

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.243.24(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Юлдашбеков Шухрат Атабекович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф-м.н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г-м.н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

(направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»)

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
ПК(У)-2	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
ПК(У)-3	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
ПК(У)-4	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
ПК(У)-6	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ И.А. Мельник
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Юлдашбеков Шухрат Атабекович

Тема работы:

Повышение эффективности эксплуатации горизонтальных нефтяных скважин на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 18.05.2023 г. №138-19/с

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	23.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Анализ геологических условий с целью применения технологии эксплуатации боковых стволов. Нефтегазоносность Казанского НГКМ. Коллекторские свойства продуктивных пластов. Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов. Анализ технологических особенностей зарезки боковых стволов. Проблематика при проведении зарезки боковых стволов.

	Технологическое обоснование применения боковых стволов малого диаметра в эксплуатации скважин. Бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта. Технологические особенности применения современных установок электроцентробежных насосов в стволах скважин с малым диаметром. Конструктивные особенности малогабаритных установок электроцентробежных насосов. Подбор установки электроцентробежного насоса к скважине. Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра при помощи установок электроцентробежного насоса 2А габарита и установок электроцентробежного насоса 5 габарита. Разработка рекомендаций для эффективной эксплуатации боковых и горизонтальных стволов малого диаметра на казанском месторождении.
--	--

Перечень графического материала

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	к.г.н., доцент ОНД ИШПР Цибульникова М.Р.
«Социальная ответственность»	к.т.н., доцент ООД ШБИП Сечин А.А.

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

INCREASING THE EFFICIENCY OF OPERATING HORIZONTAL OIL WELLS IN THE KAZAN OIL AND GAS CONDENSATE FIELD (TOMSK REGION)

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	04.03.2023
---	------------

Задание выдал руководитель/консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф-м.н.		04.03.2023
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			04.03.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Юлдашбеков Шухрат Атабекович		04.03.2023

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения 2022/2023 учебный год

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Юлдашбеков Шухрат Атабекович

Тема работы:

Повышение эффективности эксплуатации горизонтальных нефтяных скважин на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	23.06.2023 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2023 г.	Анализ геолого-технологических условий в процессе эксплуатации скважин с боковыми и горизонтальными стволами на Казанском НКМ.	20
17.03.2023 г.	Технологические особенности применения современных установок электроцентробежных насосов в стволах скважин с малым диаметром.	30
22.05.2023 г.	Разработка рекомендаций для эффективной эксплуатации боковых и горизонтальных стволов малого диаметра на Казанском месторождении.	20
05.06.2023 г.	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение». Раздел «Социальная ответственность».	20
16.06.2023 г.	Заключение	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Юлдашбеков Шухрат Атабекович		

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

БГС – боковой ствол с горизонтальной частью

БНС – боковой направленный ствол

БС – боковой ствол

ГИС – геофизические исследования скважин

ГС – горизонтальный ствол

ГТМ – геолого-технологическое мероприятие

ЗБС – зарезка бокового ствола

МС – материнский ствол

МСС – многоствольная скважина

МЗС – многозабойная скважина

НКТ – насосно-компрессорные трубы

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 124 страниц, 27 рисунков, 16 таблиц, 51 источник и 2 приложения.

Ключевые слова: горизонтальный ствол, геолого-технологическое мероприятие, заканчивание скважин, установка электроцентробежного насоса малого габарита.

Объектом исследования является Казанское нефтегазоконденсатное месторождение с высокими значениями обводненности продукции и низкими показателями коэффициента извлечения нефти.

Цель исследования – повышение эффективности эксплуатации скважин с горизонтальными стволами на Казанском НГКМ в условиях падающей добычи.

В процессе исследования определено влияние геолого-технологических условий на применимость зарезки ГС.

Проведен анализ современных технологий для эффективной эксплуатации скважин с ГС.

В результате исследования было подобрано оборудование для эффективной эксплуатации горизонтальных стволов.

Область применения: добывающие скважины, характеризующиеся маленьким КИН и высокими показателями обводненности.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения технологии ЗБС.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СТВОЛАМИ НА КАЗАНСКОМ НГКМ	12
1.1 Анализ геологических условий с целью применения технологии эксплуатации боковых стволов	21
1.2 Нефтегазоносность Казанского НГКМ	27
1.3 Коллекторские свойства продуктивных пластов.....	29
1.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов	32
1.5 Анализ технологических особенностей зарезки боковых стволов.....	34
1.6 Проблематика при проведении зарезки боковых стволов.....	37
1.7 Технологическое обоснование применения боковых стволов малого диаметра в эксплуатации скважин	39
1.8 Бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта	42
2.ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В СТВОЛАХ СКВАЖИН С МАЛЫМ ДИАМЕТРОМ	48
2.1 Конструктивные особенности малогабаритных установок электроцентробежных насосов	48
2.2 Подбор установки электроцентробежного насоса к скважине	55
2.3 Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра при помощи установок электроцентробежного насоса 2А габарита и установок электроцентробежного насоса 5 габарита	59
3. РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ БОКОВЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ МАЛОГО ДИАМЕТРА НА КАЗАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	72
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	76
4.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели.75	
4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия.....	78
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	85
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86

5.2 Производственная безопасность. Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	88
5.3 Обоснование и разработка мероприятий по снижению уровней опасного и вредного воздействия и устранению их влияния на работающих.....	94
5.4 Экологическая безопасность	96
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера.....	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	100
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	105
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	123

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день большинство месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки и характеризуются низким темпом выработки запасов. Становится актуальным вопрос о локализации остаточных запасов нефти, поэтому одним из самых эффективных методов повышения КИН, вовлечение слабодренируемых и добычи остаточных запасов нефти является бурение боковых и горизонтальных стволов.

Остаточные запасы - запасы нефти, которые характеризуются очень маленькой, а иногда нулевой скоростью фильтрации в слабопроницаемых зонах, линз, пропластков или слоях. Остаточные запасы в основном сосредоточены в отдельных изолированных линзах, в застойных зонах пласта. Важно, что для добычи небольших остаточных запасов, бурение новых скважин приведет к увеличению капитальных затрат, потому что участок потребует обустройства дополнительной кустовой площадки, отсыпки, что ведет к огромным затратам и увеличению времени строительства, из-за чего дальнейшая разработка месторождений становится нерентабельной. В связи с этим использование горизонтальных стволов для восстановления нерабочих и низко продуктивных скважин является оптимальным вариантом.

Актуальность данной работы: зарезка боковых и горизонтальных стволов по классификации TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) – это введение новых инновационных технологий в процессе нефтегазодобычи с целью вовлечения в разработку остаточных запасов нефти.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение эффективности эксплуатации скважин с горизонтальными стволами на Казанском НГКМ в условиях падающей добычи. Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Влияние малого диаметра обсадной колонны бокового ствола на поток жидкости в скважинных условиях;
2. Определить влияние геолого-технологических условий на применимость зарезки БС и ГС;
3. Обосновать применение установок электроцентробежного насоса малого габарита для эффективной эксплуатации горизонтальных скважин.

1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СТВОЛАМИ НА КАЗАНСКОМ НГКМ

Повышение нефтеотдачи продуктивных пластов и снижение себестоимости ее добычи является приоритетной задачей. В настоящее время имеется мало нефтяных месторождений с простыми геологическими характеристиками, поэтому необходимо применение современных технологий. В первую очередь это строительство высокотехнологичных скважин и применение новых способов вытеснения остатков нефти, извлечь которые не удалось традиционными методами. Горизонтально разветвленные скважины делятся на многоствольные и многозабойные скважины. Многоствольная скважина (МСС) – скважина, состоящая из одного ствола, из которого пробурен один или несколько боковых стволов (ответвлений) на различные продуктивные горизонты (пласты), при этом точка пересечения боковых стволов с основным стволом находится выше вскрываемых горизонтов.

Применение технологии бурения многоствольных скважин является перспективным. Технология бурения многоствольных скважин не является новой, но также ее нельзя считать достаточно зрелой и разработанной в нефтяной промышленности. В мире сейчас насчитываются тысячи скважин, построенных с применением данной технологии. Сегодня технология многоствольного бурения скважин применяется практически повсеместно, а дальнейшее ее развитие является перспективным.

Преимуществами такого способа бурения являются: повышенный коэффициент охвата пласта, снижение общих затрат на бурение и заканчивание скважин, увеличение продуктивности, обеспечение более эффективного притока нефти, обеспечение повышения коэффициента извлечения нефти. Объемы добычи нефти значительно увеличиваются за

счет строительства многоствольных скважин. Иногда наблюдается отсутствие технической возможности бурения новых скважин с поверхности, либо осуществление нового проекта требует слишком высоких экономических затрат.

Скважина с боковым стволом, может оказаться гораздо эффективнее нескольких скважин, построенных с использованием традиционных технологий. Поскольку в этом случае повышается эффективность работы, происходит сокращение затрат на строительство, увеличивается объем поступающей из пласта нефти. Грамотное применение технологии ЗБС позволяет более качественно проводить разработку месторождения.

Как и многие новейшие разработки в нефтяной отрасли, технология бурения многоствольных скважин была разработана и впервые успешно применена в бывшем СССР. «Отцом» технологии бурения многоствольных скважин является советский инноватор и изобретатель Александр Григорян. Он придерживался точки зрения, что гораздо эффективнее увеличивать проходку ствола при бурении скважин по уже известным нефтеносным пластам, чем бурить множество скважин с поверхности в надежде попасть в предполагаемую нефтеносную зону. В 1941 году он пробурил одну из первых в мире наклонно-направленных скважин (Баку №1385), почти за 20 лет до того, как кто-либо еще начал делать подобные попытки. Большая часть многоствольных скважин пробуренных с 1953 года относятся к уровням сложности 1 и 2 по классификации TAML. Бурение скважин этих уровней сложности стало настолько распространенным, что на сегодня статистика по их количеству уже не ведется. Их общее количество в мире оценивается в более 10000 скважин. Широкое распространение применения многоствольных скважин в разработке месторождений привело к развитию и усложнению технологии. Так в 1993 году была пробурена первая многоствольная

скважина по уровню 3 (Канада, провинция Альберта, компания Shell). В 1994 г. – пробурена первая многоствольная скважина по уровню 4 (Канада, провинция Альберта, компания Shell). В 1995 г. – пробурена первая многоствольная скважина по уровню 5 (США, Мексиканский залив, компания BP). Начало развития терминологии и классификации многоствольного бурения было положено в 1997 г. В марте 1997 г. Эриком Диггином (представитель компании Шелл) было предложено создать международный форум, который был назван «Technology Advancement — Multi-Laterals (TAML)». Форум является некоммерческой организацией. На нем участники — эксперты ведущих мировых нефтяных компаний (BP, Statoil, Norsk Hydro, Esso UK, Mobil, Exxon, Phillips, Texaco, Total, Maersk, Chevron, Shell International E&P, Shell Oil and Shell UK Expro). Обменялись накопленным опытом бурения горизонтально-разветвленных скважин, а также разработали унифицированный подход и определили дальнейшее направление развития технологии бурения многоствольных скважин. В 1998 г. была разработана и опубликована единая международная классификация по сложности и функциональности многоствольных скважин (The TAML Classification System) в рамках Joint Industry Project (JIP).

Согласно классификации TAML, горизонтально разветвленные скважины делятся на 6 уровней (Рисунок 1, Таблица 1). Механическая сложность возрастает с уровнем.

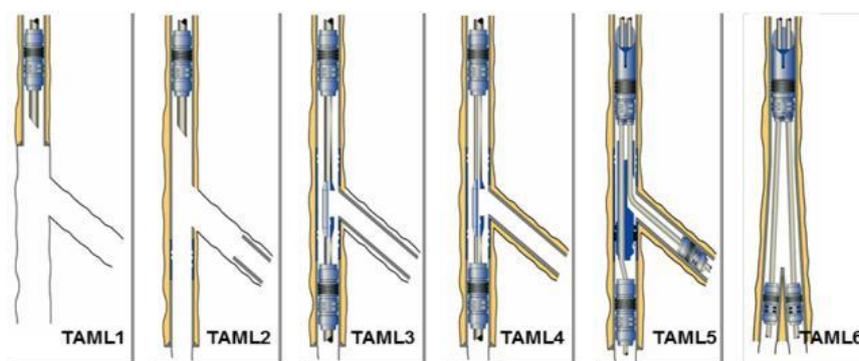


Рисунок 1 – Классификация TAML

Таблица 1 – Особенности уровней классификации TAML [2]

	TAML1	TAML2	TAML3	TAML4	TAML5	TAML6
Характеристика профиля	Материнский и БС не обсажены обсадной трубой (или в каждой имеется хвостовик). Прочность сочленения, гидравлическая изолированность зависит от свойств породы, находящейся рядом с сочленением	Материнский ствол обсажен трубами и зацементирован. У БС открытый забой или оснащен хвостовиком (фильтром). Сочленение гидравлически не изолировано	Материнский ствол обсажен и зацементирован. БС обсажен, но не зацементирован. (Возможно, есть крепления у места разветвления без цементирования)	Материнский и БС обсажены и зацементированы (в боковом стволе установлен хвостовик (фильтр))	Материнский и БС обсажены и зацементированы. Сочленение гидравлически изолировано. Оборудование для добычи крепится при помощи пакеров	Материнский ствол имеет забойное разветвление и крепление оборудования для раздельной добычи. Сочленение герметично (цемента недостаточно для полной герметизации)
Геологические условия для бурения	Применяют только в сильно цементированных пластах		Применение в сильно- и средне цементированных пластах	Возможность применения и в нецементированных пластах		
Особенности	- нет механического сопряжения; - затрудненный доступ к обоим стволам; - продукция смешивается из-за отсутствия гидравлической изоляции пластов; - доступ только к основному стволу	-нет механического сопряжения; -продукция смешивается из-за отсутствия гидравлической изоляции пластов; -доступ только к основному стволу	- механическое сопряжение; -доступ к основному и боковому стволу -продукция смешивается из-за отсутствия гидравлической изоляции пластов	- механическое сопряжение, чувствительное к депрессии, при эксплуатации УЭЦН; - Возможна изоляция пластов с установкой пакера; -доступ к основному и боковому стволу	-имеется механическое сопряжение, - возможна одновременно раздельная добыча, благодаря гидравлической изоляции; -Полный доступ к основному и боковому стволу	- механическое сопряжение спускается вместе с обсадными колоннами; -возможна одновременно раздельная добыча из-за гидравлической изоляции; -полный доступ к основному и боковому стволу

Зарезка боковых стволов скважин служит для интенсификации системы разработки месторождений, увеличения коэффициента

извлечения нефти из продуктивных пластов и фондоотдачи капиталовложений [3].

Зарезка боковых и горизонтальных стволов нашло применение на Казанском НГКМ.

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в южной части Томской области, где открыт целый ряд, в основном, мелких и средних месторождений нефти и газа (Рисунок 2). Административно месторождение находится в Парабельском районе. Участок работ относится к Казанскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области, которая выделяется на востоке центральной части Западно-Сибирской низменности.

В орографическом отношении рассматриваемая территория представляет собой плоскую и пологоволнистую равнину почти полностью залесенную, часть площади занимают непроходимые болота. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах +120 – +140 м. Земли находятся в введении Пудинского лесного хозяйства. Нефтепоисковые работы в данном регионе начаты в 1963 г.

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, которое было открыто в 1967 году, находится в нескольких десятках километров южнее с. Пудино и приурочено к локальному одноименному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) в 1966 г. Дорожная сеть в районе работ отсутствует. Речная сеть представлена рекой Чузик и ее правыми притоками – Большой и Малой Казанкой. Судоходна река Чузик до с. Пудино для мелких барж. В зимнее время грузы перемещаются наземным транспортом, авиационным – круглогодично.

Климат района континентальный с суровой зимой и коротким прохладным летом. Температура колеблется от минус 45–50 0С зимой до плюс 35 0С летом. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-

зимний период. По количеству осадков район месторождения относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах 400–500 мм. Продолжительность существования устойчивого снежного покрова определяет сроки использования “зимников”.



Рисунок 2 – Обзорная схема Казанского НГКМ

В Казанском НГКМ используется трубопроводный транспорт. Ведомственный нефтепровод протяженностью 50 км направлен на северо-запад, а магистральный нефтегазовый трубопровод простирается на северо-восток в течение 220 км. Технология зарезки боковых и горизонтальных стволов была внедрена с 2016 года.

Применение техники зарезки боковых и горизонтальных стволов имеет несколько целей для добывающих компаний:

Вывод скважин из бездействующего фонда.

Интенсификация добычи из низкопроницаемых коллекторов. В данном случае используется технология "рыбья кость" (fishbone), которая

представляет собой особую траекторию многоступенчатого ствола с многочисленными ответвлениями (см. Рисунок 3). Через каждое ответвление "рыбьей кости" можно прокачать значительное количество стимулирующих жидкостей. Основная функция этой технологии заключается в контролируемой и точной интенсификации производительности скважины путем создания множества ответвлений в коллекторе. Каждое новое ответвление имеет определенную длину, которая зависит от длины иглы и варьируется от 10 до 10,8 метра. Эти ответвления легко преодолевают вертикальный поток и увеличивают проницаемость коллектора, что в результате повышает коэффициент производительности и добычу.



Рисунок 3 – Технология fishbone «рыбья кость»

Применение технологии многоступенчатого горизонтального ствола (МСС) позволяет увеличить добычу из пласта за счет большей площади контакта между стенками скважин и пластом. На некоторых месторождениях использование МСС демонстрирует явные преимущества перед традиционными методами завершения скважин, такими как вертикальные и горизонтальные стволы или гидроразрыв пласта (ГРП). Эта технология эффективно применяется при завершении скважин в

трещиноватых карбонатных коллекторах, чтобы обеспечить вскрытие зоны трещин в разных направлениях, а также в песчаниковых коллекторах большой мощности (свыше 50 м) и с несколькими несвязанными продуктивными пластами.

При вскрытии Рифейских отложений Восточной Сибири предпочтительным является использование технологии МСС. В этих древних резервуарах, имеющих сложное пустотное строение, играющее решающую роль в формировании коллекторов, тектонические факторы и постседиментационные процессы создали вторичные доломитовые пустоты, делающие коллектор трещинным и каверново-трещинным. Для большинства других месторождений с песчаниковым коллектором эффективно использование технологии МСС.

Технология МСС также применяется для разработки недренируемых участков месторождения. Запасы, расположенные на краевых участках или рядом с выклиниванием пласта, характеризуются малыми мощностями породы и высокой нефтенасыщенностью. Бурение вертикальной скважины не является экономически целесообразным, но применение МСС позволяет получить дополнительный приток флюида, которого невозможно достичь другими способами.

Другие преимущества технологии МСС включают снижение обводненности продукции. В высокообводненных пластах остаются участки с высокой нефтеносностью, и применение боковых горизонтальных стволов позволяет значительно повысить коэффициент извлечения нефти. Это позволяет проводить уплотняющее бурение с более низкими затратами.

