расходе жидкости и/или газа через АСРП меньше номинального затвор магнитного клапана открыт и удерживается в фиксированном положении коэрцитивной силой постоянного магнита. При увеличении расхода жидкости более номинального клапан срабатывает, затвор закрывается и поток перенаправляется в дроссель, следующий за клапаном, тем самым увеличивая общее гидравлическое сопротивление системы, что в случае постоянного перепада давления между пластом и сборной трубой приводит к понижению расхода среды [23].

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ С УЧЕТОМ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТАДИЙНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

3.1. Обоснование применение типа заканчивания по типу взаимодействия: скважина-пласт

При анализе способа заканчивания скважин по типу взаимодействия скважина-пласт необходимо уделять внимание на геологические условия размещения скважин.

Объекты разработки делятся на четыре основных типа:

1. Прочный и однородный коллектор гранулярного или трещинного типа. Отсутствует подпорная вода и газовая шапка;
2. Прочный и однородный коллектор гранулярного или трещинного типа. Присутствует подпорная вода и газовая шапка;
3. Литологически неоднородный коллектор, пористого или трещинного типа, присутствует чередование устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газомещающих пропластков с различными пластовыми давлениями;
4. Слабосцементированный коллектор, гранулярный, большой пористости и проницаемости, с нормальным или низким пластовым давлением. Присутствует вынос песка из скважины и разрушение пород под давлением.

Проанализируем выбор той или иной конструкции забоя для всех четырех типов. На рисунке 32 представлена блок схема подбора конструкции забоя где основными критериями являются:

1. Тип коллектора;
2. Способ эксплуатации (раздельный, совместный или раздельно-совместный);
3. Тип забоя.

Исходя из этого можно сделать следующие выводы:

- 1) Конструкция забоя открытого типа применима для однородных трещинных или трещинно-поровых коллекторов, с раздельным способом

эксплуатации при отсутствующих близкорасположенных напорных горизонтов, для устойчивых коллекторов при градиенте давления $\text{grad } P_{\text{пл}} < 0,01$ МПа/м и коэффициентов пористости и трещиноватости $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{т}}$ меньше 0,1 и 0,01 мкм² соответственно. В тех случаях, когда порода неустойчива и при этом применение тампонажного раствора не допустимо в следствии ухудшения коллекторских свойств применяют незацементированный фильтр. Аналогично возможно применение данной конструкции при прочном и однородном поровом или порово-трещинном коллекторе с $h_{\text{эф}} < 100$ м (рисунок 32, а – в).

2) Конструкция забоя смешанного типа применима для однородных и неоднородных трещинных или трещинно-поровых коллекторов при наличии напорных горизонтов. Верхнюю часть эксплуатационной колонны цементируют, а нижнюю оставляют открытой или используют фильтр для неустойчивых пород. Также данная конструкция подходит для прочного и однородного порового или порово-трещинного коллектора с $h_{\text{эф}} > 100$ м (рисунок 32, г – д).

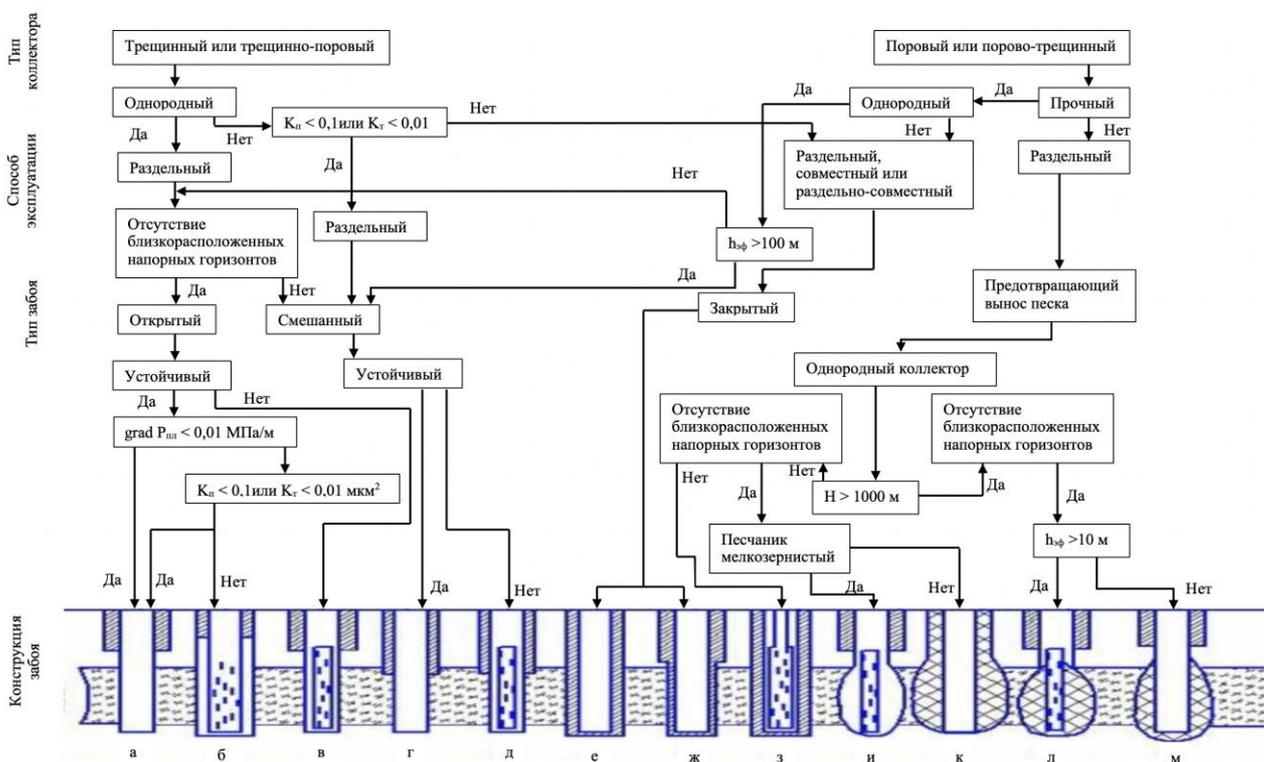


Рисунок 32 – Блок схема выбора конструкции забоя скважины

3) Конструкция забоя закрытого типа применяется для прочных и неоднородных поровых или порово-трещинных пород для обеспечения изоляции нескольких продуктивных горизонтов с целью дальнейшей совместно раздельной эксплуатации или же их разработки по системе снизу-вверх. Также данная конструкция подойдет для неоднородных и высокопроницаемых коллекторов трещинного или трещино-порового типа (рисунок 32, е – ж).

4) Конструкция забоя для предупреждения выноса песка применяется для слабосцементированных однородных коллекторов порового или порово-трещинного типа. В случае, когда пласт массивный, отсутствуют близкорасположенные напорные горизонты и песчаник мелкозернистый применяют гравийные фильтры (рисунок 32, к – м). При наличии напорных горизонтов применяют полное цементирование совместно с фильтром.

3.2. Обоснование применение типа заканчивания по типу профиля в зависимости от геологических условий залеганий пластов.

В таблице 3 были рассмотрены наиболее оптимальные траектории скважин в зависимости от разных типов залежей, пластов и зон.

В первом случае гомогенный пласт большой мощности без газовой шапки и подстилающей воды подходит как для ГС, так и для ННС. Основным критерием выбора будет величина анизотропии по проницаемости. При высоких значениях вертикальной проницаемости целесообразнее использовать ГС.

В случае пласта большой мощности с газовой шапкой и/или подстилающей водой не все так однозначно. Применения вертикальных скважин не целесообразно из-за высокой вероятности преждевременного прорыва газа или воды. В случае использовании ГС необходимо размещать горизонтальный ствол на безопасном расстоянии от подпорной воды или газовой шапки, при планировании ГРП проводить тщательное моделирование трещин и использовать УКП.

В случае многопластовой залежи с высокой вертикальной проницаемостью предпочтительнее использовать многоствольные

параллельные скважины на разной глубине с возможностью селективного регулирования притока. Если горизонтальная проницаемость выше, то необходимо вскрыть несколько пластов одной наклонно-направленной скважиной.

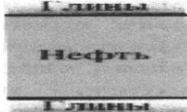
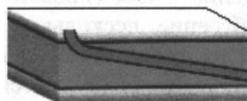
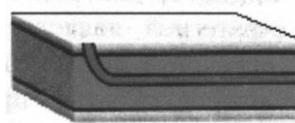
В случае с мелкослоистыми толщами для ННС принцип тот же как и с многопластовой залежью, основной целью будет являться вскрытие как можно большего числа слоев. Однако применение ГС не рекомендуется в связи с рисками низкой отдачи.

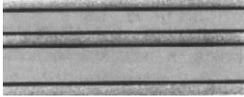
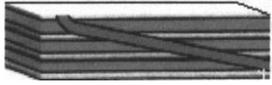
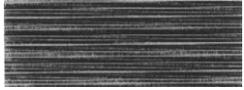
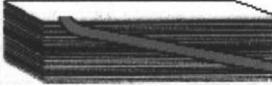
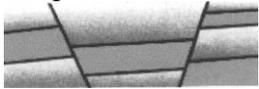
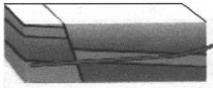
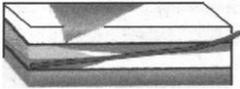
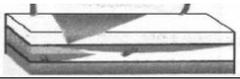
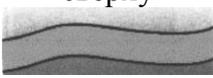
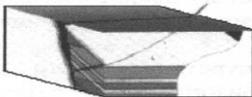
В случае зон естественной трещиноватости. Природные трещины обычно располагаются вертикально и тогда мы используем ГС. Однако если коллектор залегает неглубоко или находится под аномально высоким пластовым давлением, то могут встретиться раскрытые горизонтальные трещины где мы уже используем ННС или вертикальные скважины. Также в глубокозалегающем коллекторе при аномально высоких пластовых давлениях целесообразнее закрепить раскрытые трещины, чтобы избежать потерь производительности в процессе эксплуатации.

В случае тектонически и стратиграфически изолированных залежей целесообразнее наклонно-направленной скважиной вскрыть несколько залежей или горизонтальными одним, или несколькими стволами.

В случае вытянутых в длину залежей, образованных в результате крупных осложнений, можно использовать ГС. Ствол скважин может идти внутри одной залежи, вдоль нее или вскрывать по возможности большее число залежей.

Таблица 3 – Сравнение применимости наклонных и горизонтальных скважин в зависимости от условий залегания залежей.

Характер дренажной зоны	Траектория скважины	
	Наклонные	Горизонтальные
Проницаемость	Вертикальная, k_v	Горизонтальная, k_h
Гомогенный пласт большой мощности без газовой шапки и подстилающей воды 	Низкая k_v 	Высокая k_v 

<p>Гомогенный пласт большой мощности с газовой шапкой и/или подстилающей водой</p> 	<p>Не рекомендуется в виду преждевременного прорыва газа или воды</p>	<p>Лучше использовать параллельные стволы с небольшими просветами</p> 
<p>Многопластовая зона</p> 	<p>$k_v / k_h > 0,1$ предпочтительнее ННС чем вертикальные</p> 	<p>Параллельные стволы на разной глубине с селективным регулированием притока</p> 
<p>Мелкостроистая толща</p> 	<p>Желательно пересечь как можно больше слоев</p> 	<p>Не рекомендуется так как при малой вертикальной проницаемости дебит и отдача пластов могут оказаться низкими</p>
<p>Зона естественной трещиноватости</p> 	<p>Пересекать горизонтальные и вертикальные трещины</p> 	<p>Предпочтительнее пересекать горизонтальные вертикальным трещинам</p> 
<p>Тектонически изолированные залежи</p> 	<p>Скважина должна вскрыть несколько залежей</p> 	<p>Вскрытие каждой залежи одной или несколькими стволами</p> 
<p>Стратиграфически изолированные залежи</p> 	<p>Скважина должна вскрыть несколько залежей</p> 	<p>Вскрытие каждой залежи одной или несколькими стволами</p> 
<p>Продолговатые залежи вид сверху</p> 	<p>Несколько наклонных боковых стволов из основного ствола</p> 	<p>Одна скважина должна пересечь несколько залежей</p> 
<p>Залежи в круто падающих пластах</p> 	<p>Одна скважина должна пересечь несколько пластов</p> 	<p>Предпочтительнее вскрыть каждый пласт отдельным боковым стволом</p> 

3.3. Обоснование применения устройств контроля притока в зависимости от различных условий

Может быть очень полезно провести сравнительное исследование устройств ICV и (A)ICD. Инженеры по добыче и заканчиванию могут

использовать этот инструмент, при поиске наиболее подходящей технологии для конкретного применения.