Наконец, технология МСС также может использоваться для перехода на нижележащий пласт и доразведки месторождений.

Для эффективной реализации технологии зарезки боковых и горизонтальных стволов (ЗБС) необходимо правильно выбрать скважину, учитывая следующие параметры:

1. Ожидаемый дебит скважины должен обеспечить необходимый объем добычи углеводородов в определенный период времени.

2. Информация о продуктивности планируемого бокового отверстия должна соответствовать информации о промышленных запасах нефти.

3. Выбор скважины определяется наличием нескольких продуктивных пластов или планируемым вскрытием нескольких продуктивных пластов в будущем, чтобы обеспечить длительную эксплуатацию скважины.

После учета основных критериев выбора скважины для ЗБС, необходимо провести более детальное изучение основных геолого-технологических параметров системы пласт-скважина. Это включает:

Геологическую информацию о пласте, включая его мощность, пористость, проницаемость и состав. Эти параметры определяют продуктивность пласта и его способность к передаче флюидов.

Гидродинамические характеристики пласта, такие как давление и притоковая способность. Эти параметры влияют на поток флюидов и его распределение в скважине.

Геометрию скважины, включая ее направление, уклон и длину боковых и горизонтальных стволов. Это позволяет определить оптимальное положение и расположение стволов для достижения максимальной площади контакта с пластом.

Различные технические факторы, такие как сопротивление потоку флюидов, возможность использования технологии МСС и доступность необходимого оборудования.

Подробное изучение этих параметров позволяет принять обоснованное решение при выборе скважины для применения ЗБС и обеспечивает успешную реализацию данной технологии на месторождении.

Остаточные запасы представляют собой запасы нефти, которые обладают очень низкой или даже отсутствующей скоростью фильтрации в слабопроницаемых зонах, линзах, пропластках или слоях. Они чаще всего сосредоточены в отдельных изолированных линзах или в зонах пласта, где процессы добычи замедлились [1]. Важно отметить, что разработка этих небольших остаточных запасов с использованием традиционного бурения новых скважин может привести к значительным капитальным затратам. Это связано с необходимостью строительства дополнительных кустовых площадок, проведения отсыпки и других инфраструктурных мероприятий, что влечет за собой высокие затраты и увеличение времени строительства. В результате, разработка таких месторождений становится нерентабельной. В связи с этим, использование боковых стволов малого диаметра для реабилитации неэффективных и низкопродуктивных скважин, а также для увеличения охвата пласта, представляет оптимальное решение. Это позволяет извлечь остаточные запасы эффективнее и без необходимости проведения крупномасштабных строительных работ.

1.1 Анализ геологических условий с целью применения технологии эксплуатации боковых стволов

Остаточные запасы - запасы нефти, которые характеризуются очень маленькой, а иногда нулевой скоростью фильтрации в слабопроницаемых зонах, линз, пропластков или слоях. Остаточные запасы в основном сосредоточены в отдельных изолированных линзах, в застойных зонах пласта [1]. Важно, что для добычи небольших остаточных запасов, бурение новых скважин приведет к увеличению капитальных затрат,

потому что участок потребует обустройства дополнительной кустовой площадки, отсыпки, что ведет к огромным затратам и увеличению времени строительства, из-за чего дальнейшая разработка месторождений становится нерентабельной. В связи с этим использование боковых стволов малого диаметра для восстановления нерабочих и низкопродуктивных скважин, а также для повышения охвата пласта, является оптимальным вариантом.

Использование технологии TAML 4 позволяет вести добычу в большинстве залежей, в сильно трещиноватых, рыхлых и обваливающихся пород. Обобщенные данные по геолого-физическим условиям эффективного применения ГС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Геолого-физические условия и область применения ГС и БС при разработке газовых и нефтяных месторождений

№	Наименование
1	Линзовидные пласты
2	Тонкие пласты
3	Несцементированные песчаники
4	Нефтяные залежи с трудноизвлекаемыми запасами
5	Добыча нефти и газа на морских месторождениях
6	Добыча высоковязких нефтей
7	Добыча остаточной нефти с целью увеличения нефтеотдачи
8	Пласты с кавернозными образованиями
9	Наличие многолетнемерзлых пород

Осадочные отложения Казанского месторождения представлены мощной толщей песчано-глинистых терригенных пород мезозойско-кайнозойского возраста, которые со стратиграфическим несогласием залегают на метаморфизованных породах палеозойского фундамента. Литолого-стратиграфическая характеристика Казанского месторождения представлена в таблице 3. Разрез осадочного платформенного чехла в пределах Казанского лицензионного участка представлен на рисунке 4.

Таблица 3 – Литолого-стратиграфическая характеристика Казанского НГКМ

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение	Мощность горизонта, м	Литологическое описание
верх	низ	Название		
0	30	Четвертичные отложения	30	Почвенно-растительный слой, глины, суглинки
30	125	Некрасовская серия	95	Пески, глины
125	170	Чеганская свита	45	Глины, пески
170	260	Люнинтвурская свита	90	Глины
260	285	Талицкая свита	25	Алевролиты, глины
285	365	Ганькинская свита	80	Мергели, глины
365	415	Славгородская свита	50	Глины
415	560	Ипатовская свита	145	Песчаники, глины, алевролиты
560	575	Кузнецовская свита	15	Глины
575	1440	Покурская свита	865	Песчаники, глины, алевролиты
1440	2130	Киялинская свита	690	Глины, песчаники, глины, алевролиты
2130	2215	Тарская свита	85	Песчаники, аргиллиты, алевролиты
2215	2455	Куломзинская свита	240	Аргиллиты, песчаники, алевролиты
2455	2480	Баженовская свита	25	Аргиллиты

Палеозойский фундамент (Pz)

Кровля отложений палеозойского возраста залегает в интервале глубин 2677 м. (скв. № 1) – 2842 м. (скв. № 8). Верхняя часть фундамента, разрушенная и сильно измененная, выделена в кору выветривания. Кора выветривания вскрыта в скв. № 2 на глубине 2830 м. и представлена интенсивно выветренными, метаморфизованными обломочными породами. Цемент коры выветривания в основном глинистого состава. Остальной разрез фундамента (снизу вверх) представлен плагиоклазовыми порфиритами, известняками, метаморфизованными аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Вскрытая мощность фундамента составляет первые десятки метров.

Тюменская свита (J1-J2)

На палеозойских отложениях несогласно залегают континентальные породы тюменской свиты, представленные чередованием аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей. Аргиллиты темно-серые, буроватые, с зеркалами скольжения. Алевролиты занимают подчиненное положение. Обычно они темно-серые, плотные, слюдистые, крепкоцементированные с прослоями черного углистого аргиллита и линзами светло-серого мелкозернистого песчаника, участками доломитизированного. В разрезе свиты выделяется ряд песчаных пластов, промышленно продуктивными из которых являются Ю3 и Ю4. Все породы сидеритизированы и пиритизированы. Мощность свиты колеблется в пределах 200–300 м.

Васюганская свита (J2k - J3o)

Васюганская свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Отложения нижней подсвиты представлены аргиллитами темно-серыми, плотными, крепкими. В толще аргиллитов встречаются прослой глини и алевролитов, иногда имеет место замещение заглинизированных пород на песчаные пласты Ю15-6 (скв. № 5).

Отложения верхней подсвиты представлены чередованием трех песчаных пластов (Ю1¹, Ю1² и Ю1³⁻⁴) с подчиненными прослоями

аргиллитов, алевролитов и углей. В верхней части подбиты между пластами Ю1¹ и Ю1² выделяется литолого-стратиграфический репер «Р», состоящий из аргиллитов и алевролитов с большим количеством известковистых раковин пелеципод, которые подстилаются незначительным угольным пропластком. Под пластом Ю1² на каротажных диаграммах и на временных сейсмических разрезах отчетливо прослеживается угольный пласт У1, который в большинстве скважин расчленяется на два пропластка – У1¹ и У1².

Пласт Ю1³⁻⁴ представлен, в основном, крепкоцементированными мелко-среднезернистыми полимиктовыми песчаниками аркозового типа и алевролитами от светло-серого до темно-серого цвета, часто с буроватым оттенком. Цемент хлорит-гидрослюдисто-каолинитового и кальцит-сидеритового состава, иногда гидрослюдистый и лейкоксен-хлорит-каолинитовый.

Пласт Ю1² сложен светло-серыми, слабослюдистыми, мелко-среднезернистыми крепкоцементированными песчаниками с обугленным растительным детритом. По вещественному составу преобладают полевошпатово-кварцевые и полимиктовые аркозового типа песчаники с глинистым, реже карбонатным цементом.

Пласт Ю1¹ представлен светло-серым, мелко-среднезернистым среднесцементированным полевошпатово-кварцевым песчаником. Цемент в песчаниках полиминеральный, в составе которого присутствуют каолинит, гидрослюда, хлорит часто в ассоциации с кальцитом и сидеритом.

Возраст продуктивных пластов и разделяющих их заглинизированных пропластков и углей во многом принимается условно и требует дальнейшего уточнения на основе биостратиграфического анализа. Толщина васюганской свиты меняется в интервале 70–90 м.

Георгиевская свита (J3km)

Повсеместно в пределах рассматриваемого региона на размытой поверхности продуктивного пласта Ю1¹ залегают отложения георгиевской свиты, мощность которой постепенно увеличивается в направлении с северо-

запада на юго-восток. Свита представлена аргиллитами темно-серыми до черного цвета, плотными, крепкими, слабослюдистыми, с неровным изломом, доломитизированными, с известковистым детритом белемнитов, с рыбными остатками, с редкими включениями пирита. Мощность георгиевской свиты в скважинах меняется от 4 до 12 м.

Баженовская свита (J3v)

Верхнеюрские отложения заканчиваются регионально выдержанным литологическим и геофизическим репером – баженовской свитой, которая по литературным данным с размывом залегает на эродированной поверхности георгиевских пород кимериджского возраста. Свита представлена битуминозными аргиллитами преимущественно темно-бурого цвета, плотными, слюдистыми, с ровным и полураковистым изломом, с обугленными растительными остатками, с тонкими прожилками кальцита, иногда с детритом белемнитов и рыб. Толщина баженовской свиты в пределах Казанского месторождения достигает 25 м.

1.2 Нефтегазоносность Казанского НГКМ

В каждой скважине выше кровли пласта Ю1³⁻⁴, который характеризуется значительной фациальной изменчивостью и макронеоднородностью, на глубине 2-5 метров находится тонкий угольный пропласток У1³. Этот пропласток имеет толщину не более полутора метров, но он четко отображается на каротажных диаграммах. Примерно на глубине 12-14 метров выше пласта Ю1³⁻⁴ находится песчано-алевритовый пласт, который можно использовать в качестве синхронного реперного горизонта при сопоставлении разрезов скважин, также как и пропласток У1³. Этот пласт, обозначенный как Ю1^{3а}, состоит из светло-серого мелкозернистого песчаника со средней степенью сцементированности и алевролита. Его мощность составляет от 2,4 до 4,1 метров.

Присутствие пропластка У1³ и пласта Ю13а на всей исследуемой территории, а также их почти одинаковое расстояние от кровли пласта Ю1³⁻⁴ указывают на то, что формирование нижней части верхневасюганской

подсветы произошло в стабильной седиментационной среде без значительных тектонических проявлений. Над пластом Ю13а во всех скважинах находится литологический и геофизический репер У1, состоящий в основном из углей. В некоторых скважинах репер У1 разделен на две части, а в других он объединяется в одно целое. В этом случае его мощность достигает 4,2-4,6 метров. Над этим репером, в некоторых скважинах (№ 2, 4, 5, 7, 8, 18, 19, 12), обнаруживается небольшая пачка пород песчано-алевритово-аргиллитового состава («А»), тогда как в других скважинах (№ 1, 3, 17, 20) эта пачка размыта, и пласт Ю1² непосредственно примыкает к реперу У1.

Георгиевская свита перекрыта темно-бурыми аргиллитами баженовской свиты, которая представляет верхний комплекс отложений юрской системы.

Современное пространственное расположение пород-коллекторов пласта Ю1² и их морфологию характеризуют структурные карты по кровле и подошве его проницаемой части, представленные на рисунке 5 и 6 соответственно.

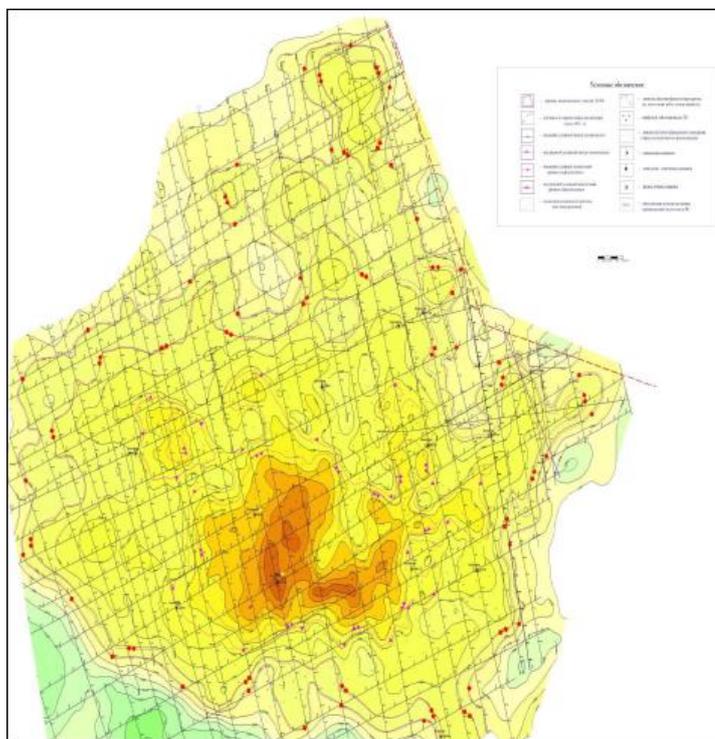


Рисунок 5 – Структурная карта по кровле пласта Ю1²

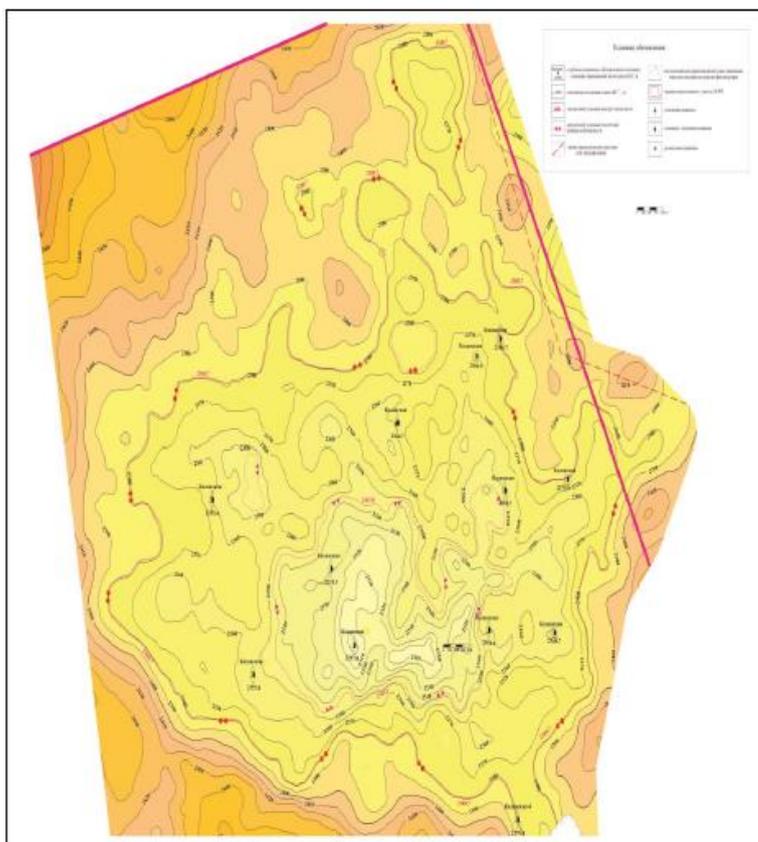


Рисунок 6 – Структурная карта по подошве пласта Ю1²

1.3 Коллекторские свойства продуктивных пластов

Параметры коллекторов продуктивных отложений Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) изучались по керну первых разведочных скважин №№ 1–8 к подсчету запасов 1969 года, более значительный объем керновых исследований проведен по новым разведочным скважинам № 17, 18, 19, 12 к последнему подсчету запасов 2006 года.

Пласт Ю1² в верхней части скв. № 18 (глубина после увязки 2513,3 м) в керне представлен щебенкой размером 3–5 см. По данным гранулометрического анализа песчаники представлены мелкозернистыми хорошо сортированными разностями. Содержание мелкозернистого песка 56,6 %, среднезернистого 5,9 %, значительно содержание крупного алеврита – 26,34 %. Песчаники низкоглинистые (глина+м/з алеврит не более 6,7 %). Медианный размер зерен 0,09 мм. Песчаники этого пласта характеризуются

высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) (пористость 20–23 %, проницаемость 60 мД).

Основная часть пласта Ю1² сложена однородными мелкозернистыми песчаниками буровато-серого цвета со значительной долей глинистого материала (менее 20 %). Содержание мелкопесчаной фракции составляет 40–45%, крупноалевритовой 25–30 %, мелкоалевритовой и глинистой 20–25 %. Суммарное содержание крупно- и среднезернистой фракции составляет 12,1 %. Сортировка материала средняя. Медианный размер зерен 0,1–0,15 мм.

Пласт Ю1², вскрытый скважиной 19, неоднороден и разделяется на две существенно различающиеся части. В верхах (0,9 м), пласт сложен среднезернистыми низкоглинистыми (менее 5 % глины) песчаниками с высокими ФЕС (пористость – 16–21 %, проницаемость – 32–406 мД). Ниже по разрезу пласта, до его подошвы, залегают мелкозернистые глинистые (12–16 % глины) песчаники с значительно более низкими ФЕС (пористость – 12,1–17,2 %, в среднем 15,3 %, проницаемость – 0,5–14,6 мД, в среднем 5,8 мД). В основании пласта встречен тонкий прослой (10 см) базального среднекрупнозернистого песчаника с гравийным материалом.

Кумулятивные кривые гранулометрического состава песчано-алевритовых пород пласта Ю12 приведены на 7.