Таблица 4 – Выбор устройства контроля притока в зависимости от условий

Аспект		ICD или обсаженный ствол	ICV или ICV	AICD или ICV
1. Влияние неопределенности пластовых свойств		D	V	AICD
2. Гибкое управление		D	V	V
3. Несколько контролируемых зон		D	D	AICD
4. Диаметр труб НКТ		=	D	AICD
5. Значимость информации		=	V	V
6. Многоствольные скважины	Контроль основного ствола	=	V	V
	Контроль бокового ствола	D	D	AICD
7. Многопластовое управление		D	V	V
8. Проницаемость пласта	Высокая	D	D	=
	Средняя или низкая	D	V	=
9. Надежность оборудования		OC	D	V
10. Изоляция пласта		=	V	V
11. Стоимость оборудования		D	D	AICD
12. Установка (сложность, риски, время)		D	D	AICD

Таблица 5 – Обоснование выбора технологии устройств контроля притока в зависимости от различных аспектов

Аспект	Описание
1. Влияние неопределенности пластовых свойств	ICV обеспечивают более высокую степень извлечения и меньший риск по сравнению с ICD благодаря своей способности приспосабливаться к непредвиденным обстоятельствам. AICD часто обеспечивают наибольшее извлечение, поскольку они контролируют меньшие сегменты ствола скважины.
2. Гибкое управление	Для поддержания требуемого дебита при разработке тонкой нефтяной оторочки или пласта с падающим давлением может потребоваться частое управление дебитом. Аналогичным образом требуется управление нагнетанием скважин с учетом изменяющихся требований по восполнению добычи закачкой. В рассматриваемом случае ICV имеют очевидное преимущество над ICD так как есть возможность осуществлять контроль клапанов с поверхности.
3. Несколько контролируемых зон	Максимальное количество устанавливаемых клапанов ICV – 6. С другой стороны, количество (A)ICD, которые могут быть установлены в стволе скважины, ограничено только количеством пакеров и стоимостью.
4. Диаметр труб НКТ	Большой диаметр НКТ дает (A)ICD преимущество по сравнению с ICV, поскольку уменьшенный диаметр НКТ у ICV увеличивает эффект «пятка-носок» по сравнению с (A)ICD для сопоставимых размеров скважины.

5. Значимость информации	Информация о притоке газа и воды или распределении скоростей является преимуществом, которое может быть получено как при использовании ICV, так и (A)ICD при наличии соответствующих датчиков. Волоконно-оптический датчик для измерения температуры (DTS) также был устанавливаются в ICD. Тем не менее, значимость информации от ICV важна из-за возможности удаленного управления скоростью потока отдельных зон в дополнение к измеренным данным. Это дает ICV преимущество перед (A)ICD.
6. Многоствольные скважины	В настоящее время ICV могут быть установлены только в основной ствол скважины из-за ограничений доступной технологии управления кабелем для соединения как с основным стволом, так и с боковыми ответвлениями в месте соединения. (A)ICD могут быть установлены для выравнивания и контроля потока внутри отдельных боковых ответвлений. Это различие в применимости приводит к интеграции технологий ICV и (A)ICD для оптимального заканчивания многоствольных скважин.
7. Многопластовое управление	ICV и (A)ICD были применены для выравнивания притока из нескольких пропластков в одном пласте или нескольких пластов. Оптимальный выбор между этими тремя технологиями для конкретной скважины будет зависеть от конкретного коллектора, флюида и дизайна заканчивания. Тем не менее, было доказано, что ICV оптимально контролируют многопластовую добычу и предотвращают межпластовый переток.
8. Проницаемость пласта	Проницаемость пласта, фазы, дебиты, нагнетание и изменение производительности – ICV и (A)ICD способны выровнять приток из неоднородных пластов. Применение (A)ICD в коллекторах с низкой проницаемостью значительно снижает производительность скважины в отличие от ICV. Для достижения высокого уровня равномерности притока может потребоваться высокая прочность (A)ICD, что, в свою очередь, может снизить общую продуктивность или приемистость скважины. (A)ICD более полезны для уменьшения объемов добычи попутного газа или воды. Соотношение перепадов давления и последующего дебита является основным фактором в конструкции (A)ICD и ICV. Однако, в отличие от ICV, характер заканчивания с (A)ICD делает его эффективность «выравнивания» очень зависимой от условий эксплуатации. Например, эффективность уменьшится, если скважина будет работать при более низкой скорости потока, чем расчетная.
9. Надежность оборудования	Надежность (A)ICD может быть оценена с точки зрения подверженности эрозии или закупорки потока. Определение надежности ICV является более сложным. Отказ любого из пяти основных компонентов ICV (оборудование для контроля поверхности, линии управления, разъемы, датчики для контроля потока и сам клапан) считается отказом системы. Различные конструкции ICD (сопла, отверстия, трубки, спиральные и лабиринтные каналы) и AICD (шариковые, откидные, дисковые и набухающие) имеют различную стойкость к эрозии и засорению. Испытания потока показали, что конструкции ICD сопел и штуцеров более подвержены эрозии, чем конструкция спиральных каналов. Отложение песка, смол или асфальтенов может вызвать закупорку

	<p>ICD. Однако потенциал засорения ICD из-за осаждения песка может быть уменьшен с помощью противопесочных или гравийных фильтров.</p>
10. Изоляция пласта	<p>ICV принимается в качестве изоляции пласта во время операций по вмешательству (например, для демонтажа устьевого арматуры), сокращая время и затраты на операции. Кроме того, вероятность повреждения пласта уменьшается, если не подвергать пласт воздействию рабочей жидкости. AICD естественным образом ограничивает поток жидкости заканчивания в ствол скважины, но, в зависимости от его типа, может не ограничивать поток жидкости из ствола скважины в пласт. Следовательно, гидромеханические клапаны, используемые для ICD, также могут быть интегрированы с соединениями (A)ICD, чтобы временно изолировать поток пластовой жидкости в эксплуатационную трубу.</p> <p>Таким образом, ICV имеет преимущество перед (A)ICD для изоляции пласта от текучей среды во колонне НКТ и обеспечения двухстороннего барьера для изоляции потока.</p>
11. Стоимость оборудования	<p>Затраты могут сильно варьироваться в зависимости от таких факторов, как местоположение скважины, поверхностные и скважинные среды, составы добываемой жидкости и риски при установке. Кроме того, проекты заканчивания значительно варьируются от одной скважины к другой. Кроме того, ICV и (A)ICD не устанавливаются изолированно. Они составляют части целой компоновки заканчивания; следовательно, сравнение стоимости одного соединения (A)ICD со стоимостью ICV нецелесообразно. Однако можно предположить, что ICV обычно имеет более высокую стоимость из-за его большей функциональности. (A)ICD и ICV устанавливаются в дополнение к обычному оборудованию для заканчивания.</p> <p>Более сложные ICV требуют дополнительного оборудования. Стоимость заканчивания ICV (два или более ICV) обычно выше, чем стоимость большинства (A)ICD, это будет зависеть от дизайна скважины и местоположения. Добавление более обширной системы мониторинга, часто рассматриваемой как неотъемлемой части заканчивания ICV, увеличит ее стоимость.</p> <p>Таким образом, ICD имеют преимущество в стоимости оборудования.</p>
12. Установка (сложность, риски, время)	<p>Риски, возникающие при установке комплектации с (A)ICD или ICV, сильно различаются. Риски (A)ICD включают в себя:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Фильтры (A)ICD засоряются или повреждаются мех. примесями, грязью или эмульсией. Этот риск можно уменьшить, используя стандартные в отрасли процедуры установки противопесочных фильтров. 2. Пакеры (механические или гидравлические), которые не могут быть установлены. Этот риск может быть уменьшен при использовании самоактивирующихся «набухающих» пакеров. После установки набухающие пакеры может быть трудно извлечь. <p>Установка ICV является более сложным процессом, требующим специальных процедур и обученного персонала. Установка клапана и датчиков в соответствующих местах и закрепление линий управления на колонне НКТ вместе с</p>