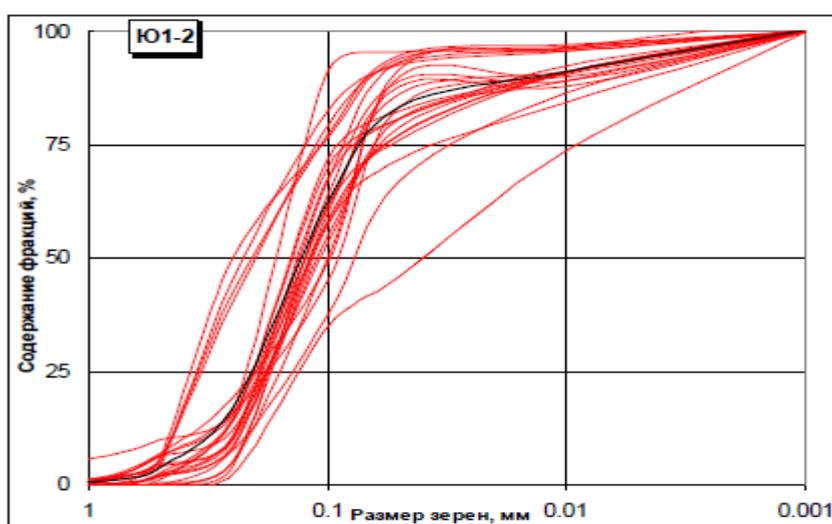


Рисунок 7 – Кумулятивные кривые гранулометрического состава песчаников пласта Ю12 (черным цветом показана усредненная кривая по пласту)

Пласт Ю1² в 12 скважине сложен мелкозернистыми глинистыми песчаниками, переслаивающимися с многочисленными прослоями глинистых алевролитов. По минеральному составу и структурно-текстурным признакам песчаники достаточно однородные, характеризуются низкими ФЕС: диапазон пористости 4,3–16,4 % (среднее 11,6 %), проницаемость 0,12–2,2 мД (среднее 0,66 мД).

Присутствие в разрезе полимиктовых разностей пород с существенными различиями в содержании породообразующих компонент, а также различных видов и состава цемента определяет сложную геометрию порового пространства. Разнообразие структуры порового пространства обуславливает широкий диапазон изменения фильтрационно-емкостных характеристик.

Толщина покрышки над пластом Ю1² составляет 8–10 м. Пласт Ю1² сложен в основном песчаниками мелкозернистыми, алевропесчаниками, алевролитами глинистыми. Кроме того, в незначительном количестве представлены среднезернистые песчаники. Пористость меняется от 5–11 % (в глинистых алевролитах) до 24 % в мелкозернистых и среднезернистых песчаниках. Проницаемость – от десятых долей (в глинистых алевролитах) до сотен миллидарси в среднезернистых песчаниках.

Основная часть пласта представлена мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, характеризующимися значительной глинистостью. По данным ртутной порометрии структура порового пространства тонкопоровая неоднородная, размеры фильтрующих поровых каналов составляют 5–3 мкм, содержание тонких пор, размером менее 0,8–1 мкм, достигает 50–70 %.

В скв. № 19 верхняя часть пласта представлена среднезернистыми песчаниками с пористостью до 22–23 %, проницаемостью до 400 мД. По данным ртутной порометрии эти разности обладают крупнопоровым строением. Размеры фильтрующих поровых каналов составляют 40–80 мкм. Содержание тонких пор, контролирующих остаточную водонасыщенность, невелико – 5–10 %.

В скв. № 18 интервал 2511–2515,4 м представлен незначительным объемом неразрушенного каменного материала. Как следует из изучения поднятого керна, в интервале присутствует слой слабо сцементированного мелкозернистого хорошо отсортированного песчаника. По ненарушенным фрагментам породы были проведены определения пористости, гранулометрического состава. Пористость достигала 22,4 %. Проницаемость единичных сохранившихся более плотных фрагментов составила 60–112 мД. По результатам ртутной порометрии данная литологическая разность песчаника обладает очень однородным строением. Размеры основных фильтрующих поровых каналов меняются в узком диапазоне от 16 до 10 мкм. Их содержание в поровом пространстве достигает 60 %.

1.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов

Нефть залежи Ю1² очень легкая (плотность при 200С соответствует 766,7 кг/м³), молекулярная масса 149 ед., маловязкая с низким содержанием серы до 0,2 % масс, асфальто-смолистых веществ, кислых соединений и парафина (1,8% масс) имеет низкую температуру вспышки. Нефть практически полностью выкипает при 350⁰С (таблица 4).

Таблица 4 – Физико-химическая характеристика нефти пласта Ю1² Казанского месторождения

Определяемый параметр	Ед. измерения	Результат анализа
Плотность при 20 ⁰ С	кг/м ³	766,7
Вязкость кинематическая при 20 0С	сСт	1,55
Молекулярная масса	а.е.м.	149
Содержание асфальтенов	% масс.	0,11
Содержание механических примесей	% масс.	0,07
Содержание серы	% масс.	0,16
Содержание смол силикагелевых	% масс.	2,19
Содержание парафина	% масс.	1,4
Температура плавления парафина	°С	52
Давление насыщенных паров	кПа (мм.рт.ст.)	128,6 (967,2)

Свойства пластовой нефти представлены в таблице 5

Таблица 5 – Свойства пластовой нефти залежи Ю1²

Давление насыщения, Мпа	19,84
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа * 10 ⁻⁴	39,46
Газосодержание (при однократной сепарации), м3/т	399
Газовый фактор (при ступенчатой сепарации), м3/т	348,2
Объемный коэффициент пластовой нефти:	
- при однократной стандартной сепарации	1,972
- при ступенчатой сепарации	1,803
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	581,5
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	0,22
Плотность сепарированной нефти при 200С, кг/м ³ :	
- после однократной сепарации	792,6
-после ступенчатой сепарации	777,2
Плотность выделившегося газа при 20 °С, кг/м ³ :	
- при однократной сепарации	1,118
- при ступенчатой сепарации	0,998
Вязкость сепарированной нефти, мПа·с:	
- после однократной сепарации	1,62

Проведение стандартного ЗБС не всегда возможно ввиду осложненных геологических особенностей месторождения, строительства скважин и технологических особенностей добычи нефти, подтверждающих выбор технологии крепления бокового ствола.

Учитывая данные факторы, месторождения севера имеют следующие геолого-физические особенности:

1. Наличие многолетнемерзлых пород затрудняет как процесс бурения, так и процесс добычи. Низкие температуры верхних пластов ($t_{cp}=12^{\circ}C$) вызывают осложнения работы оборудования и трудности, возникающие при подъеме флюидов на поверхность.

2. Сравнительно высокие содержания глинистого цемента – алевролита (до 35 %), а также локальные зоны глинизации. Это приводит к тому, что при первичном вскрытии продуктивного пласта происходит

интенсивное проникновение фильтрата бурового раствора далеко в продуктивный пласт и, вследствие постепенного набухания глинистого цемента коллектора, закупорка существенной доли поровых каналов.

3. Неравномерное чередование высокопроницаемых плохо цементированных песчаных пачек (2-20 м), включения карбонатизированных пропластков. Существуют большие риски осыпания боковых стволов, которые влекут за собой закупорку пор породы, а также увеличивается вынос механических примесей в ствол скважины. Данный фактор вызывает снижение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта

1.5 Анализ технологических особенностей зарезки боковых стволов

Процесс бурения и зарезки бокового ствола (БС) включает следующие этапы:

Первый этап: Выбор кандидатской скважины и определение ее траектории. Проводятся геологические исследования для выбора наиболее подходящей скважины на основе данных об эксплуатации близлежащих скважин и участков месторождений с высокими остаточными запасами. Геологическая служба Управления капитального ремонта скважин составляет проект бурения бокового ствола, рассчитывает технологические параметры и экономические показатели.

Второй этап: Подготовка скважины к забуриванию бокового ствола. Проводится геофизическое исследование для оценки технического состояния эксплуатационной колонны, проверки состояния цемента в колонне и обнаружения заколонных перетоков. Если в верхней части эксплуатационной колонны отсутствует цементный камень, проводится цементирование. Затем осуществляется шаблонирование ствола и проводятся изоляционно-ликвидационные работы в нижней части ствола скважины.

Третий этап: Установка якоря пакера и определение его ориентации. Спускается клин-отклонитель, который обеспечивает необходимое

отклонение фрез или райберов от оси основного ствола при вырезании "окна" в эксплуатационной колонне. Якоря используются для закрепления подъемных труб в стенке эксплуатационной колонны и предотвращения перемещения скважинного оборудования под воздействием нагрузки. В наклонно-направленных скважинах установка клина-отклонителя должна быть ориентирована в пределах $\pm 90^\circ$ относительно азимута искривления основного ствола в месте установки. После установки клина-отклонителя компоновка с подвесным устройством и телесистемой поднимается и спускается для вырезания "окна". Процесс вырезки окна осуществляется с помощью трехфрезерной установки с клином-отклонителем, часто используется стационарный отклонитель.

Ориентация отклоняющего инструмента осуществляется путем визированного спуска или ориентирования на забое. Для этого используются данные об азимуте в интервале забуривания нового бокового ствола.

Ввиду спуска отклоняющего инструмента на трубах малых диаметров (73 и 89 мм) пользуются гироскопическими инклинометрами диаметром 50 и 36 мм.

В качестве режущего инструмента при создании щелевидного выреза в обсадной колонне используют фрезеры различных типов. Основным фрезером (Рисунок 8) прорезывают окно в колонне, затем расширяющим фрезером (Рисунок 9) отверстие увеличивают на длину скошенной части отклонителя, а фрезером калибрующим (Рисунок 10) вырез обрабатывают и калибруют.



Рисунок 8 – Фрез оконный

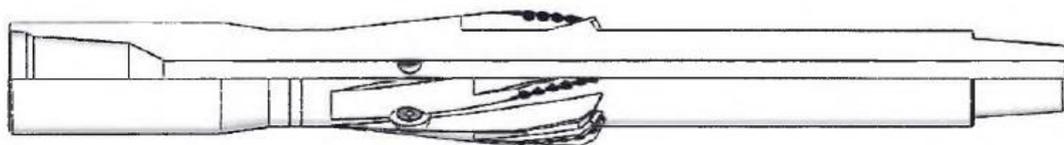


Рисунок 9 – Фрез расширяющий



Рисунок 10 – Фрез калибрующий

Глубина шурфа 5 метров. Далее производится бурение бокового ствола с диаметром обсадных колонн- 177,8, 146 и 139 мм (Рисунок 11).

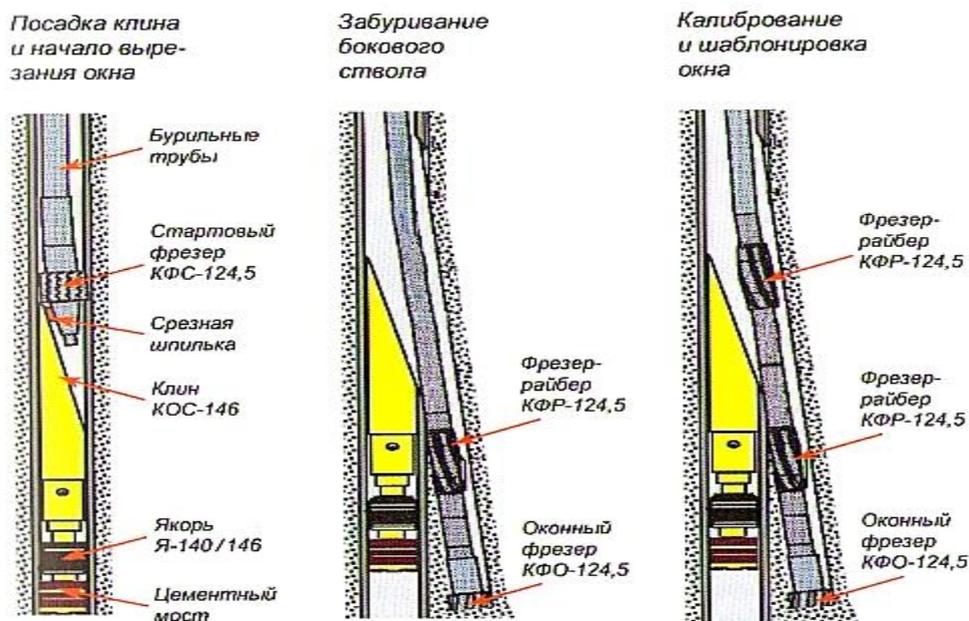


Рисунок 11 – Зарезка бокового ствола

Четвертый этап: Спуск хвостовика. Для бокового ствола используется хвостовик фильтр с диаметром 114 или 102 мм. Хвостовик представляет собой специальную колонну, которая обладает необходимыми свойствами для разработки сложных геологических условий и прохода по трудным траекториям материнского ствола. Он состоит из глухих труб диаметром 114 и 102 мм, цементируемой подвески хвостовика, пакера для крепления в эксплуатационной колонне, закоронных пакеров-эластомеров для изоляции

отдельных участков скважины и фильтров скважинных для фильтрации пластового флюида от песка и других механических примесей.

Использование хвостовика с фильтром позволяет повысить надежность насосного оборудования в скважине, так как предотвращает попадание механических примесей в насос. Благодаря меньшему диаметру хвостовика по сравнению с обсадной колонной, скорость потока жидкости в поднасосной части увеличивается, что предотвращает оседание мелких частиц песка на дне скважины.

Геолого-технические данные скважины X представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Геолого-технические данные скважины

Назначение скважины	Эксплуатационная	
Эксплуатационный горизонт	Механизированный	
Конструкция (глубина по стволу)	Диаметр, мм	Интервал
Направление	323,9	0-55
Кондуктор	244,48	0-1148,67
Эксплуатационная колонна	177,8	0-3192
Хвостовик	114,3	3102,63-3992
Максимальный зенитный угол	91,46° на 3705,51м	
Интервал набора зенитного угла более 2° на 10м	2,08° на 1190м; 2,05° на 2350м; 2,18° на 2950м; 2,55° на 2970м; 2,93° на 2980м; 2,45° на 2990м; 2,94° на 3010м; 2,15° на 3020м; 2,88° на 3110м; 2,08° на 3201м	

1.6 Проблематика при проведении зарезки боковых стволов

Несмотря на многочисленные преимущества, связанные с эксплуатацией скважин с боковыми стволами, существует ряд сложных проблем в процессе их бурения.

Одной из основных проблем является риск расхождений, которые возникают между фактическими данными скважины и конструкцией бокового ствола, в том числе физическое состояние обсадной колонны, наличие кольцевого оборудования или расхождения по отношению к траектории. Необходимо до самого бурения боковых стволов провести подробную подготовительную работу – построить модифицированный

профиль ствола с помощью гироскопического инклинометра и обеспечить контроль качества технического состояния эксплуатационной колонны. После этого могут возникать серьезные осложнения во время бурения самого ствола по причине низкого давления на забое или технических проблем в виде бурения в пределах ограниченного диаметра. Эти проблемы ограничивают использование большинства технических устройств, обеспечивающих безопасность во время бурения.

Для успешного и безопасного бурения бокового ствола важно учитывать меры безопасности. Техническое состояние данной скважины должно быть оценено; программа бурения должна быть утверждена.

Еще одна серьезная проблема возникает в виде пульсации низкого и нормального давлений. Эти пульсации приводят к потере циркуляции, а в некоторых случаях – к проявлениям пластовых флюидов в скважине в процессе ее бурения.

Эти осложнения можно минимизировать путем выбора правильных буровых растворов для изоляции опасных зон и путем регулирования плотности бурового раствора.

Есть много рисков, связанных с состоянием колонн, особенно в промежуточных колоннах, через которые вырежут окна бокового ствола. Необходимо подробное предварительное проектирование ствола для минимизации рисков с учетом возраста оборудования.

Сложные конструкции профилей боковых стволов являются серьезной проблемой. Возможно, не все нефтяные компании обладают необходимыми технологиями и опытом. В некоторых случаях буровикам требуются корректирующие меры для решения проблем, возникающих с первой попытки бурения. Это влияет на стоимость и жизнеспособность скважины.

Импульс боковых стволов в современной нефтяной и газовой промышленности ощущается повсюду. Несмотря на высокую стоимость бурения бокового ствола, его многочисленные риски, он очень экономичен по сравнению с бурением совершенно новой скважины. С технологией

боковых стволов есть жизнь почти для всех скважин, которые были остановлены из-за блокировки ствола оборудованием, утопления или осложнений. Потенциальные нефтяные и газовые пласты, которые первоначально были не вскрыты, могут быть вскрыты благодаря бурению боковых стволов.

По окончании ЗБС и их ввода в эксплуатацию необходимо отслеживать работу данных БС. В начальный период эксплуатации (в течение шести месяцев) необходимо ежемесячно проводить гидродинамические исследования скважин на установившемся и нестационарном режимах течения жидкости с целью определения гидродинамических параметров пласта (продуктивности, гидропроводности) и оценки состояния призабойной зоны пласта (скин-эффект, параметр ОП – отношение продуктивностей). По результатам этих исследований определяется влияние технологических параметров ЗБС на добывные возможности эксплуатационного объекта и проводится корректировка применяемой технологии вскрытия продуктивных пластов путем зарезки БС и БГС [4].

1.7 Технологическое обоснование применения боковых стволов малого диаметра в эксплуатации скважин

Зарезка боковых стволом малого диаметра позволяют повысить напор и скорость потока жидкости. Данная зависимость описывается законом Бернулли.

Уравнение Бернулли представляет собой закон сохранения энергии применительно к движущемуся потоку жидкости:

$$z_1 + \frac{p_1}{\gamma} + \frac{\alpha_1 \cdot u_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\gamma} + \frac{\alpha_2 \cdot u_2^2}{2g} + h_f, \quad (1)$$

Движущаяся жидкость обладает определённой механической энергией. Энергия, отнесённая к единице веса жидкости, называется полной удельной энергией жидкости, или полным напором H . Полный гидродинамический

напор H равен сумме геометрического z , пьезометрического $\frac{p}{\gamma}$ и скоростного напоров $\frac{\alpha \cdot u^2}{2g}$:

$$H = z_1 + \frac{p}{\gamma} + \frac{\alpha_1 \cdot u_1^2}{2g}, (2)$$

где z – удельная потенциальная энергия положения жидкости или центра тяжести поперечного сечения потока до произвольно выбранной горизонтальной плоскости сравнения;

$\frac{p}{\gamma}$ – удельная потенциальная энергия давления или пьезометрическая высота, равная расстоянию от уровня поднятия жидкости в пьезометре до оси потока жидкости;

$\frac{\alpha \cdot u^2}{2g}$ – удельная кинетическая энергия жидкости или скоростная высота;

u – средняя по сечению скорость движения жидкости;

α – коэффициент кинетической энергии (Кориолиса) принимаемый в опытах за 1;

p – избыточное давление;

γ – удельный вес жидкости.

При движении жидкости из-за сил сопротивления происходит потеря энергии, поэтому гидродинамический напор по направлению движения потока всегда уменьшается. Разность полных удельных энергий в двух рассматриваемых сечениях равна потере напора h . Величина h представляет собой удельную энергию, затраченную на преодоление гидравлических сопротивлений и сил внутреннего трения в жидкости. Таким образом уравнение Бернулли принимает вид, связывающий между собой полные удельные энергии двух сечений одного и того же потока жидкости с учётом потерь напора между этими сечениями:

$$H_1 = H_2 + h_{1-2}, (3)$$

Используя формулу Рейнольдса, выражаем скорость движения.

$$Re = \frac{u \cdot d}{\nu}, (4)$$

где u -средняя скорость течения жидкости; d -линейный размер живого сечения потока (для трубы – внутренний диаметр трубы); ν - коэффициент кинематический вязкости жидкости.

$$u = \frac{Re \cdot \nu}{d}, (5)$$

Подставляем в основное уравнение Бернулли и получаем

$$H = z + \frac{p}{\gamma} + \frac{\alpha \cdot Re^2 \cdot \nu^2 \cdot 2g}{d^2}, (6)$$

Из уравнения видно, что чем меньше диаметр обсадной трубы, тем больше напор.

Также посчитаем местные потери напора, а именно потери, вызванные изменением направления потока (угол отклонения бокового ствола). Местные потери напора определяются по формуле Вейсбаха

$$h_m = \zeta \frac{u^2}{2g}, (7)$$

где ζ – коэффициент местного сопротивления.

Коэффициент местного сопротивления зависит в основном от формы местного сопротивления и его геометрических размеров. Его физический смысл состоит в том, что он показывает долю скоростного напора, затрачиваемого на преодоление данного сопротивления.

А также считаем потери напора по длине по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_f = \lambda \frac{L \cdot u^2}{d \cdot 2g}, (8)$$

где λ -коэффициент гидравлического трения, часто называемый коэффициентом Дарси, d -диаметр трубопровода, $\frac{u^2}{2g}$ – скоростной напор на участке трубопровода длины L .

Коэффициент λ является безразмерной переменной величиной, зависящей от ряда характеристик: диаметра и шероховатости трубы, вязкости и скорости жидкости. Влияние этих характеристик на величину λ проявляется по-разному при различных режимах движения жидкости. В одном диапазоне чисел Рейнольдса на величину λ влияют в большей степени скорость и вязкость жидкости, в другом диапазоне преобладающее воздействие оказывают геометрические характеристики: диаметр и шероховатость трубы (высота выступов шероховатости Δ). Данные параметры незначительно влияют на напор общей системы.

1.8 Бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта

В настоящий момент в мире все большую популярность имеет бурение скважин с горизонтальным окончанием. Не смотря на большую стоимость скважин, данная технология является крайне эффективной в низкопроницаемых коллекторах, поскольку позволяет не только значительно увеличивать зону дренирования, но поднять стартовые дебиты.

Горизонтальная скважина – скважина конечной длины, ось которой проходит между кровлей и подошвой продуктивного пласта с углом наклона 80-100° относительно вертикали.

Важным фактором, влияющим на показатели эксплуатации горизонтальных скважин, является схема заканчивания их горизонтального забоя. В зависимости от геологических условий пласта горизонтальная скважина может быть закончена открытым стволом с установкой лайнера-хвостовика, лайнера с пакером или обсаженным стволом с последующей перфорацией колонны. Тип заканчивания горизонтальной скважины требует применения определенных техники и технологии бурения. Длина горизонтального ствола, расположение его в пласте, допустимые отклонения при бурении и необходимый тип заканчивания скважины строго зависят от применяемого метода бурения. Поэтому очень важно знать различие

применяемых технологий, их преимущества и недостатки при проводке горизонтальных скважин в соответствующих геологических условиях.

В общем случае горизонтальные скважины могут быть эффективно использованы в следующих условиях:

- в естественно трещиноватых коллекторах для сообщения и вовлечения в единую дренажную систему имеющихся в пласте трещин;

- в пластах, в которых существует возможность конусообразования воды и газа;

- при эксплуатации газовых залежей в низкопроницаемых и высокопроницаемых коллекторах;

- в залежах с низкопроницаемыми коллекторами горизонтальные скважины позволяют повысить площадь дренирования, приходящуюся на одну скважину, и тем самым снизить общее число скважин, необходимых для разработки залежи;

- в залежах с высокопроницаемыми коллекторами, которым присущи высокие скорости в стволе скважин, горизонтальные скважины могут использоваться для снижения этих скоростей, являющихся причиной турбулизации газового потока при увеличении дебита скважин;

- при применении МУН, особенно термических. Эффективность использования горизонтальных скважин в данном случае определяется большой площадью контакта с пластом и увеличением приемистости.

Тип пласта определяет допустимые глубинные отклонения при бурении горизонтальной скважины. Так, в пластах с непроницаемыми кровлей и подошвой (отсутствуют подошвенная вода и газ у кровли) идеальной является скважина, пробуренная по центру вертикального плана пласта. Отклонение от центра снижает продуктивность скважины, причем тем меньше, чем длиннее ствол. Объясняется это тем, что скважина с большой длиной ствола, пробуренная на пласт малой толщины, ведет себя аналогично вертикальной трещине большой проницаемости, охватывающей всю толщину пласта. Такая скважина подобна подземному трубопроводу,

который независимо от места расположения в вертикальном плане пласта будет иметь минимальные потери в продуктивности.

В пластах, для которых характерны явления конусообразования газа и воды, выбор места расположения скважины в вертикальном плане пласта очень важен. Поэтому, если, с одной стороны, отклонение горизонтальных скважин с большой длиной ствола от центра пласта незначительно снижает продуктивность, то с другой – является определяющим во времени прорыва в скважину газа и воды (либо и газа, и воды одновременно) и соответственно в изменении газового и водонефтяного факторов. Таким образом, расположение скважины влияет на конечную величину запасов, извлекаемых конкретной горизонтальной скважиной.

Основными особенностями разработки месторождений горизонтальными скважинами являются:

- кратное увеличение площади дренирования для горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными;
- приращение площади контакта скважины L/h для пласта меньшей толщины намного больше, чем для пласта большей толщины;
- снижение проницаемости пласта в вертикальном направлении значительно уменьшает продуктивность горизонтальной скважины;
- при малых L/h расположение скважины вне центра пласта уменьшает ее продуктивность, причем потери продуктивности снижаются с увеличением отношения L/h ;
- для достижения наибольшего охвата извлекаемых запасов (при прочих равных условиях) сетка горизонтальных скважин должна быть разреженной по сравнению с сеткой вертикальных скважин;
- оптимальный вариант заканчивания скважин может быть определен на основе анализа анизотропности и толщины пласта.

Количественная оценка дополнительной добычи нефти (технологической эффективности) от бурения горизонтальных скважин рассчитывалась по следующей формуле:

$$\Delta Q_H = (1 - [k_B/k_G]) \cdot \beta \cdot Q_{\text{факт.}}, \quad (9)$$

где k_G , k_B – коэффициенты продуктивности скважин, соответственно с горизонтальным и вертикальным стволом ($\text{м}^3/[\text{сут} \cdot \text{МПа}]$), β – поправочный коэффициент, учитывающий соответствие дополнительной добычи нефти выработке извлекаемых запасов нефти (доли ед.), $Q_{\text{факт.}}$ – величина фактически добытой нефти по скважине за расчетный период (т). Величина β устанавливается равной 1.

Разница в дебитах горизонтальных и вертикальных скважин может достигать от 1,5 до 3 и более раз (при сравнении с вертикальными скважинами, в которых не производили обработку призабойной зоны (ОПЗ) или со скважинами, в которых время действия технологического эффекта от ОПЗ завершилось). Отношение коэффициента продуктивности горизонтальных скважин к вертикальным составляет в среднем 4,4. Большое влияние на дебиты скважин оказывает также трещиноватость карбонатного коллектора. Бурение скважин с горизонтальным профилем позволяет повысить вероятность охвата дренированием при эксплуатации большего количества зон трещин раскрытия (коллектора), чем бурение скважин с вертикальным профилем.

В практике эксплуатации горизонтальных скважин существует ряд выражений для подсчета дебита жидкости. Наиболее применяемая – формула Джоши:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_c\pi} \right) \right]} \quad (10)$$

где $a = \frac{L}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2Rk}{L}\right)^4}}$ – большая полуось эллипса

дренирования

где L – длина горизонтального участка скважины, м; R_k – радиус кругового контура питания, м; r_c – радиус скважины, м; h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; a – главная полуось эллипса дренирования в горизонтальной плоскости, м; k – коэффициент проницаемости пласта, м²; ΔP – депрессия, Па; μ – вязкость пластового флюида, [Па · с]; Q – дебит жидкости, м³/сут.

$$Q_{\text{жид}} = 105 \text{ м}^3$$

Формула Джоши позволила в достаточной степени достоверно вычислить дебит будущей горизонтальной скважины и при прочих равных условиях (геологических) дебит уже пробуренных горизонтальных скважин (при условии перепада давления в 10 атм.) является примерно таким же. Но также не следует забывать, что эта формула не учитывает ряд факторов (потери депрессии вдоль ствола, анизотропия пласта, не учитывается также и скин-фактор).

В связи с этим данная технология представляется крайне перспективной для Казанского НГКМ.

Проведенные расчеты на 2D модели показывают, что в современных условиях оптимальной длиной ствола является 700 м с 7 стадиями МГРП (рисунок 12).

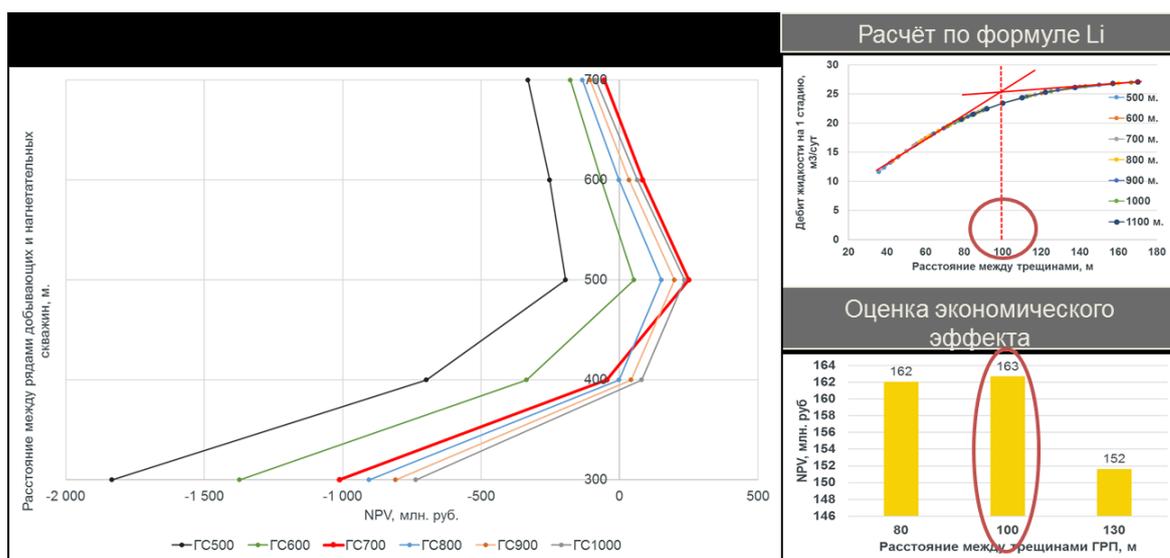


Рисунок 12 – Расчеты оптимальной длины ствола на 2D модели

Увеличение длины скважины либо плотности портов приводит к линейному росту дебита, однако при этом происходит резкий скачок в стоимости скважины, поскольку это требует привлечения дополнительного более дорогостоящего оборудования и приводит к снижению рентабельности.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В СТВОЛАХ СКВАЖИН С МАЛЫМ ДИАМЕТРОМ

В настоящее время большинство нефтяных месторождений в России находятся на завершающих стадиях эксплуатации. Это связано с интенсивным отбором жидкости из добывающих скважин, высокой обводненностью и большими объемами закачки жидкости в систему повышения пластового давления (ППД). Использование штанговых глубинных нефтяных насосов (ШГН) ограничено конструктивными и техническими факторами, а также их ограниченной глубиной спуска, что делает их неэффективными. В этом отношении электроцентробежные насосы (ЭЦН) лишены этих проблем. Установки ЭЦН имеют широкий диапазон производительности от 10 до 1500 м³/сут и напорных характеристик от 500 до 3000 метров, что позволяет их использовать на скважинах с высоким дебитом и значительной глубиной спуска. Поэтому большинство нефтегазодобывающих предприятий Западной Сибири полностью перешли от ШГН к ЭЦН. Однако эксплуатация боковых стволов ЭЦН больших размеров, таких как 6, 6А, сталкивается с проблемами из-за их габаритов и невозможности их спуска в боковые стволы. Решение данной проблемы заключается в использовании ЭЦН малого размера, таких как 2А, 4 и 5 габаритов.

2.1 Конструктивные особенности малогабаритных установок электроцентробежных насосов

Основными узлами УЭЦН являются (Рисунок 13):

Электроцентробежный насос (ЭЦН) является основным компонентом установки, отвечающим за вынос жидкости из скважины на поверхность. Секция ЭЦН состоит из нескольких элементов, включая корпус, вал, шлицевые муфты, направляющие аппараты, радиальные и промежуточные подшипники, расположенные на всей длине насоса, рабочие колеса, верхнюю осевую опору, ловильную головку, основание, две направляющих для кабеля

и фланцевые соединения. Ловильная головка находится в верхней части верхней секции ЭЦН и имеет внутреннюю коническую резьбу для подсоединения обратного клапана и наружной колонны труб.

Каждая ступень насоса состоит из рабочего колеса и направляющего аппарата. Рабочее колесо состоит из двух дисков: нижнего кольца с отверстием большого диаметра в центре и верхнего сплошного диска с ступицей, через которую проходит вал. Между дисками расположены изогнутые лопасти, соединяющие их в единую конструкцию, плавно изогнутые в противоположную сторону от направления вращения колеса. Применение порошковой технологии при изготовлении ступеней насоса малого размера обеспечивает их энергоэффективность и более гладкую поверхность с меньшей шероховатостью порядка 20-30 микрон. Это позволяет снизить влияние шероховатости каналов на характеристики ступеней.

Порошковые ступени имеют лучшую сбалансированность, что снижает уровень вибрации и повышает надежность насоса. Согласно результатам стендовых испытаний, средний уровень вибрации насосных секций составил около 2-3 мм/сек. Преимуществом порошковых ступеней также является возможность комбинирования различных материалов в одном изделии. Например, в одном производственном цикле можно изготовить ступени из нержавеющей стали с подшипниками из антифрикционных или износостойких материалов. Применение порошковых ступеней позволяет использовать высокооборотный вентильный двигатель, способный достигать частоты вращения до 6000 оборотов в минуту.

Вентильный погружной электродвигатель (ВПЭД) является ключевым компонентом для добычи пластовых жидкостей. В отличие от обычного погружного электродвигателя, у ротора вентильного двигателя вместо "беличьей клетки" размещены постоянные магниты, что отличает их от асинхронных двигателей. Внутренняя полость двигателя полностью заполнена специальным маслом-диэлектриком, которое служит для смазки и

охлаждения. Преимуществами данного двигателя являются высокий КПД (от 87% до 94%, в зависимости от диаметра), низкое энергопотребление и незначительное нагревание. Эти двигатели отлично подходят для эксплуатации в малодиаметральных боковых стволах, повышая напор и энергоэффективность установки благодаря возможности достижения частоты вращения до 6000 оборотов в минуту.

Термоманометрическая система (ТМС) используется для измерения давления и температуры в рабочей среде установки. Типичная система ТМС состоит из скважинного преобразователя (ТМСП), который преобразует давление и температуру в частотно-модулированный электрический сигнал, и наземного прибора (ТМСН), который выполняет функции блока питания, усилителя и формирователя сигналов, а также управления режимом работы погружного электронасоса в зависимости от давления и температуры.

Центратор является устройством, предназначенным для обеспечения правильного входа установки в боковой ствол скважины.

Гидрозащита – это устройство, которое располагается между вентильным погружным электродвигателем (ВПЭД) и газосепаратором. Гидрозащита состоит из протектора и компенсатора. Протектор предотвращает проникновение пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя и передачу крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Компенсатор служит для компенсации потери масла в электродвигателе при опускании оборудования и его температурных расширениях в процессе работы.

Кабель используется для подачи электроэнергии к погружному электродвигателю. Обычно используется бронированный плоский кабель (КПБК) с сечением жил 16 мм² или 24 мм². Вдоль установки кабель дополнительно защищен свинцовой оболочкой, что предотвращает его перегрев.

Использование **протектолайзера** позволяет защитить кабель от механических повреждений при опускании оборудования в боковой ствол скважины.

Щелевой фильтр применяется для приема пластовой жидкости и отделения от нее твердых примесей с частицами размером более 0,1 или 0,2 мм. Вместе с фильтром устанавливается контейнер с ингибитором солеотложения, который предотвращает образование отложений солей. Установка щелевого фильтра и контейнера с ингибитором солеотложения является необходимой из-за геолого-технологических условий месторождения.

Входной модуль используется для приема и грубой очистки скважинной жидкости.

Газосепаратор применяется для снижения количества газа на входе в насос. Благодаря центробежной силе газ удаляется в затрубное пространство, что исключает образование газовых пробок.

Диспергатор используется для измельчения газовых включений в пластовой жидкости, создания однородной газожидкостной смеси и ее подачи на вход погружного центробежного насоса. Прохождение потока газожидкостной смеси через диспергатор повышает ее однородность и степень измельчения газовых включений, что улучшает работу центробежного насоса, снижает вибрацию и пульсацию потоков в насосно-компрессорных трубах и обеспечивает работу с заданным КПД.

Помимо упомянутых компонентов, в колонне насосно-компрессорных труб над ВПЭД устанавливаются шариковый обратный клапан (ШОК) и сливной клапан (СК). Обратный клапан предотвращает обратное вращение ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне при остановке и упрощает повторный запуск установки. Сливной клапан служит для слива жидкости из насосно-компрессорных труб при подъеме погружного электродвигателя из скважины.

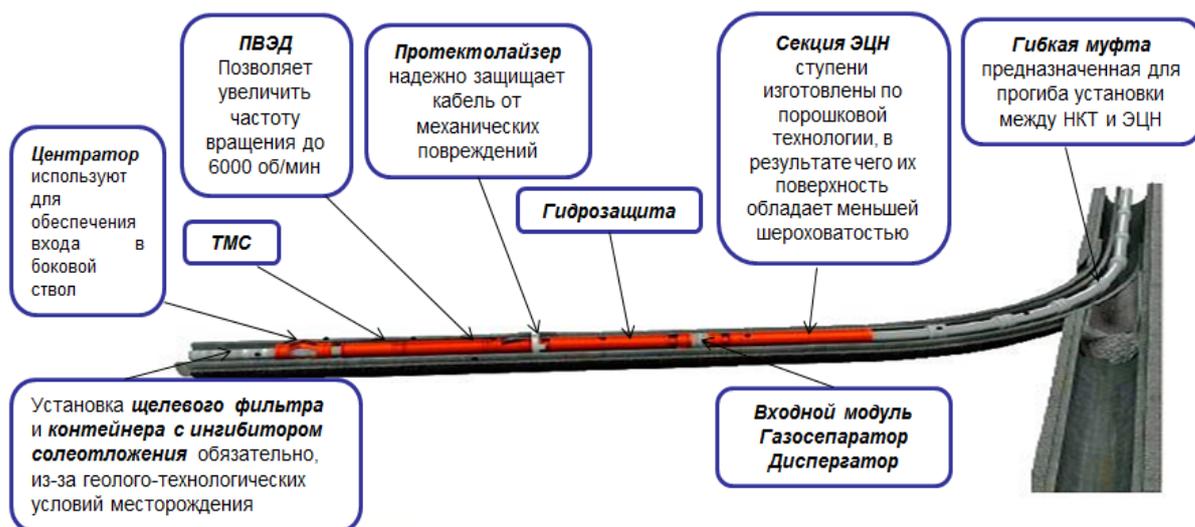


Рисунок 13 – Основные узлы установки электроцентробежного насоса

Основополагающим узлом в установке электроцентробежного насоса малого габарита в боковом стволе с высокой кривизной является гибкая шарнирная муфта (ГШМ). ГШМ герметично соединяет секции насоса с НКТ, а также насосно-компрессорные трубы между собой (Рисунок 14).