	<p>необходимыми проходными отверстиями для нескольких пакеров является сложной задачей, требующей особого внимания.</p> <p>Риски, связанные с заканчиванием ICV, включают в себя:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждение компонентов системы ICV. Эти риски сводятся к минимуму благодаря хорошему планированию работы и опытному персоналу. 2. Неправильное соединение гидравлических или электрических линий, приводящее к полной или частичной потере системы управления ICV и передачи данных системы мониторинга. Этот риск может быть уменьшен путем цветовой маркировки контрольных линий. 3. Ранняя установка изолирующих пакеров требует операции по извлечению колонны НКТ. Этот риск можно уменьшить, используя пакер с функцией предотвращения преждевременного схватывания. <p>Общий риск установки для долгосрочной производительности ICV выше, чем для (A)ICD. Некоторые из ранее выявленных сбоев системы ICV могут быть связаны с повреждением установки. Установка (A)ICD проще и надежнее.</p>
--	--

Усовершенствованные системы заканчивания скважин способны управлять потоком жидкости, чтобы оптимизировать производительность скважины. Они обеспечивают решение многих проблем. Их преимущества перед обычными доработками были признаны многими операторами. Интеллектуальные системы заканчивания состоят из одного или всех следующих компонентов: устройства контроля притока, клапаны управления притоком, автономные устройства контроля притока и изоляция кольцевого потока. Каждая из этих технологий может быть представлена в разных типах и конфигурациях, причем каждый тип имеет свои преимущества и недостатки. Эти технологии заканчивания могут повысить производительность добычи нефти и газа для старых и новых месторождений.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Ким Вячеславу Владиславовичу

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, применяемого оборудования в соответствии с рыночными ценами
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы затрат на 1 работу ТКРС

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности применения технологий притока контроля
2. <i>Планирование и формирование бюджета исследований</i>	Расчет затрат внедрения новой техники или технологии
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка технологической и экономической эффективности внедрения новой техники и технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Динамика показателей</i>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Ким Вячеслав Владиславович		02.03.2020

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела является анализ эффективности и целесообразности применения адаптивной системы контроля притока. В связи с этим, проводится экономический расчет затрат на проведение технологических операций и результатов применения этих технологий.

Для расчета и прогноза экономической выгоды от нового технологического применения необходимо учитывать не только стоимость новой скважины, но и стоимость технологии АСРП, которая устанавливается на недрах.

4.1. Целесообразность применения технологий контроля притока

Главная проблема при разработке подгазовых залежей, крайне негативно влияющая на их рентабельность, являются прорывы газа к скважине. Чтобы их избежать или максимально отсрочить, депрессию в скважинах необходимо удерживать на относительно низком уровне. Использование зарубежных пассивных устройств контроля притока позволяет лишь отсрочить время прорыва газа на определенный период в отличие от АСРП отечественной компании ВОРМХОЛМС. Они позволяют ограничить расход по газу на заданном уровне в зоне прорыва. Данные системы являются перспективными для месторождений Западной Сибири.

4.2. Оценка технологической эффективности

Рассмотрим технологическую эффективность по внедрению адаптивной системы регулирования притока на фонде добывающих скважин ОАО «Х...». На примере одной из среднестатистических добывающих скважин можно провести экономический расчет по внедрению адаптивной системы регулирования притока в компоновке подземного оборудования скважины. АСРП способна ограничивать расход газа без снижения дебита нефти. Таким образом, система обеспечивает долговременную работу скважины без значительного увеличения газового фактора.

На рисунке 33 показана динамика добывающего фонда, оборудованного АСРП.

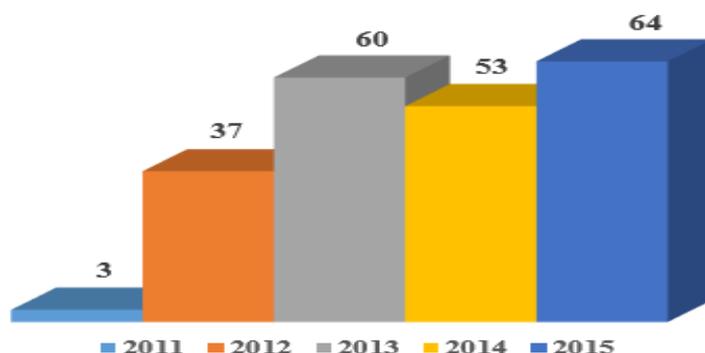


Рисунок 33 – Добывающий фонд скважин ОАО «Х...», оборудованный АСРП

В течение пяти лет фонд добывающих скважин был оснащен новым оборудованием. Применение АСРП положительно отразилось на динамике отказов по негативному влиянию газа. Динамика отказов представлена на рисунке 34.



Рисунок 34 – Динамика отказов по влиянию газа

На рисунке 34 видно, что в 2010 году на фонде, необорудованным АСРП было 100 отказов оборудования из-за вредного влияния газа. К 2015 году удалось оборудовать добывающий фонд скважин новым оборудованием, стабилизировать их работу и наладить процесс подбора погружного оборудования. Количество отказов снизилось на 95% и в 2015 году составила всего 5 отказов. Это в 20 раз меньше, чем было до внедрения. Средняя наработка на отказ увеличилась с 173 до 318 суток.

4.3. Расчет экономической эффективности внедрения адаптивных систем регулирования притока

Целью данного раздела является экономический расчет по стоимости внедрения АСРП на одну скважину и оценка снижения затрат на ремонт и обслуживание скважинного оборудования, а также подсчет выгоды от дополнительно добытой нефти.

Затраты на внедрение адаптивной системы регулирования притока включают в себя стоимость данного оборудования, оплата найма бригады ТКРС, которая включает в себя затраты на логистику, спускоподъемные операции, монтаж оборудования. Средняя стоимость АСРП составляет 1300 тыс.руб. Стоимость найма бригады ТКРС составляет 200 тыс.руб. Итого для внедрения нового оборудования на одну среднестатистическую скважину требуется 1500 тыс.руб.