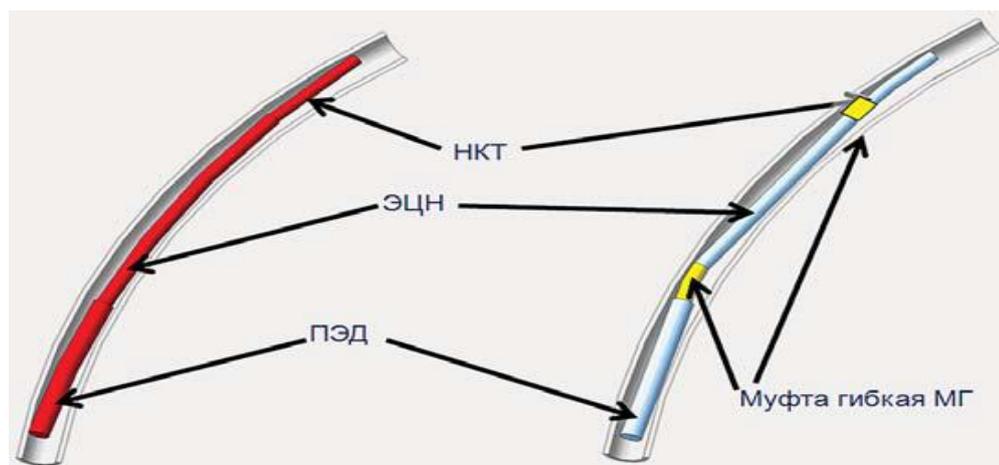


Рисунок 14 – Гибкая шарнирная муфта

ГШМ состоит из двух трубчатых корпусов, соединенных между собой шарниром, позволяющим корпусам изгибаться относительно друг друга в любом направлении (Рисунок 15). На концах корпусов расположены фланцы, которыми муфта с помощью шпилек соединяется с одной стороны с фланцем протектора погружного электродвигателя (ПЭД), с другой стороны – с фланцем приемного модуля или газосепаратора (ГЗ) погружного электроцентробежного насоса (рис.). Внутри корпусов муфты размещаются валы для передачи вращения от ПЭД к насосу. Концы валов имеют

стандартные шлицы для соединения с валом ПЭД и насоса. Входной и выходной валы муфты соединяются между собой средним валом с карданными шарнирами, что обеспечивает передачу синхронного вращения при изгибе оси муфты. Вращение валов происходит в подшипниках скольжения, смазываемых пластовой жидкостью. Циркуляция пластовой жидкости, обеспечивающая охлаждение подшипников, осуществляется двумя крыльчатками, установленными на валах муфты. Применение ГШМ в составе УЭЦН позволяет предотвратить ослабление затяжки из-за асимметрии натяжений болтов межсекционных фланцевых соединений УЭЦН за счет снятия изгибающих нагрузок, воздействующих на установку при прохождении интервалов с интенсивным искривлением ствола во время спуска оборудования в скважину [5].

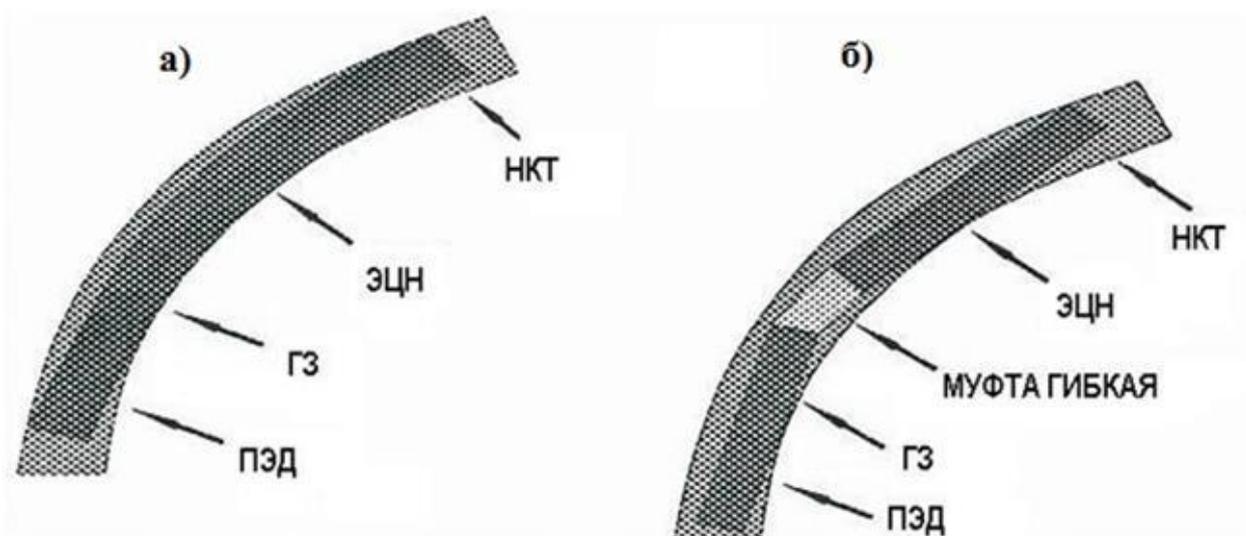


Рисунок 15 – Положение УЭЦН в скважине без ГШМ (а) и с ГШМ (б)

Преимущества данной технологии включают:

1. Возможность эксплуатации УЭЦН в скважинах с высоким темпом набора кривизны до $3-4^\circ$ на 10 м.
2. Бесперебойная работа электроцентробежного насоса в напряженно-деформированном состоянии в боковом стволе.
3. Снижение вероятности износа внутренних частей оборудования, что увеличивает наработку.

4. Снижение вероятности отказа УЭЦН при спуске в боковой ствол.

Байпасные системы (Y-Tool) применяются для получения доступа к зоне ниже установки ЭЦН без необходимости ее извлечения. Это позволяет проводить исследования пластов в вертикальных, направленных и горизонтальных скважинах, снимая параметры в режиме реального времени с использованием геофизического кабеля или ГНКТ. Кроме того, байпасные системы позволяют активировать или деактивировать пакерные компоновки, спускать специальные инструменты для проведения работ с пакерным оборудованием, перемещать приборы по схеме "УЭЦН-забой-УЭЦН" при работающей установке и одновременно снимать параметры работы скважины.

Преимущества данной технологии включают:

1. Возможность производства работ в зоне ниже УЭЦН.
2. Байпасный канал обеспечивает легкий доступ к участку ниже ЭЦН с использованием инструмента, доставляемого на колтюбинге или геофизическом кабеле.
3. Возможность проведения геофизических исследований без остановки добычи.
4. Отсутствие необходимости останавливать работу ЭЦН при проведении каротажных работ и работ с пластом.
5. Возможность спуска второй установки ЭЦН для добычи из двух пластов или дублирования первой установки для повышения суммарной наработки. Добыча в этом случае осуществляется через байпасный канал Y-Tool.
6. Возможность работы в скважинах с малым диаметром. Y-Tool спускается на НКТ и состоит из двух трубопроводов. Один трубопровод смещен от оси НКТ и надежно удерживает УЭЦН в скважине, а другой обеспечивает доступ к забою скважины. Типоразмеры байпасных систем представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Типоразмеры байпасной системы Y-Tool

Типоразмеры байпасных систем производства «Новомет»			
Диаметр колонны, мм	Габарит УЭЦН для байпасной системы	Максимальный диаметр измерительных приборов, мм	Максимальная подача насоса, м ³ /сут
146	3	28	250
168	4	34	200
178	4	42	200

2.2 Подбор установки электроцентробежного насоса к скважине

Под подбором УЭЦН к скважине следует понимать определение типоразмера установки обеспечивающей планируемую добычу пластовой жидкости при наиболее оптимальных и экономичных показателях работы установки. Первые методики подбора появились одновременно с появлением первых УЭЦН и впоследствии совершенствовались. Среди отечественных методик наиболее широкое распространение получили методики П.Д. Ляпкина, Ю.А. Разутова, В.Н. Филипова и некоторые другие. Данные методики предназначены для ручного подбора УЭЦН, и впоследствии на их основе были разработаны алгоритмы для программ подбора оборудования на ЭВМ.

Итак, основной задачей подбора является обеспечение стабильной работы установки с заранее запланированными показателями. Для начала расчета установки необходимо знать ряд величин, определяющих работу системы пласт-скважина-УЭЦН. Перечень этих величин довольно большой, в него входят данные о планируемом дебите, физических свойствах и составе пластового флюида, данные о скважине, различные значения давлений и т.д. Очень кратко, возможный алгоритм подбора установки можно представить следующим образом:

Имея исходные данные и запланированный дебит, определяется глубина спуска насоса, такая, чтобы содержание свободного газа на приеме насоса было в пределах нормы. По выбранной глубине подвески,

типоразмеру обсадных и насосно-компрессорных труб, а также по планируемому дебиту, обводненности, газовому фактору, вязкости и плотности пластовой жидкости и устьевым условиям определяется потребный напор насоса. Далее по планируемому дебиту и рассчитанному напору насоса подбирается установка, характеристики которой наиболее близки к расчетным. Производится пересчет характеристик установки к условиям пластовой жидкости. Далее производится расчет потребной мощности, выбор двигателя, определение минимально допустимой скорости движения жидкости для охлаждения, расчет температуры основных элементов насосной установки и других параметров.

Ниже рассмотрен упрощенный алгоритм ручного подбора УЭЦН к скважине, при низком газовом факторе.

Исходные данные

Наружный диаметр эксплуатационной колонны D	114 мм
Глубина Н	2500 м
Дебит жидкости Q	100 м3/сут
Статический уровень hст	950 м
Коэффициент К	50 м3/сут*МПа
Глубина погружения под динамический уровень h	80 м
Кинематическая вязкость жидкости ν	0,000002 м2/с
Превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины hг	10 м
Избыточное давление в сепараторе Pс	0,25 МПа
Расстояние от устья до сепаратора l	30 м
Плотность добываемой жидкости рж	800 кг/м3

Определяем площадь внутреннего канала НКТ при $V_{cp} = 1,3$ м/с по формуле:

$$F_{BH} = \frac{Q}{86400 \cdot V_{cp}} = \frac{100 \cdot 10^6}{86400 \cdot 130} = 8.9 \text{ см}^2 \quad (11)$$

Внутренний диаметр НКТ по формуле:

$$d_{BH} = \sqrt{\frac{F_{BH} \cdot 10^{-4}}{0.785}} = 33.7 \text{ мм} \quad (12)$$

Ближайший больший d_{BH} имеют НКТ диаметром 48 мм ($d_{BH} = 40$ мм).

Депрессия, которую необходимо создать путем уменьшения давления на пласт будет равна:

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \cdot \rho_{ж} \cdot g} = \frac{100 \cdot 10^6}{50 \cdot 880 \cdot 9.81} = 232 \text{ м} \quad (13)$$

Число Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{V_{ср} \cdot d_{вн}}{\nu} = \frac{1,3 \cdot 0,034}{2 \cdot 10^{-6}} = 21890 \quad (14)$$

Относительная гладкость труб по формуле:

$$K_s = \frac{d_{вн}}{2 \cdot \Delta} = 168 \quad (15)$$

где Δ - шероховатость стенок труб, принимаемая для незагрязненных отложениями солей и парафина труб равной 0,1 мм

Определяем коэффициент гидравлического трения, часто называемый коэффициентом Дарси, по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0.25}} = 0.026 \quad (16)$$

Глубина спуска насоса по формуле:

$$L = h_{ст} + \Delta h + h = 950 + 80 + 232 = 1262 \text{ м} \quad (17)$$

Считаем потери напора по длине по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_f = \lambda \frac{L \cdot V^2}{d \cdot 2g} = 84 \text{ м} \quad (18)$$

Также посчитаем местные потери напора, а именно потери, вызванные изменением направления потока (угол отклонения бокового ствола). Местные потери напора определяются по формуле Вейсбаха:

$$h_m = \zeta \frac{V^2}{2g} = 0,03 \text{ м} \quad (19)$$

где ζ – коэффициент местного сопротивления. Примем среднее значение 0,35

Потери напора в сепараторе по формуле:

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_{ж} \cdot g} = 29 \text{ м} \quad (20)$$

Величина необходимого напора определяется по формуле:

$$H_c = h_{ст} + \Delta h + h_f + h_{т} + h_c + h_m = 1376 \text{ м} \quad (21)$$

На графике (рисунок 16) представлена рабочая характеристика УЭЦН 5А-125М-2350 на 100 ступеней. Максимальное КПД 0,73.

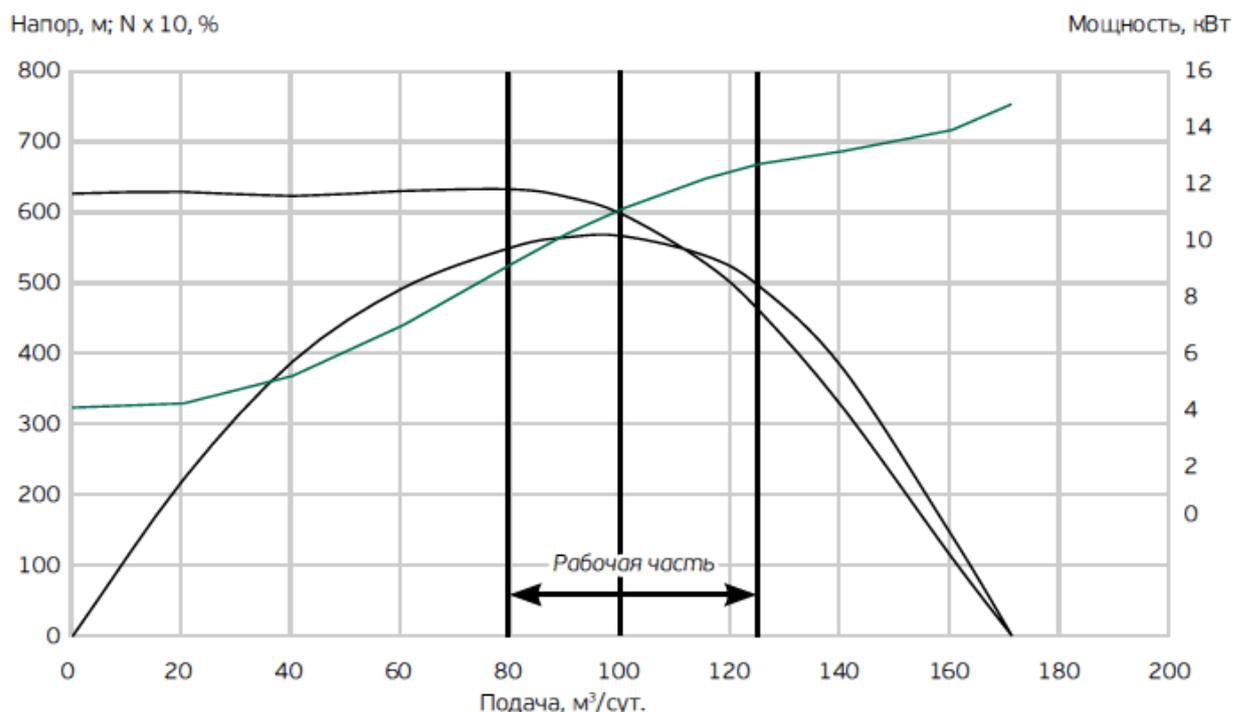


Рисунок 16 – Рабочая характеристика насоса УЭЦН 5А-125М-2350 на 100 ступеней

Из полученной рабочей области характеристики найдем, что при дебите 100 м³/сут напор для 100 ступеней ЭЦН на воде составит 600 м. На графике представлен напор для воды, пересчитаем его для реальной жидкости

$$H_{ж} = H_{в} \cdot \frac{\rho_{в}}{\rho_{ж}} = 600 \cdot \frac{1000}{880} = 681 \text{ м} \quad (22)$$

Для совмещения характеристик насоса и скважины определим по формуле число ступеней Z , которое нужно насосу:

$$Z = \frac{H_{с}}{\frac{H_{ж(100)}}{100}} = 202 \quad (23)$$

При установке штуцера на выкиде из скважины мы совмещаем напоры ЭЦН и скважины, но уменьшаем подачу ЭЦН, одновременно уменьшая его КПД. Полезная мощность электродвигателя определяется по формуле:

$$N_n = \frac{Q \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot H_c}{86400 \cdot 1000 \cdot \eta_n} = 18,8 \text{ кВт} \quad (24)$$

Учитывая, что КПД передачи от двигателя до насоса (через протектор) составляет $0,92 \div 0,95$ (подшипники скольжения), определим необходимую мощность двигателя:

$$N_H = N_n / 0,93 = 21 \text{ кВт} \quad (25)$$

Подбираем электродвигатель ВЭДБТК-100. Мощность 20-30 кВт, напряжение 550-850 В, ток 28,3 А, КПД 91 %

Гидрозащиту выбираем Г(К)ТМА4ЛД, что обозначает гидрозащита коррозионностойкая, модульная, термостойкая (до 120 0С), габарита 5А.

2.3 Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра при помощи установок электроцентробежного насоса 2А габарита и установок электроцентробежного насоса 5 габарита

На фоне постоянного падения добычи, снижения рентабельности эксплуатации месторождений всеми нефтегазодобывающими предприятиями проводятся многочисленные геолого-технологические мероприятия направленные на замедление падения добычи. Большинство мероприятий являются геологическими и связаны с вовлечением в разработку ранее не задействованных или слабо дренируемых пропластков. ГТМ делятся на два вида: ГТМ на поддержание базовой добычи. Это те мероприятия в процессе проведения которых происходит вовлечение в разработку незначительных запасов, а лишь восстанавливаются потери и стабилизируется темп отбора. К ним относятся ГТМ дострел, ГТМ перестрел, ГТМ ремонтно-изоляционные работы (ГТМ РИР), ГТМ обработка призабойной зоны (ГТМ ОПЗ), ГТМ ликвидация аварии. (ГТМ ЛА) ГТМ интенсификация добычи нефти (ГТМ ИДН), а также ГТМ планово-предупредительный ремонт (ГТМ ППР).