Произведем подсчет затрат на ремонт погружного оборудования до внедрения и после внедрения АСРП. В 2010 году на фонде ОАО «Х...» было 100 отказов оборудования. Из рисунка 19 можно увидеть, что к 2015 году было установлено 64 АСРП. То есть за 5 лет полностью оснастили весь фонд новым оборудованием. На переоборудованном фонде уже за 2015 год было всего 5 отказов. Можно сделать вывод о том, что до оснащения фонда новыми системами, каждая установка электроцентробежного насоса за год выходила из строя в среднем 1,5 раза. Возьмем эту цифру за период двух лет – 3 отказа за 2 года. После оснащения эта цифра изменилась в 20 раз. Соответственно, отношение отказов установки к сроку эксплуатации будет меньше в 20 раз.

Таблица 6 – Исходные данные для расчета экономической эффективности от внедрения адаптивной системы регулирования притока

Параметры	Обозначение	До внедрения	После внедрения
Количество ремонтов	P_1, P_2	3	0
Количество дней ремонта	T_p	5	5
Количество часов простоя скважины по причине срыва подачи по газу	T_2	250	20
Стоимость работы одной бригады ТКРС, тыс.р.	C_1	200	200

Стоимость перемещения одной бригады ТКРС, тыс.р.	C_2	45	45
Стоимость АСПИ, тыс.р.	C_A	-	1300
Стоимость 1 тонны нефти марки Urals, тыс.р.	C_H	18,182	18,182

Расчет до внедрения

1. Рассчитаем количество часов простоя скважины в год по причине ремонта:

$$T = P_1 \cdot T_p \cdot 24 = 3 \cdot 5 \cdot 24 = 360 \text{ч.} \quad (39)$$

где P_1 – количество ремонтов;

T_p – время ремонта (5 дней).

2. Рассчитаем общее количество часов простоя по формуле:

$$T = T_1 + T_2 = 360 + 250 = 610 \text{ч.} \quad (40)$$

где T_2 – количество часов простоя скважины по причине срыва подачи по газу.

3. Рассчитаем затраты на работу бригады ТКРС по формуле:

$$C = P_1 \cdot C_1 = 3 \cdot 45 = 135 \text{тыс. р.} \quad (41)$$

где C_1 – стоимость работы одной бригады ТКРС.

4. Рассчитаем затраты на логистику по формуле:

$$L_1 = P_1 \cdot C_2 = 3 \cdot 45 = 135 \text{тыс. р.} \quad (42)$$

где C_2 – стоимость перемещения одной бригады ТКРС один раз, тыс.р.

5. Рассчитаем общее количество затрат по формуле:

$$M_1 = C + L_1 = 600 + 135 = 735 \text{тыс. р.} \quad (43)$$

6. Рассчитаем потери по причине простоя скважины по формуле:

$$N_1 = \frac{T}{24} \cdot Q_{\text{ж}}(1 - B) \cdot C_H = \frac{610}{24} \cdot 200(1 - 0,8) \cdot 18,182 = 18485,033 \text{тыс. р.} \quad (44)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – средний дебит жидкости скважины (200т/сут);

B – обводненность добываемой продукции ($B=80\%$);

C_H – стоимость тонны нефти марки Urals (при курсе 1 баррель нефти – 35,33\$ (1\$ - 70,66руб) C_H – 18182,2127руб.).

7. Рассчитаем общие потери по формуле:

$$\Sigma = M_1 + N_1 = 735 + 18485,033 = 19220,033 \text{ тыс. р.} \quad (45)$$

Расчет после внедрения АСРП

1. Количество часов простоя скважины в год по причине ремонта:

$$T_2 = P_2 \cdot T_p \cdot 24 = 0 \cdot 5 \cdot 24 = 0 \text{ ч.} \quad (46)$$

2. Общее количество часов простоя:

$$T = T_1 + T_2 = 0 + 20 = 20 \text{ ч.} \quad (47)$$

3. Затраты на работу бригады ТКРС:

$$C = P_1 \cdot C_1 = 1 \cdot 200 = 200 \text{ тыс. р.} \quad (48)$$

4. Затраты на логистику:

$$L_2 = P_1 \cdot C_2 = 1 \cdot 45 = 45 \text{ тыс. р.} \quad (49)$$

5. Общее количество затрат:

$$M_2 = C + L_2 + C_A = 200 + 45 + 1300 = 1545 \text{ тыс. р.} \quad (50)$$

где C_A – средняя стоимость АСРП, тыс.р.

6. Потери по причине простоя скважины:

$$N_2 = \frac{T}{24} \cdot Q_{\text{ж}}(1 - B) \cdot C_{\text{н}} = \frac{20}{24} \cdot 200(1 - 0,8) \cdot 18,182 = 606,067 \text{ тыс. р.} \quad (51)$$

7. Общие потери:

$$\Sigma = M_2 + N_2 = 1545 + 606,067 = 2151,067 \text{ тыс. р.} \quad (52)$$

Таблица 7 – Сравнение затрат на ремонт оборудования до и после внедрения адаптивных систем регулирования притока на одну скважину

	До внедрения	После внедрения
Количество отказов оборудования в год по причине выхода из строя	3	0
Количество часов простоя скважины в год по причине ремонта	360	0
Количество часов простоя скважины в год по причине срыва подачи	250	20
Общее количество часов простоя скважины в год	610	20
Затраты на работу бригады ТКРС, тыс. р.	600	200
Затраты на логистику бригад ТКРС, тыс. р.	135	45
Затраты на установку АСРП, тыс. р.	-	1300
Общее количество затрат, тыс. р.	735	1545
Потери по причине простоя скважины, тыс. р.	18485,033	606,067
ИТОГО, тыс.р.:	19220,033	2151,067

Таким образом, из таблицы 6 видно, что применение адаптивных систем регулирования притока будет экономически эффективно. Главным фактором экономической эффективности будет являться уменьшение простоев скважины по причине ремонта погружного оборудования и срывов подачи. За счет уменьшения отказов и увеличения наработки на отказ насосов увеличивается общее время работы скважины и соответственно накопленная добыча нефти.

Вывод

В данном разделе была оценена технологическая и экономическая эффективность от применения технологии адаптивной системы регулирования притока. После произведенных расчетов затраты уменьшились на 17 068 966 руб. в связи с уменьшением простоев скважин и срывов подачи.

Внедрение АСРП и предотвращение прорывов газа приобретает актуальность в связи с определенными рисками. При разработке месторождений с контактными запасами с применением горизонтальных скважин, опасны ранние прорывы газа или воды, которые практически невозможно предотвратить, удастся лишь отсрочить время прорыва на определенный период. Впоследствии приходится уменьшать депрессию на пласт либо периодически останавливать скважину или выводить ее из добывающего фонда, что влечет за собой потери в добыче нефти либо простой скважины на неопределенный срок.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 2Б6Д	ФИО Ким Вячеславу Владиславовичу
----------------	-------------------------------------

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

Тема ВКР:

Особенности выделения объекта разработки по данным заканчивания скважин на месторождениях 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 – кустовые площадки месторождений Западной Сибири Область применения – бурение, строительство скважин и эксплуатация
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Организация труда на рабочем месте. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	К вредным факторам относятся: – Микроклимат – Шум – Электрический ток – Загазованность рабочей зоны К опасным факторам относятся: – Пожароопасность – Движущиеся и вращающиеся части оборудования – Механические травмирование
3. Экологическая безопасность:	Охрана окружающей среды в зависимости от направления воздействия загрязняющих веществ (отходов нефти, химических реагентов и других): – Атмосфера (распыление веществ) – Гидросфера (утечка веществ) – Литосфера (разлив веществ)
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	На кустовых площадках ЧС возникают в связи:

	<ul style="list-style-type: none"> – Пожар – Выброс газа и разлив нефти – Поломка оборудования – Негерметичность оборудования Наиболее типичная ЧС: – Поломка оборудования
--	---

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	Ким Вячеслав Владиславович		02.03.2020

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При разработке месторождений горизонтально разветвленными стволами необходимо грамотно выделять объект разработки по данным заканчивания и правильно выбирать соответствующую компоновку заканчивания. С учетом всех необходимых данных появится возможность достигать проектных показателей по добыче и КИН, а также увеличить экономическую рентабельность разработки.

В данном разделе будет проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, условий труда и мероприятий, направленных на создание комфортных условий труда на рабочем месте.

Работы по заканчиванию скважин проводятся на открытых кустовых площадках месторождений. Климат: континентальный, температура в январе от $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ (на юге) до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ (на севере). Средняя температура в июле от $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (на севере) до $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ (на юге).

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по закачиванию скважин проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [24]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного

периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При производстве труда работнику должны быть выделены специальная одежда и обувь, предоставлено рабочее место, оборудованное необходимым инструментом и приспособлениями, средства индивидуальной защиты. Рабочее место (помещение) должно быть оборудовано вентиляционными системами и средствами пожаротушения.

При производстве работ планировка рабочего места оператора по добыче нефти и газа должна обеспечивать безопасность труда, минимизацию движений и оперативную эвакуацию при аварийных ситуациях.

При организации рабочих мест операторов, а также во всех местах опасного производственного объекта, где возможно воздействие на человека вредных и опасных производственных факторов, должны быть предупредительные знаки и надписи. Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним в темное время суток должны быть освещены (освещение должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении). Расстояние между отдельными механизмами должно быть не менее 1 м., а ширина рабочих проходов – 0,75 м. Объекты, для обслуживания которых требуется подъем рабочего на высоту до 0,75м., оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75м – лестницами с перилами.

5.2. Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на месторождении, представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разрабо тка	Изготов ление	Эксплу тация	
1. Повышенный уровень шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [25].
2. Повышенное значение напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [26].
3. Повышенное значение вибрации		+	+	ГОСТ Р 55265.7-2012 (ИСО 10816-7:2009) Вибрация [29].
4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей	+	+	+	ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [27].
5. Метеорологические условия	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [28].

Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

При добыче нефти и газа имеет место:

- 1) Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень ПДК вредных веществ представлены в таблице 9. [27]

Таблица 9 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин- растворитель	300
Керосин	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной O ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ -C ₅	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды C ₁ -C ₁₀	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью

газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Во время ремонта скважины при наличии в воздухе рабочей зоны нефтяных паров и газов, превышающих ПДК, необходимо заглушить скважину жидкостью необходимых параметров и качеств. Работы в загазованной зоне должны проводиться в противогазах.

2) Метеоусловия

Важным фактором в условиях сурового климата Западной Сибири является метеорологический фактор. Особенностью условий труда персонала на производственных объектах является работа, на открытом воздухе, а также перемещение по территории объекта и между объектами, частые подъемы на специальные площадки, находящиеся на высоте.

При низкой температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. Уменьшается подвижность конечностей в следствие интенсивной теплоотдачи организма, что сковывает движение. Это служит причиной несчастных случаев и аварий.

Нормирование метеорологических параметров устанавливает [28]

3) Повышенный уровень шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора могут находиться машины КРС либо агрегаты для обработки призабойной зоны, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. [25]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши.

4) Повышенный уровень вибрации

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация

обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

5) Повышенные значения напряжений

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения). Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов

Безопасность проведения спуско-подъемных операций зависит, в основном, от соблюдения «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при спуско-подъемных операциях (СПО) во время ремонта и освоения скважин»

К работам по спуско-подъемным операциям допускаются работники вахты ПРС и КРС после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к указанным работам.

1) Требования промышленной безопасности перед началом работ.

Перед началом работы необходимо:

Привести в порядок спецодежду. Рукава и полы спецодежды следует застегнуть на все пуговицы, волосы убрать под головной убор. Одежду необходимо заправить так, чтобы не было свисающих концов или развевающихся частей. Обувь должна быть закрытой и на низком каблуке, запрещается засучивать рукава спецодежды и подворачивать голенища сапог; произвести обход обслуживаемого оборудования по определенному маршруту, проверить визуально состояние (целостность) агрегатов, механизмов и инструментов, наличие реагентов, приборов КИП и А; получить необходимые сведения от сдающего смену о состоянии оборудования, неисправностях, требующих немедленного устранения, и распоряжениях на предстоящую смену; ознакомиться со всеми записями в журналах: оперативном, дефектов, учета работ по нарядам и распоряжениям, распоряжениями, вышедшими за время, прошедшее с предыдущего дежурства. После окончания обхода сообщить руководителю работ о готовности смены к приемке. Запрещается опробовать оборудование до приема смены; уходить со смены без оформления приема и сдачи смены. Перед началом ремонта скважина должна быть заглушена в порядке, установленном в технологическом регламенте.

2.5 Перед началом спуско-подъемных операций мастер бригады КРС, ПРС в его отсутствие бурильщик КРС, должны осмотреть механизмы и инструмент, рабочее место вахты, талевую систему (состояние каната, крепление неподвижного "мертвого" конца каната, состояние фундамента и крепление оттяжек к "мертвякам", работоспособность противозатаскивателя) и сделать соответствующую запись в "журнале проверки инструмента и оборудования". Механизмы для свинчивания и развинчивания труб на устье скважины должны устанавливаться при помощи талевой системы и монтажной подвески и иметь регулируемую страховку ключа. При спуске и подъеме НКТ бурильщик КРС осуществляет управление пневмоспайдером, а помощник бурильщика КРС осуществляет управление гидроключом для свинчивания и развинчивания НКТ.