К ГТМ на рост добычи относятся такие мощные ГТМ, как ГТМ ввод новых скважин (ГТМ ВНС), ГТМ зарезка бокового ствола (ГТМ ЗБС), ГТМ гидроразрыв пласта (ГТМ ГРП), ГТМ Приобщение, ГТМ переход на выше

лежащий горизонт (ГТМ ПВЛГ), ГТМ переход на нижележащий горизонт (ГТМ ПНЛГ), ГТМ вывод из бездействия (ГТМ ВВД), в процессе проведения этих мероприятий в разработку вовлекаются значительные дополнительные запасы.

Для эксплуатации скважин с малыми диаметрами специально были разработаны УЭЦН малого габарита, а именно 2А и 4 и 5А габарита. Данные установки целесообразно применять в следующих условиях:

1. Разведочные скважины малого диаметра;
2. Скважины с высокой интенсивностью набора кривизны ($4-8^\circ$ на 10 м);
3. Эксплуатация в участках с углом отклонения от вертикали до 90°
4. Применение в боковых стволах, также для исследования и мониторинга многопластовых скважин.
5. Ремонтные колонны, смещение колонн НКТ.

УЭЦН 2А габарита оснащен насосом диаметром 69 мм, габарит вентильного погружного электродвигателя составляет 82 мм. Диаметр обсадной трубы для данной установки – 102 мм (Рисунок 17).

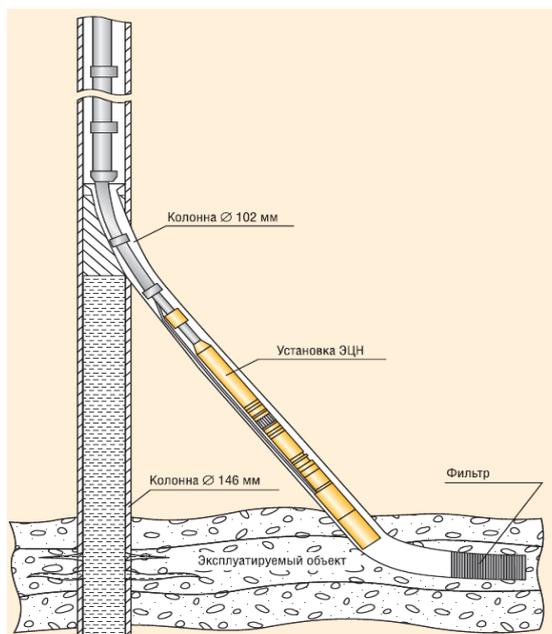


Рисунок 17 – Установка электроцентробежного насоса 2А габарита в боковом стволе

УЭЦН 4 габарита оснащен насосом диаметром 86 мм, габарит ВПЭД составляет 96 мм. Диаметра обсадной трубы для данной установки – 114 мм. Данные о характеристиках насосов приведена в таблице 8

Таблица 8 – Характеристики УЭЦН 2А и 5А габарита

Габарит	Диаметр обсадной трубы	Темп набора кривизны	Производительность насоса	Диаметр насоса	Диаметр двигателя	Частота вращения двигателя
УЭЦН 2А	102 мм	4-8° на 10м	30-250 м ³ /сут	69	82	2850-6000 об./мин
УЭЦН 5А габарита	114 мм	4-8° на 10м	50-350 м ³ /сут	86	96	3000-6000 об./мин

В качестве привода для данных насосов, как говорилось выше, применяются вентильные ПЭД с КПД 88,6%. Подача насоса для УЭЦН 2А габарита составляет от 30-250 м³/сут, при частоте вращения 2850-6000 об./мин, КПД около 40-62%, максимальный напор, создаваемый насосом, равен 3500м. Энергоэффективность данных установок повышается не только из-за внедрения ВПЭД, но и благодаря ступеням насоса, изготовленных по порошковой технологии. Для нормальной работы насосного оборудования и повышения нефтеотдачи его следует опускать в сам боковой ствол, вследствие чего повышается депрессия на пласт.

Кандидатом для проведения эксперимента была выбрана скважина 604 куст 39 месторождения Х.

Скважина Х куст 21 Казанского месторождения после проведения ГТМ ЗБС с переходом с основного объекта разработки месторождения ПК19-20 на пласт БС12, БС13, по причине обводненности и нерентабельности, была запущена кнопочным пуском 04.01.2022г. На второй день после кнопочного запуска и отбора раствора глушения наблюдалась отсутствие подачи по НКТ ввиду большого содержания газа на приеме насоса. ЭЦН был отключен. Скважина перешла на фонтан по затрубному пространству малообводненной нефтью. По НКТ подачи нет. В режим была запущена 08.04.2015 с параметрами:

Дебит жидкости: 37м³/сут.

Дебит нефти: 24,7 т/сут.

Обводненность: 20,8%.

Дебит газа: 48302 м³/сут.

Забойное давление: 152 Атм.

На протяжении 12 месяцев скважина стабильно фонтанировала малообводненной нефтью со значительным содержанием попутного нефтяного газа. В течении всего времени фонтанирования наблюдалось снижение затрубного давления, снижение забойного давления, снижение дебита скважины по жидкости, по нефти и газу. Запуск УЭЦН и попытки добиться подачи по НКТ не увенчались успехом.

21.05.2018 произошло прекращение фонтанирования скважины и падение затрубного давления до линейного. Был произведен запуск в работу УЭЦН, по НКТ появилась подача с периодическим фонтанированием по затрубному пространству скважины. Дебит по жидкости скважины вырос. ЭЦН работал в постоянном режиме. С работающей установкой так же наблюдалось падение давления на приеме насоса, падение забойного давления, снижение дебита скважины.

14.01.2019 установка была переведена в периодический режим эксплуатации по причине снижения динамического уровня до критичной отметки в 250 метров над приемом насоса. Произошло значительное снижение дебита скважины. В течении года скважина работала с приблизительными параметрами: дебит по жидкости варьировался 15-20 м³/сут. Уровень столба жидкости над ЭЦН не позволял запустить установку в постоянный режим работы и получить прирост.

19.04.2020 скважина была остановлена для проведения геолого-технического мероприятия интенсификация добычи нефти (ГТМ ИДН), путем спуска на большую глубину в хвостовик внутренним диаметром 89 мм электроцентробежного насоса меньшего габарита 2А, с наружным диаметром 69мм. С кабелем 82 мм. После проведения работ по шаблонированию

хвостовика, был произведен монтаж и спуск УЭЦН 2А габарита номинальной производительностью 50 м³/сут. С напором 2200 м на глубину 2350 метров.

Кнопочный запуск установки состоялся 27.04.2019, после запуска наблюдалась уверенная подача. В режим скважина была запущена 03.05.2019 с параметрами:

Дебит жидкости: 42 м³/сут.

Дебит нефти: 27,39 т/сут.

Обводненность: 7,2%.

Дебит газа: 2641 м³/сут.

Р забойное: 89 атм.

Чистый прирост от проведения мероприятия по нефти составил: 16,4 т/сут. Примечательно то, что на протяжении 3 лет обводненность скважины существенно не менялась. В настоящее время установка эксплуатируется в постоянном режиме.

Таблица 9 - Основные показатели работы скважины 604/39 месторождения X после проведения ГТМ ЗБС с использованием УЭЦН 2А

Дата	Q _ж м ³ /сут	Q _н м ³ /сут	Q _{газ} м ³ /сут	Р заб. Атм
Май 15	37	24,7	48302	154
Июнь 15	37	24,7	47301	154
Июль 15	37	24,7	44355	153
Август 15	38	27,9	46187	152
Сентябрь 15	39	28	47305	152
Октябрь 15	38	28,5	48605	151
Ноябрь 15	39	29,9	50101	151
Декабрь 15	37	26,3	49301	151
Январь 16	37	27,3	48302	150

Февраль 16	37	28,3	42300	150
Март 16	36	27,1	40115	150
Апрель 16	30	27	41305	149
Май 16	29	27,5	27204	155
Июнь 16	29	23	25405	150
Июль 16	28	22,5	22703	149
Август 16	27	23	17103	144
Сентябрь 16	26	22	17305	142
Октябрь 16	25	22,5	18003	140
Ноябрь 16	24	22	18808	139
Декабрь 16	21	21,6	17022	138
Январь 17	20	21	16113	138
Февраль 17	18	15,8	15601	136
Март 17	15	14	14110	135
Апрель 17	15	10,1	10305	134
Май 17	14	10,1	6613	133
Июнь 17	14	10	6503	132
Июль 17	14	10	6308	130
Август 17	12	10,1	7100	130
Сентябрь 17	14	10,2	4060	129
Октябрь 17	15	11,17	5063	129
Ноябрь 17	15	11,16	4097	130
Декабрь 17	15	11,1	5020	130
Январь 18	15	11	7052	130

Февраль 18	15	11	2461	130
Март 18	15	11	2563	129
Апрель 18	14,8	10,88	2459	129,2
Май 18	42	27,39	2641	89
Июнь 18	45	28,5	2856	87

В течение трех лет после проведения ГТМ ЗБС наблюдалась динамика снижения дебита жидкости, что наглядно можно увидеть на рисунке 18. После проведения мероприятия дебит жидкости значительно вырос

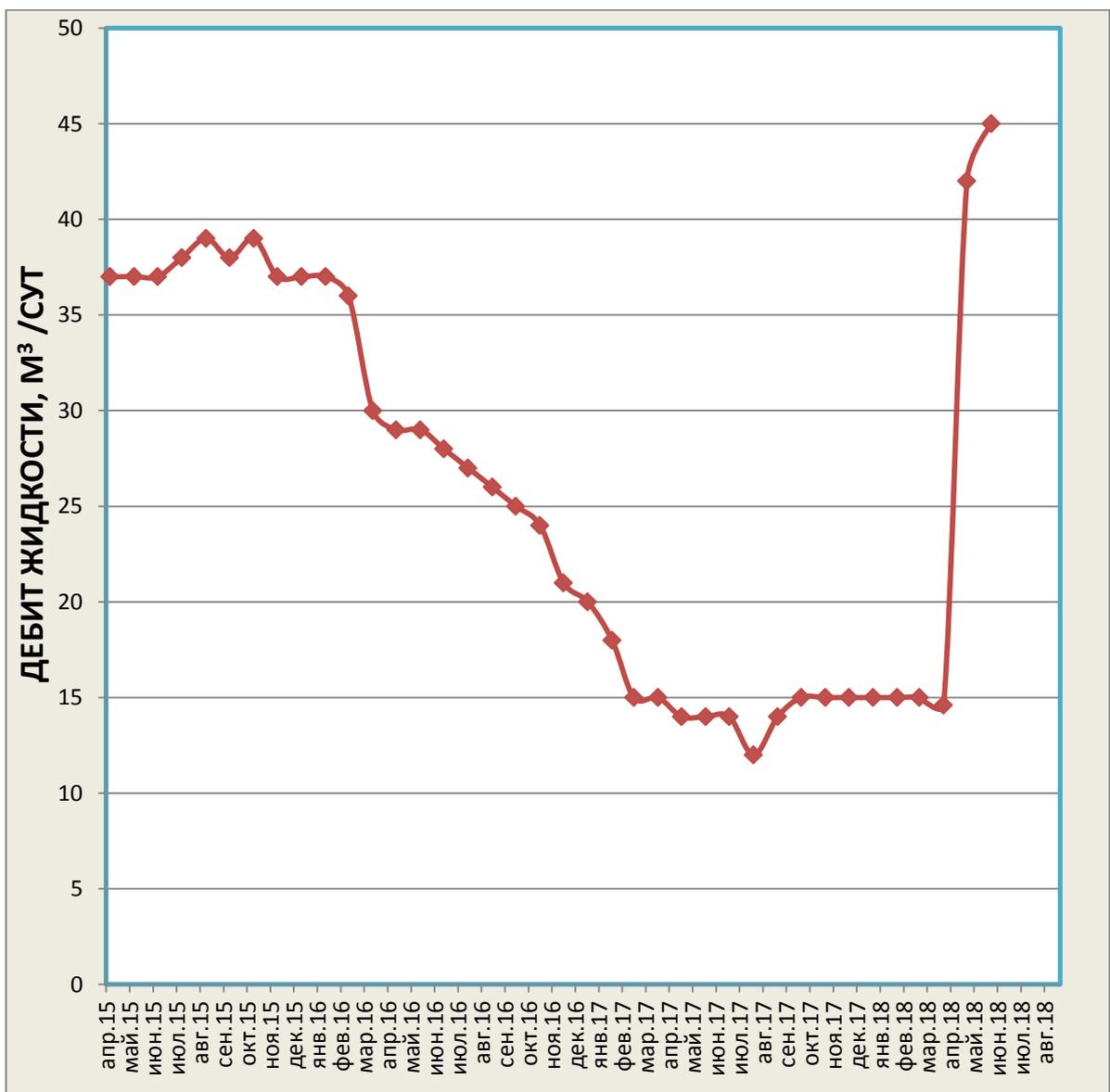


Рисунок 18 – Изменение дебита жидкости

Одновременно со снижением дебита жидкости без роста обводненности снижался и дебит нефти, что отражено на рисунке 19. После проведения геолого-технического мероприятия произошел значительный рост дебита нефти.

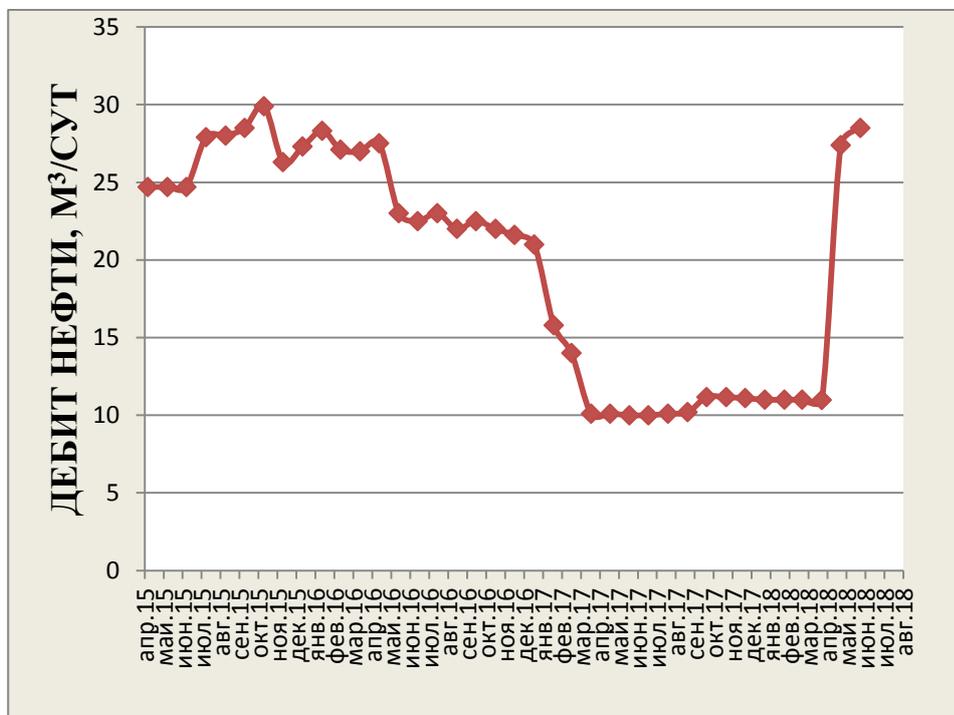


Рисунок 19 – Изменение дебита нефти

На протяжении всего времени эксплуатации скважины дебит газа снижался, что вызвало прекращение фонтанирования скважины через затрубное пространство (Рисунок 20).

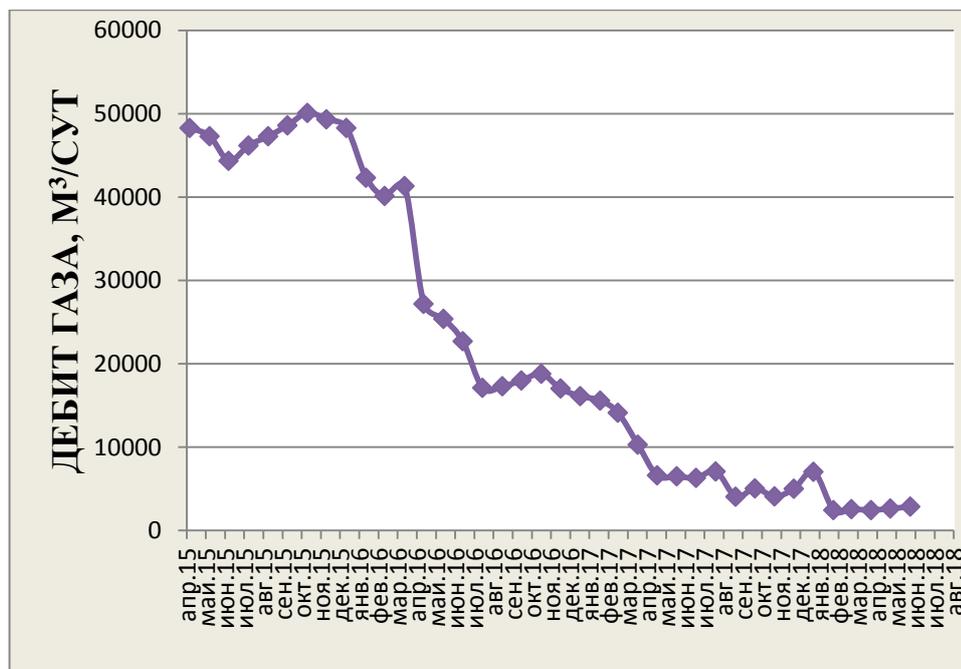


Рисунок 20 – Изменение дебита газа

После проведения ГТМ ЗБС в течение трех лет наблюдалось снижение забойного давления. Проведение ГТМ ИДН позволило добиться снижения забойного давления до 89 атм (Рисунок 21).