2) Требования безопасности во время работы.

Во время подъема и спуска труб должны соблюдаться следующие правила:

Рабочие, работающие у устья скважины, должны отойти в сторону и наблюдать за подъемом и спуском; подходить к устью следует только после окончания подъема и спуска; элеватор должны переносить двое рабочих; нельзя класть трубу концом на ротор или на колонный фланец; для подтаскивания трубы к устью необходимо предварительно скатить ее со стеллажей на мостки в направляющий желоб; посадку труб на элеватор, клиновую подвеску, спайдер необходимо производить плавно; при спуске различных компоновок проходящие муфтовые соединения труб через клиновую подвеску, спуск необходимо производить с наименьшей скоростью во избежание зацепления муфтой за "сухари" клиновой подвески.

3) Требования безопасности по окончании работ.

После окончания спуско-подъемных операций необходимо загерметизировать устье скважины. Навести порядок на рабочем месте: собрать, почистить и уложить инструмент и приспособления [30].

5.3. Экологическая безопасность

Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Загрязнение гидросферы

Негативное воздействие планируемой разработки месторождения на недра возможно в процессе перфорации водоносных, нефтегазоносных пластов месторождения добывающими, нагнетательными, водозаборными и артезианскими скважинами; загрязнения недр реагентами буровых растворов при строительстве скважин; изъятия нефти и высокоминерализованной пластовой воды их продуктивных пластов месторождения; изъятия пресной воды из водоносных пластов.

Наибольшее негативное воздействие на недра оказывает строительство эксплуатационных скважин. При бурении скважин потенциальными источниками загрязнения недр являются материалы для приготовления, утяжеления и химической обработки буровых и тампонажных растворов, отходы бурения (выбуренный шлам, отработанные буровые растворы, сточные буровые

воды), поступление нефти и минерализованных пластовых вод в горизонты подземных вод в результате перетоков по затрубному пространству скважин в случае его некачественного цементирования, нарушения целостности обсадных колонн, либо несоответствия конструкции скважин геолого-техническим условиям разреза.

При строительстве эксплуатационных скважин возможны осложнения, сопровождающиеся загрязнением подземных вод (поглощение бурового раствора; обвалы стенок скважин; нефтегазопроявления в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды; разжижение промывочной жидкости агрессивными пластовыми водами) [31].

Загрязнение атмосферы

Распыление и розлив нефти и нефтепродуктов, а также вторичные реакции и работа двигателей агрегатов сопровождается выделениями углекислого газа и метана в атмосферу. Потери при испарении легких фракций нефти во время хранения в резервуарах и производстве сливных и промывочных операций.

Загрязнение литосферы

В процессе строительства происходит разрушение почв и утрата ими плодородия. Основными источниками загрязнения почв в нефтегазовом строительстве являются нефтепродукты, проливаемые на землю при заправках или ремонте техники, промышленные и бытовые стоки, еще нередко сбрасываемые на стройплощадках и базах на рельеф, а также отходы стройматериалов и твердые бытовые отходы.

Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Мероприятия по охране гидросферы:

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- 1) Использование при строительстве новых скважин химреагентов в основном IV классов опасности
- 2) Изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства

3) Изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов

4) Сбор и обезвреживание отходов буровых работ

В целях исключения загрязнения водоносных горизонтов, возможных для использования в качестве источника питьевых вод, бурение скважин под кондуктор проводится с использованием буровых растворов, не содержащих нефть, фенолы, хроматы. Конструкция и технология проводки скважин обеспечивают надежную герметизацию водоносных и нефтеносных горизонтов, предотвращающую межпластовые перетоки и загрязнение подземных вод [31].

Для исключения поступления нефти при строительстве и эксплуатации скважин, в проницаемые водонасыщенные отложения, в скважинах предусмотрен спуск кондуктора для перекрытия неустойчивых отложений с установкой противовыбросового оборудования, разобщение водоносных горизонтов проводится спуском эксплуатационной колонны. Надежная изоляция в пробуренных скважинах всех нефтеносных, водоносных и проницаемых пластов проводится цементированием всех обсадных колонн, с проверкой качества цементирования колонн геофизическими и гидродинамическими методами. Качественная изоляция проницаемых пластов в затрубном пространстве устраняет возможность перетоков жидкости из одного объекта в другой, предотвращая ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта. Герметичность обсадной колонны и зацементированного заколонного пространства проверяется опрессовкой.

Мероприятия по охране атмосферы: исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости; оперативный сбор разлитой нефти; постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами; проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

Мероприятия по охране литосферы: постоянный контроль и мониторинг герметизации оборудования на предмет наличия утечек или коррозий. Своевременное их устранение.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

К основным видам аварий, происходящих в нефтегазовом комплексе, относятся: механические повреждения оборудования, сооружений, конструкций; разливы нефти; взрывы, пожары; внезапная разгерметизация; взрыв без возгорания; взрыв с пожаром; пожар без взрыва.

Эксперты выделяют три основные причины роста аварийности на производстве:

- 1) Природные (стихийные бедствия, погодные явления);
- 2) Человеческий фактор (неправильные действия обслуживающего технического персонала – 50,1%; отсутствие компетентности в вопросах установления причин аварийности; недостаток инженерно-производственной культур; нарушение требований правил безопасности при ослабленном техническом надзоре; низкое качество проектной документации; отсутствие договоров на обслуживание с профессиональными аварийно-спасательными формированиями, как того требует федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»);
- 3) Технологический (экономия добывающих углеводороды компаний на обновление оборудования, создания специальных средств безопасности, в т.ч. экологической; высокий уровень износа производственных фондов).

Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при производстве объекта на предприятии

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод. При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 10.

Таблица 10 – Анализ возможных аварийных ситуаций [32]

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента, запорной арматуры, фланцевых соединений	1) Разлив химреагента в помещениях; 2) Загазованность помещения; 3) Отравление парами химреагента, химреагентом.
Пожар в производственном помещении	1) Выброс газа и разлив нефти в помещении; 2) Поражение людей продуктами сгорания; 3) Загазованность территории и помещения; 4) Розлив химреагента.
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	1) Выброс газа и розлив нефти в окружающую среду; 2) Загазованность территории; 3) Отравление газом, облив нефтью.

Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки, имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций. Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек. На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод. Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью газотурбинных электростанций. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Наиболее типичная ЧС это – поломка оборудования, как следствие аварии.

Для исключения возникновения аварий и поломок необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их

требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он дает указания о переходе на нормальный режим работы.

Выводы по разделу

В данной главе рассмотрены требования промышленной безопасности при проведении работ в производственных условиях, был проведен анализ основных опасных и вредных факторов, основных причин ухудшения экологии при работах в скважине.