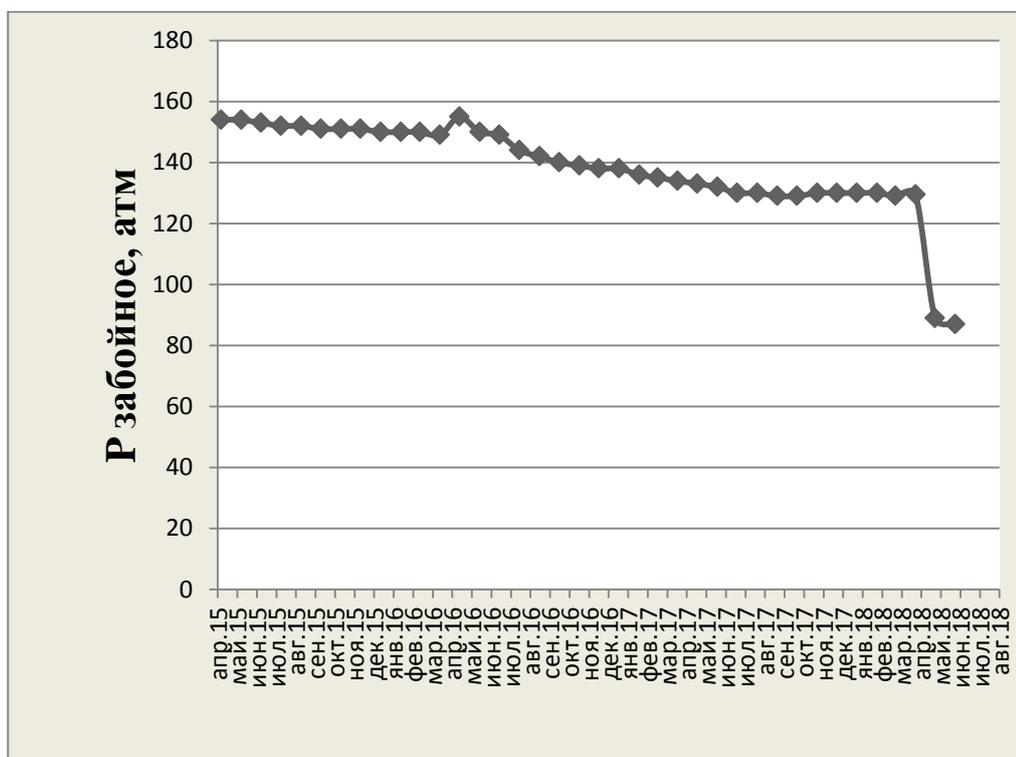


Рисунок 21 – Изменение забойного давления

На соседней скважине 605 был установлен электроцентробежный насос 5А габарита, с наружным диаметром 86 мм, с кабелем 96 мм, номинальной производительностью 75 м³/сут. С напором 2500 м на глубину 2670 метров.

В режим скважина была запущена с параметрами:

Дебит жидкости: 67 м³/сут.

Дебит нефти: 52,28 т/сут.

Обводненность: 8,2%.

Дебит газа: 2539 м³/сут.

Р забойное: 92 атм.

Таблица 10 - Основные показатели работы скважины 605/39 месторождения X после проведения ГТМ ЗБС с использованием УЭЦН 4 габарита

Дата	Q _ж м ³ /сут	Q _н м ³ /сут	Q _{газ} м ³ /сут	Р заб. Атм
Май 15	41	26,5	48320	156
Июнь 15	39	26,5	47319	156
Июль 15	39	26,5	44373	155
Август 15	40	29,7	46205	154
Сентябрь 15	41	29,8	47323	154
Октябрь 15	40	30,3	48623	153
Ноябрь 15	41	31,7	50119	153
Декабрь 15	39	28,1	49319	153
Январь 16	39	29,1	48320	152
Февраль 16	39	30,1	42318	152
Март 16	38	28,9	40133	152
Апрель 16	32	28,8	41323	151
Май 16	31	29,3	27222	157
Июнь 16	31	24,8	25423	152

Июль 16	30	24,3	22721	151
Август 16	29	24,8	17121	146
Сентябрь 16	28	23,8	17323	144
Октябрь 16	27	24,3	18021	142
Ноябрь 16	26	23,8	18826	141
Декабрь 16	23	23,4	17040	140
Январь 17	20	22,8	16131	140
Февраль 17	18	17,6	15619	138
Март 17	17	15,8	14128	137
Апрель 17	17	11,9	10323	136
Май 17	16	11,9	6631	135
Июнь 17	16	11,8	6521	134
Июль 17	16	11,8	6326	132
Август 17	14	11,9	7118	132
Сентябрь 17	16	12	4078	131
Октябрь 17	17	12,97	5081	131
Ноябрь 17	17	12,96	4115	132
Декабрь 17	17	12,9	5038	132
Январь 18	17	12,8	7070	132
Февраль 18	17	12,8	2479	132
Март 18	17	12,8	2581	131
Апрель 18	16,8	12,78	2479	131,5
Май 18	67	52,28	2539	92
Июнь 18	72	53,6	2781	89

Дебит жидкости и нефти значительно увеличился по сравнению со скважиной, в которой установлена УЭЦН 2А габарита (Рисунок 22, 23). Это обуславливается тем, что производительность насоса 4 габарита больше, чем у 2А габарита. Наиболее приоритетным вариантом является использование УЭЦН 5А габарита, которые могут применяться в скважинах со смещением колонны НКТ, в ГС с углом отклонения от вертикали 90° , в скважинах с интенсивностью набора кривизны $3-4^\circ$ на 10 м при спуске. Для входа компоновки ЭЦН в интервал глухих труб диаметром 114 мм бокового ствола добавляется центратор. Установки работают с подачей до $350 \text{ м}^3/\text{сут}$, данного значения достаточно для добычи с боковых стволов.

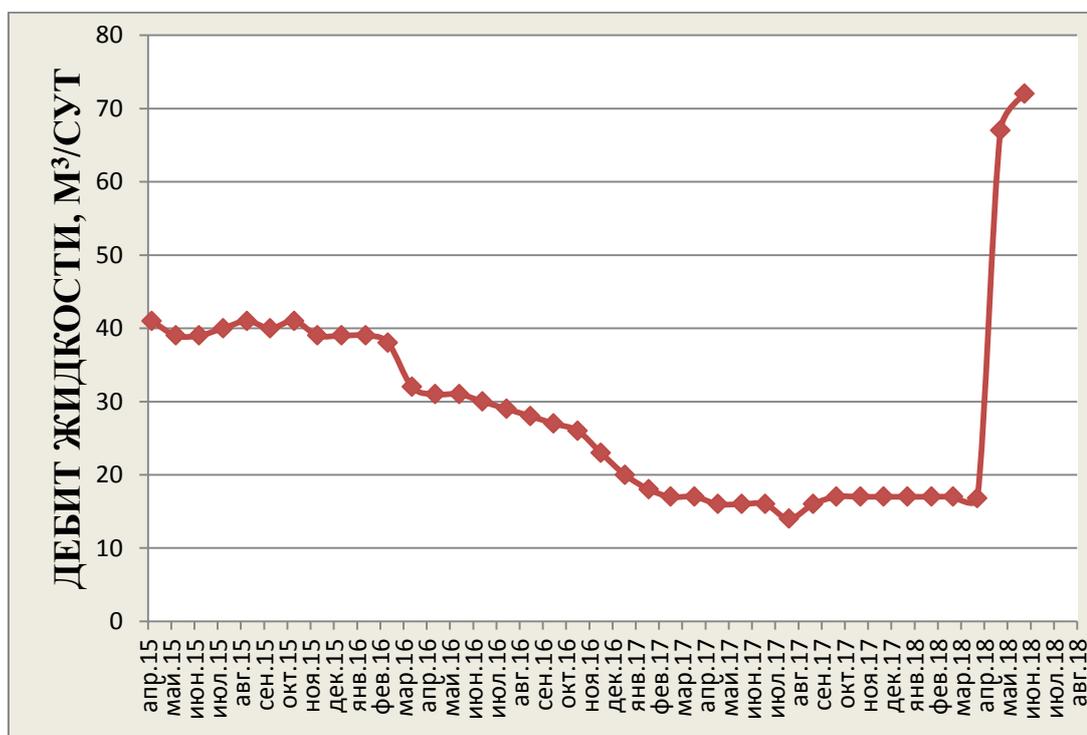


Рисунок 22 – Изменение дебит жидкости

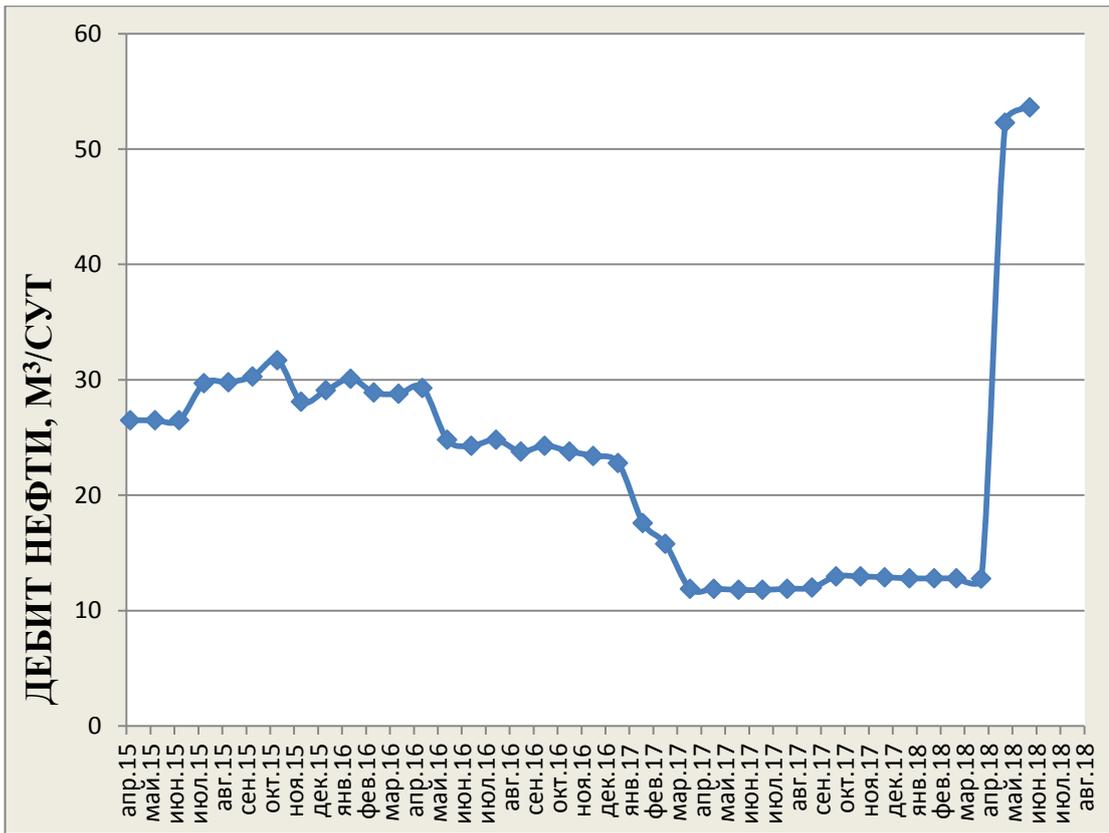


Рисунок 23 – Изменение дебита нефти

3 РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ БОКОВЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ МАЛОГО ДИАМЕТРА НА КАЗАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Большинство месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки и характеризуются низким темпом выработки запасов

Технология, позволяющая вовлечь остаточные запасы нефти, повысить охват пласта, увеличить КИН и вывести простаивающие скважины в работу – бурение боковых стволов малого диаметра по технологии TAML.

Выбор технологии заканчивания скважин по технологии TAML зависит от геологического строения. Так технологию TAML 1, TAML 2 и TAML 3 применяют только в сильно-цементированных пластах, так как боковой ствол не цементируется, и вследствие этого нет механического сопряжения. А также из-за отсутствия гидравлической изоляции пластов, продукция смешивается.

Основными критериями для зарезки БС являются:

1. Изоляция нефтеносных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу;
2. Максимальная интенсивность искривления ствола не должна превышать 4-6° на 10 метров;
3. Герметичность всех технических и обсадных колонных труб, их качественное цементирование;
4. Предотвращение ухудшения коллекторных свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

Для геологических условий, характеризующихся мерзлыми породами и сравнительно высокими содержаниями глинистого цемента – алевролита, рекомендуется строить скважины по технологии TAML 4, благодаря герметичному соединению между основным стволом и боковым. Используя данную технологию, материнский и боковой ствол обсаживается трубами и цементируется, имеется полный доступ к основному и боковому стволу.

Зарезка бокового ствола именно маленького диаметра позволяет повысить эффективность добычи. По формуле Бернулли видно, что при малом диаметре обсадной трубы, напор жидкости повышается.

Эксплуатация данных скважин производится малогабаритными УЭЦН 2А и 5А габарита. Малый диаметр и длина позволяют безопасно спускать УЭЦН в скважину с высоким темпом набора кривизны, который доходит до 4-8° на 10м, а также отклонением от вертикали до 90°

Энергоэффективность малогабаритных УЭЦН достигается за счет использования ступеней, изготовленных по порошковой технологии, в результате чего их поверхность обладает меньшей шероховатостью, что также ведет к увеличению энергоэффективности установки и в значительной степени способствует применению высокооборотного вентильного двигателя, позволяющего набирать частоту вращения до 6000 об/мин. и повышать напор.

Работа установки в искривленных участках связана с повышенными нагрузками на концах валов входящих изделий, что может привести к их преждевременному слому. Для обеспечения возможности безаварийной эксплуатации УЭЦН используются гибкие муфты для прогиба установки между ЭЦН и трубами НКТ с сохранением герметичности в местах их соединения. В установке есть центратор, который предназначен для входа в боковой ствол. В компоновке предусмотрен протектолайзер, который надежно защищает кабель от механических повреждений, что очень важно при установке насоса в БС. Установка щелевого фильтра и контейнера с ингибитором солеотложения обязательно, из-за геолого-технологических условий месторождения, а также из-за возможного засорения из-за малого проходного сечения в рабочих колесах.

Сравнивая работу насоса 2А габарита и 5А габарита, приходим к выводу, что из-за малой производительности УЭЦН 2А габарита диаметром ЭЦН 69мм, лучше использовать УЭЦН 5А габарита с диаметром насоса 86 мм и производительностью 50-350 м³/сут.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ15	Юлдашбеков Шухрат Атабекович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость оборудования для ЗБС и ГС, стоимость материалов, зарплата рабочим, обслуживание оборудования и операций по добычи нефти.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, норма расходов на закупку оборудования, нормы расходов инструментов и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 % Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование целесообразности проведения технологии ЗБС на месторождении</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Бюджет формируется исходя из эксплуатационных затрат на ЗБС</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности ЗБС</i>

Перечень графического материала:

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.03.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Цибулькиова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Юлдашбеков Шухрат Атабекович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

Исходные данные для анализа влияния мероприятия на технико-экономические показатели приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Исходные данные

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Значения
1	Продолжительность технологического эффекта	лет	3
2	Стоимость одного ЗБС.	тыс.руб.	1628,0
3	Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после инновационного мероприятия	т/сут	13,6
4	Кол-во скважин, на которых проводится ЗБС	ед	29,0
5	Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед	0,9
6	Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед	0,94
7	Себестоимость добычи нефти	руб/т	2866,5
9	Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	63,0
10	Ставка дисконта	%	15,0
11	Цена одной тонны нефти	руб	25122
12	Среднесписочная численность ППП	чел	5124,0
13	Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	7863,6
14	Годовая добыча нефти	тыс. т	11917,8
15	Цена на нефть марки Brent	\$	45.08

Для оценки экономической эффективности применения ЗБС, необходимо следующие параметры его рентабельности, к которым в данной работе отнесем следующее:

1. прирост дебита;
2. дисконтированный поток денежной наличности;
3. чистая текущая стоимость (NPV).

1 баррель нефти примерно равен 136,4 кг нефти. Стоимость барреля нефти равна 45,08\$, а курс доллара к рублю составляет 76,01. Следовательно, цена тонны нефти равна:

$$C_n = \frac{1000}{136,4} \cdot 76,01 \cdot 45,08 = 25122 \text{ руб. (26)}$$

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \Delta T K_3 N \quad (27)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.; T – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням; N – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед., K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q_{(q)} = 13,6 \cdot 365 \cdot 29 \cdot 0,94 = 135318,64 \text{ т.}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot C_n}{Ч_{ППП}}, \quad (28)$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел; ΔQ – прирост добычи, т; C_n – цена одной тонны нефти, руб.; $Ч_{ППП}$ – среднесписочная численность ППП, чел.

$$\Delta ПТ = \frac{135318,64 \cdot 25122}{5124} = 663441,62 \text{ руб/чел.}$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{\Delta Q \cdot C_n}{\Phi_{онф}}, \quad (29)$$

где $\Delta \Phi_{отд}$ – прирост фондоотдачи; $\Phi_{онф}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{135318,64 \cdot 25122}{7863,6 \cdot 10^6} = 0,4323 \text{ руб.}$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{пост} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (30)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти руб./т.; $Z_{пост}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$Z_{пост} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{y/пер}}{100} = 11917,8 \cdot 2866,5 \cdot 10^3 \cdot \frac{100 - 63}{100} = 12640078,27 \cdot 10^3 \text{ руб.} \quad (31)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./т.; $D_{y/пер}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %; Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$\Delta C = 12640078,27 \cdot 10^3 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{1}{11917,8} - \frac{1}{11917,8 + 135,318} \right) = 11,907 \text{ руб./т.}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta P_{pn} = \Delta Q_p \cdot (C_n - (C - \Delta C)), \quad (32)$$

где ΔP_{pn} – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.; ΔQ_p – дополнительно реализованная нефть, т; C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т; ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta P_{pn} = 135318,64 \cdot (25122 - (2866,5 - 11,907)) = 3013195231,56 \text{ руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta P_{ч} = \Delta P_{pn} - H_{np}, \quad (33)$$

где H_{np} – величина налога на прибыль, руб. (согласно нормативному документу от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 09.11.2020) (с изм. и доп., вступ. в силу с 15.11.2020) НК РФ «Налог на прибыль организаций» налог составляет 20 % от прибыли).

$$H_{np} = 0,2 \cdot 3013195231,56 = 602639046,312 \text{ руб.}$$

$$\Delta P_{ч} = 3013195231,56 - 602639046,312 = 2410556185,248 \text{ руб.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 2410556,2 тыс. руб.

4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (ΔQ_1).

Объем дополнительно добытой нефти – 135318,64 тонн/год.

Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, (34)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут. Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_{\Pi}), (35)$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 \cdot K_{\Pi}), (36)$$

$$\Delta Q_2 = 13531,864 \text{ тонн/год};$$

$$\Delta Q_3 = 1353,1864 \text{ тонн/год}.$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_H, (37)$$

где ΔQ – объем дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн;

C_H – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 135318,64 \cdot 25122 = 3399474874 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_2 = 13531,864 \cdot 25122 = 339947487,4 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_3 = 1353,1864 \cdot 25122 = 33994748,74 \text{ руб.};$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}}, (38)$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t-м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у.пер}}}{100}, (39)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 135318,64 * 2866,5 * 63/100 = 244371255,4 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 13531,864 * 2866,5 * 63/100 = 24437125,54 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 1353,1864 * 2866,5 * 63/100 = 2443712,554 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{им}} \cdot N_{\text{СКВ}}, (40)$$

где $C_{\text{им}}$ – стоимость одного инновационного мероприятия, руб.;

$N_{\text{СКВ}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 1628 * 29 * 1000 = 47212000 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t -й год, составят:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{\text{доп } 1} + Z_{\text{мер}} = 291583255,4 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп } 2} = 24437125,54 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{\text{доп } 3} = 2443712,554 \text{ руб.}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t -й год по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{н.обл } t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, (41)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t -м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t -м году, руб.