Приведены меры по ликвидации влияния опасных и вредных факторов по предотвращению чрезвычайных случаев, а также представлена «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при спуско-подъемных операциях (СПО) во время ремонта и освоения скважин», на основании которой проводятся операции заканчивания скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены технологии заканчивания скважин в различных геолого-физических условиях.

Разработка нефтяных и газовых месторождений начинается с проектирования наиболее оптимального типа заканчивания в зависимости от ряда важных факторов. Прежде всего это геолого-физические особенности пласта коллектора и физико-химические свойства добываемого флюида.

Процесс выбора типа заканчивания представляет собой не просто анализ, а кропотливый и непростой труд, для чего требуется построение сложных моделей с отработкой различных сценариев изменения свойств добываемых флюидов, коллектора и объекта в процессе разработки месторождения.

При внедрении интеллектуальных систем заканчивания следует обращать внимание на стадии разработки данного месторождения, так как сразу возникает вопрос о задачах, которые будут решаться с помощью таких систем; геолого-физической характеристики залежи и физико-химических свойств добываемого флюида; равномерности фронта вытеснения; способа эксплуатации данного месторождения; конструкции скважины-кандидата и устьевого оборудования.

Был проведен расчет экономической эффективности по внедрению адаптивных систем регулирования притока. Данная технология предназначена для поддержания высоких темпов добычи (в идеале – безводной нефти) продолжительное время, а также для равномерной и максимальной выработки пласта путем отсечения и вовлечения в разработку отдельных зон (без дополнительных затрат на внутрискважинные работы).

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на кустовых площадках в процессе заканчивания скважин. Были проанализированы вредные и опасные производственные факторы, а также рекомендации по их устранению. В процессе заканчивания скважин необходимо обращать особое внимание экологической безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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. 44-46.
2. Геофизические исследования скважин: Учебное пособие / Меркулов В.П. – Томск: ТПУ, 2008. – С. 9-15.
3. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
4. Буракова С.В., Изюмченко Д.В., Минаков И.И., Истомин В.А., Кумейко Е.Л. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботубобинской залежи Чаяндинского НГКМ). // Вести газовой науки. – 2013. – №5 (16). – С. 124-132.
5. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Ладейщикова Т.С., Горланов Н.П. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – №14. – С. 32–38.
6. Лубягина Н.В., Дягилев В.Ф. Анализ факторов, влияющих на эффективность применения горизонтальных скважин на объекте АВ11-2 Самотлорского месторождения. // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых, Тюмень, 28 апреля 2015 г. – Тюмень, 2015. – С. 176-186.
7. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде: пер. с англ. – М.: Гостоптехиздат. – 1969. – С. 228-229.
8. Освоение эксплуатационных скважин: Учебное пособие / Мордвинов А.А. – Ухта: УГТУ, 2004. – С. 80-81.
9. Производительность скважин: Руководство / Мукерджи Х. – Москва. – 2001. – С. 52-66.

10. Колев Ж. М. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. - Тюмень, ТюмГНГУ, 2017. – С. 32-36.
11. Мухаметшина Р.Ю., Еличев В.А., Гусманов А.А., Усманов Т.С., Барина Л.Н., Спивак С.И., Буков О.В., Пасынков А.Г. Обоснование длины проектных горизонтальных скважин с учетом опыта эксплуатации существующих скважин на примере Энетльской площади Мамонтовского месторождения // Нефтегазовое дело. Т.3. – 2005. – С. 179-184.
12. Заканчивание скважин. Часть 1: Учебник для вузов / Подгорнов В.М. – М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – С. 10-12.
13. Дайер С., Хилсмэн Г., Колфилд И., Дюфрен К., ГарсиаХ., Хили Д., Пауэрс Д., Махарадж М., Стадероли Д., Страки М., Уэбб Т. Проектирование заканчивания морских скважин. // Нефтегазовое обозрение. – 2007. С. 4-15.
14. Шамилов Ф. Оборудование и технологии ОРЭ НПФ «Пакер»: опыт эксплуатации. // Нефтегазовая Вертикаль. – 2014. №17-18. С. 91-93.
15. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: учебное пособие / Грачев С.И., Самойлов А.С. – Тюмень: ТюмГНГУ. – 2015. – 144 с.
16. Оборудование для борьбы с проникновением песка в скважину. Оборудование для заканчивания скважин. [Электронный ресурс]. – URL: (<https://www.slb.ru/upload/iblock/052/katalog-oborudovaniya-dla-borbi-s-peskoproyavleniem.pdf>).
17. Фрайя Х., Онер Э., Пулик Т., Джардон М., Кайя М., Паэс Р., Сотомайор Г., Умуджоро К. Новые подходы к строительству многоствольных горизонтальных скважин // Нефтегазовое обозрение. – 2003. – № 14. – С. 44–67.
18. Пономарев Е. В., Зубов И. Н. Опыт бурения многозабойных скважин (МЗС) и Многоствольных скважин (МСС) и их заканчивание. Технологическое заканчивание горизонтальных скважин Ванкорского месторождения. [Электронный ресурс]. – URL:

(http://techneft.ru/images/doc/sekcii/02_razrabotka_mestorozhdeniy/1_3_ponomorev.pdf).

19. Классификация многоствольных технологий TAML. [Электронный ресурс]. – URL: (<https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/142482-klassifikatsiya-taml/>).

20. Агзамов Ф.А., Гбогбо А.М. Проблемы заканчивания горизонтальных скважин. // Нефтегазовое дело. – 2018. – №3. – С. 6-28.

21. Урванцев Р.В. интеллектуальное заканчивание горизонтальных скважин в условиях высокопроницаемых расчлененных коллекторов с маловязкой нефтью // Международный студенческий научный вестник. – 2018. – № 2.

22. Семкин Д. А., Нухаев М. Т., Жаковщиков А. В. Проектирование и испытания систем заканчивания скважин для решения задач контроля и регулирования притока. // Экспозиция нефть и газ. – 2017. – С. 76-79.

23. Белова О.В., Волков В.Ю., Журавлев О.Н., Зорина И.Г., Крутиков А.А., Семикин Д.А., Скибин А.П. Разработка конструкции адаптивной системы регулирования притока для месторождения с применением CFD. // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. – 2014. – № 3. – С. 22-37.

24. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)

25. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

26. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов

27. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

28. ГОСТ 12.1.005-88. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

29. ГОСТ Р 55265.7-2012 (ИСО 10816-7:2009) Вибрация.

30. ИПОТ 229-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при спуско-подъемных операциях (СПО) во время ремонта и освоения скважин

31. Панов Г. Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности / Г.Е. Панов, Л. Ф. Петряшин, Г. Н. Лысяный. – М.: Недра, 1986. -224 с.

32. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 56.