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 1} = 3399474874 - 291583255,4 = 3107891619 \text{ руб.};$$

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 2} = 339947487,4 - 24437125,54 = 315510361,9 \text{ руб.};$$

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 3} = 33994748,74 - 2443712,554 = 31551036,19 \text{ руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t -й год:

$$\Delta H_{\text{пр}} = \Delta \Pi_{\text{н.обл}} \cdot \frac{N_{\text{пр}}}{100}, (42)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, % (взять ставку за 2018 год).

$$\Delta H_{\text{пр}1} = 3107891619 \cdot 0,2 = 633241654 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр}2} = 315510361,9 \cdot 0,2 = 63102072,37 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр}3} = 31551036,19 \cdot 0,2 = 6310207,237 \text{ руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta \text{ДП}_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta \text{ДП}_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - \Delta H_t = \Delta \Pi_{\text{н.обл}} - H_t, (43)$$

$$\Delta \text{ДП}_1 = 3166208270 - 633241654 = 2532966616 \text{ руб.};$$

$$\Delta \text{ДП}_2 = 315510361,9 - 63102072,37 = 252408289,5 \text{ руб.};$$

$$\Delta \text{ДП}_3 = 31551036,19 - 6310207,237 = 25240828,95 \text{ руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$\text{ПДН}_t = \Delta \text{ДП}_t - \text{КВ}_t, (44)$$

$$\text{ПДН}_1 = \Delta \text{ДП}_1 = 2532966616 \text{ руб.};$$

$$\text{ПДН}_2 = \Delta \text{ДП}_2 = 252408289,5 \text{ руб.};$$

$$\text{ПДН}_3 = \Delta \text{ДП}_3 = 25240828,95 \text{ руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$\text{НПДН}_t = \sum \text{ПДН}_t, (45)$$

$$\text{НПДН}_1 = \Delta \text{ДП}_1 = 2532966616 \text{ руб.};$$

$$\text{НПДН}_{1-2} = \Delta \text{ДП}_1 + \Delta \text{ДП}_2 = 2532966616 + 252408289,5 = 2785374905 \text{ руб.};$$

$$\text{НПДН}_{1-3} = \Delta \text{ДП}_1 + \Delta \text{ДП}_2 + \Delta \text{ДП}_3 = 2532966616 + 252408289,5 + 25240828,95 = 2810615734 \text{ руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \frac{\Delta \text{ДП}_t}{(1+i)^t}, (46)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$\text{ДПДН}_1 = 2532966616 / (1+0,15)^1 = 2202579666 \text{ руб.};$$

$ДПДН_2 = 252408289,5 / (1+0,15)^2 = 190856929,7$ руб.;

$ДПДН_3 = 25240828,95 / (1+0,15)^3 = 16596254,75$ руб.

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$ЧТС_t = \sum ДПДН_t, (47)$$

$ЧТС_1 = ДПДН_1 = 2202579666$ руб.;

$ЧТС_2 = ДПДН_1 + ДПДН_2 = 2202579666 + 190856929,7 = 2393436596$ руб.;

$ЧТС_3 = ДПДН_1 + ДПДН_2 + ДПДН_3 = 2393436596 + 16596254,75 =$

2410032850 руб.

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия ЗБС представлены в виде таблицы 12.

Таблица 12 – Показатели эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	13,6	1,36	0,136
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	3399474874	339947487,4	33994748,74
Текущие затраты, тыс. руб.	233266604,3	24437125,54	2443712,554
Прирост прибыли, тыс. руб.	3166208270	315510361,9	31551036,19
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	633241654	63102072,37	6310207,237
Денежный поток, тыс. руб.	2532966616	252408289,5	25240828,95
Поток денежной наличности, тыс. руб.	2532966616	252408289,5	25240828,95
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	2532966616	2785374905	2810615734
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	2202579666	190856929,7	16596254,75
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	2202579666	2393436596	2410032850

Вывод: В ходе проделанной работы были рассчитаны приросты дебитов дисконтированного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости. Объем дополнительно добытой нефти – 135318,64 тонн/год. Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют. Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти тоже падает. Также прослеживается хорошая динамика роста экономических показателей, вследствие чего очевидно, что данное мероприятие является эффективным как в технологическом, так и в экономическом плане.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ15		ФИО Юлдашбеков Шухрат Атабекович	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/ специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело/ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Обоснование производительности горизонтальных нефтяных скважин на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p><i>Объект исследования: технология применения скважин с горизонтальными и боковыми стволами</i></p> <p><i>Область применения: добывающие нефтяные скважины</i></p> <p><i>Рабочая зона: полевые условия</i></p> <p><i>Климатическая зона: крайний север</i></p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: фонтанная арматура, установка электроцентробежного насоса, гибкая муфта</i></p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: резка бокового ствола и горизонтального ствола, проведение МГРП, спуск насосного оборудования</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.</p> <p>ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p> <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <p>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p> <p>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -производственный шум и вибрация; -загазованность воздушной среды газами выхлопных машин, двигателей насосов; -неблагоприятные метеорологические условия – тепловое воздействие, охлаждение, влажность воздуха, скорость ветра; -утечка вредных веществ в атмосферу. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -движущиеся машины и механизмы; подвижные части оборудования для бурения или спуска оборудования; -напряжение электрического тока <p>В случае аварии возможно воздействие следующих факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> -воздействие теплового излучения пожара -воздействие воздушной ударной волны -токсичное действие химических реагентов (кислот, ингибиторов солеотложения)

3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации</u>	Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. Гидросфера: загрязнение подземных вод. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u>	Возможные ЧС: - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - нарушение электроснабжения. Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Юлдашбеков Шухрат Атабекович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одной из основных обязанностей инженера является обеспечение здоровых и безопасных условий труда при разработке и введению в эксплуатацию нового технологического процесса, новой машины, при разработке удобной, надежной и безопасной техники, исключение загрязнения атмосферы, водоемов, почв вредными для человека веществами. Выполнение этих задач предполагает соблюдение требований всех действующих технических регламентов, стандартов, норм и правил по охране труда и окружающей среды, по вопросам пожарной безопасности. Известно, что просчеты, допущенные на стадии проектирования, влекут за собой производственный травматизм, профессиональные заболевания и гибель людей, снижают качество и производительность труда, порождают текучесть кадров, наносят большой социальный и экономический ущерб обществу. Создание безопасных и благоприятных условий труда на рабочих местах, оздоровление окружающей среды способствуют снижению утомляемости, заболеваний, росту работоспособности человека, исключают потери рабочего времени из-за болезней, травм, аварий. Улучшение условий труда, обеспечение экологически нормальной среды дают не только ощутимый оздоровительный эффект, но и на его основе – значительный экономический и социальный.

Технология применения скважин с боковыми стволами малого диаметра является одним из наиболее перспективных методов увеличения нефтеотдачи. Применение БС способствует извлечению остаточной нефти, которая находится в застойных зонах пласта.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: резка бокового ствола; обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при эксплуатации скважины. Работы выполняются круглогодично.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Так как ЗБС осуществляется непосредственно на месторождении, то для работников преобладает вахтовый метод работы. Это объясняется тем, что месторождения значительно удалены от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя. Особенности работы вахтовым методом прописаны в Главе 7 ТК РФ [39]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет; работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких случаях продолжительность может быть увеличена до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междусменного отдыха.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Северные районы Западной Сибири в большинстве приурочены к районам Крайнего Севера. Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом на местности, приравненные к районам Крайнего Севера:

– выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в местностях, приравненным к районам Крайнего Севера.

Процентные надбавки в Западной Сибири: по истечении первого года работы – 10%, за каждый последующий год работы – увеличение на 10% по достижению 50% заработка;

– предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Также в трудовом кодексе Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (редакция от 09.03.2021), описываются основные положения, такие как:

– обеспечение важности и необходимости всех условий для сохранения здоровья и жизни сотрудников предприятия (что является наиболее приоритетным при выполнении такой опасной операции как ГРП);

– условие финансирования труда;

– основные нормы по охране труда;

– координация деятельности в области охраны труда, окружающей среды и другие виды экономической и социальной деятельности;

– проведение плановых и внеочередных медицинских осмотров, основываясь на медицинских рекомендациях с сохранением рабочего места и среднего заработка во время прохождения данных мероприятий.

-обеспечение необходимых компенсаций, в соответствии с Настоящим Кодексом, согласно заключенному коллективному договору между работником и предприятием, трудовым договором различными локальными актами, если работник участвует в операциях с опасными и вредными условиями труда [40].

Также необходимо отметить такой документ как ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования, который непосредственно и описывает основные

эргономические требования к рабочим местам при физической работе различных степеней тяжести. Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда [41].

5.2 Производственная безопасность. Анализ опасных и вредных производственных факторов

Опасным фактором является фактор среды и трудового процесса. Он может стать причиной возникновения острых заболеваний, в том числе приводящих к смерти. Отдельные факторы рабочей среды несут опасность в зависимости от количественной характеристики или продолжительности действия.

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы» [42], данные факторы делятся на 4 группы (табл.1,2):

- физические факторы;
- химические факторы;
- биологические факторы;
- психофизиологические.

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003- 2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Приготовление	Эксплуатация	

1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	-	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [43]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [44]; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [45]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [46]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [47].
2) Превышение уровней шума и вибрации;	+	+	+	
3) Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	+	
4) Недостаточная освещенность;	+	+	+	
5) Химические реагенты;		+	+	
6) Высокое давление;	+	+	+	
7) Механические опасности.	+	+	+	

Таблица 14 – Факторы и ПДК

Факторы	ПДК	Последствия
Шум	>80 дБ	Потеря слуха
Вибрации	ГОСТ 12.1.012-90, зависит от вида работ	Вибрационная болезнь
Электромагнитное излучение	50 Гц	Радиоволновая болезнь
Ионизирующее излучение	>50 мкР/ч	Облучение, 3,4,5 классы опасности
Работа в ночное время	-	Утомляемость, снижение внимания, повышение рисков при производстве работ

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Ванкорское месторождение находится в районах Крайнего севера, температура воздуха колеблется от -60 градусов Цельсия и до +30 градусов. Необходимо соблюдать гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 [10] и по ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [11]. Ванкорское месторождение находится в климатическом поясе группы 1б(IV) (-41 °С, 1,3 м/с). (Таблица 15).

Таблица 15 – Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ	Температура, °С	Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность, %	Скорость движения, м/с
		Оптимальная		Оптимальная на рабочем месте, не более	Оптимальная, не более
Холодный	Пб	17-19	14-23	15-75	0,2
Теплый	Пб	20-21	15-28	15-75	0,2

К категории Пб относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201 - 250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением.

Работы на открытом воздухе регулируются МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях» [48], которые регламентируют необходимость обеспечения работников средствами индивидуальной защиты и продолжительность работы и отдыха.

Интегральный показатель условий охлаждения (обморожения) – ИПУОО определим согласно уравнению:

$$\text{ИПУОО} = 34,654 - 0,4664 \cdot t_{\text{в}} + 0,6337 \cdot V \quad (48)$$

где $t_{\text{в}}$ - температура воздуха, °С;

V - скорость ветра, м/с.

Например, при температуре воздуха -20 °С и скорости ветра 5 м/с интегральный показатель условий охлаждения составит:

$$\text{ИПУОО} = 34,654 - 0,4664 \cdot (-20) + 0,6337 \cdot 5 = 47,1505$$

В соответствии с методическими рекомендациями МР 2.2.7.2129–06 при данном значении ИПУОО риск обморожения – умеренный, продолжительность безопасного пребывания на холоде составляет не более 60 мин.

Повышенная запыленность рабочей зоны

В большинстве случаев насыпные кустовые площадки состоят из песка и глинистого материала. При сильном ветре наблюдается повышенная запыленность рабочей зоны и песок попадает в носовую полость рабочего. Чтобы предотвратить попадание песка необходимо использовать респираторы.

Недостаточная освещенность

Часто приходится работать в темное время суток и необходимо обеспечить достаточную освещенность зоны работ. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016. Если норма освещенности соответствует нужному диапазону, то мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

Превышение уровней шума и вибрации

Вблизи работы оператора ДНГ может производиться капитальный ремонт скважины. Данный вид работ создает уровень шума, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014. Значение уровня звука на рабочем месте не должен превышать 40-45 дБ, а на открытой местности – не более 80 дБ. Для снижения уровня шума работникам следует применять СИЗ. Из-за удаленности месторождений от места проживания работников их доставляют на вахту на вертолетах. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает норму. Поэтому

необходимо выбрать средства защиты согласно СП 51.13330.2011 [49]: противошумные вкладыши или наушники.

Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-90. При значении уровня вибрации 92дБ частота составляет 63 Гц. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника снижается, а также растет число травм. Для защиты от вибрации рекомендуется применять резиновые перчатки.

Механические опасности

При осуществлении процесса ЗБС необходимо использовать высоконапорные насосы, которые могут создавать давление 200-500 атм. Насос имеет вращающиеся части, которые могут представлять опасность для жизни сотрудника. Поэтому очень важно использовать кожухи и заградительные ограждения, чтобы исключить вероятность соприкосновения человека с вращающимся механизмом.

Необходимо систематически проверять целостность защитных ограждений на движущихся и вращающихся механизмах, плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств, а также проверку состояния оборудования согласно ГОСТ 12.2.003-91. Также необходимо соблюдать технику безопасности и форму одежды (все пуговицы застегнуты).

Удар молнии

Удары молний являются одним из возможных факторов, приводящих к чрезвычайным ситуациям на кустовой площадке. Молниезащита применяется с целью защиты сооружений, сохранности и стойкости от возможных возгораний, защиты от гибели и травмирования людей.

По типу молниезащита может быть: 1) одностержневой; 2) двухстержневой одинаковой или разной высоты; многократной стержневой; одиночной тросовой; многократной тросовой. По степени надёжности защиты различают два типа зон: А – степень надёжности защиты $\geq 99,5\%$; Б – степень надёжности защиты 95-99,5% [50].

Стержневой молниеприемник представляет собой металлический штырь, возвышающийся над объектом защиты. Молниеприемная сетка представляет собой металлическую сетку, в ячейках которой установлены небольшие молниеприемники. Тросовый молниеприемник – это трос, натянутый между двух вертикальных опор. Основной вид пассивной молниезащиты, применяемый на кустовых площадках это – стержневой молниеприемник с сечением 50-100 мм². Такой тип молниеприемника используется на месторождении «Х».

На рассматриваемом предприятии месторождения «Х» производственные здания имеют II категорию молниезащиты. В таблице 16 представлены исходные данные кустовой площадки месторождения «Х», применяемые для расчета молниезащиты.

Таблица 16 – Исходные данные для расчета

Исходные данные	Величина
Ширина кустовой площадки (S), м.	30
Длина кустовой площадки (L), м.	80
Высота автоматизированной групповой замерной установки (h_x), м.	2,5

Рассчитаем горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого объекта (АГЗУ) – круг радиуса r_x :

$$r_x = \frac{S}{2} = \frac{30}{2} = 15 \text{ м}, \quad (49)$$

Высота стержневого молниеотвода определяется по формуле:

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5} = \frac{15 + 4,075}{1,5} = 12,72 \text{ м}, \quad (50)$$

Зона защиты молниеотвода:

$$r_0 = 1,5h = 19,08 \text{ м}, \quad (51)$$

Таким образом, на рассматриваемой кустовой площадке месторождения «Х» радиус зоны защиты на земле от стержневого молниеотвода составляет 19,08м. Для расчета высоты вершины конуса (защиты) стержневого молниеотвода применяем формулу (52):

$$h_0=0,92h=11,7\text{м}, \quad (52)$$

Таким образом, для защиты от ударов молнии автоматической групповой замерной установки, станций управлений, находящихся на территории кустовой площадки (L = 80м.) необходимо установить 3 одиночных стержневых молниеотвода.

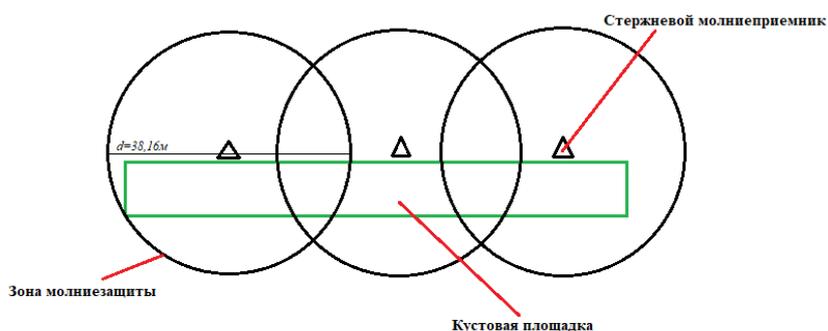


Рисунок 24 – Схема расстановки молниеотводов на кустовой площадке месторождения «Х»

5.3 Обоснование и разработка мероприятий по снижению уровней опасного и вредного воздействия и устранению их влияния на работающих

Основные работы производятся на открытых пространствах, при работе инженер должен соблюдать технику безопасности, которая разработана предприятием с целью снижения травматизма на буровой.

Для повышения внимательности на рабочем месте, так как инженер может работать несколько часов подряд без отдыха, буровое оборудование, инструмент и рабочие зоны окрашиваются в соответствии с имеющимися рекомендациями, в которых учитываются условия работы, характер освещения, особенности климата, требования техники безопасности и охраны труда.

Окраска с одной стороны должна снижать утомленность глаз, повышать точность ориентировки и координации движений, а с другой стороны – выделяет опасные места и зоны. Рекомендуемая окраска:

- вышка, лестница, перила, фермы основания, мостки основания стеллажей – серебристый;
- лебедка, пол, стены, неподвижные части механизмов, подсвечники, настил мостков – светло-зеленый;
- головка ключа, клинья ПКР, талевый блок, крюкоблок, вертлюг – желтый с черными полосами;
- элеваторы, машинные ключи, манифольд, стояк – желто-оранжевый;
- кнопки «стоп», аварийные рычаги и выключатели, вращающиеся части механизмов, противопожарный инвентарь – красный.

Инженер должен быть обеспечен комплектом спецодежды, что отражено в Приложении Б.

Инженер, занятый в производственном процессе по бурению скважин работает с устьевой обвязкой, где проходят кабели от ЭЦН.

Основные средства для защиты от электрического тока:

- защитное отключение, позволяющее в случае замыкания или неисправности какого-либо оборудования предотвратить несчастный случай;
- применяют такие электрические схемы изделий, которые исключают самопроизвольное включение или отключение изделия;
- зануление, корпусов электроприводов, трансформаторов, сварочных аппаратов, светильников;
- для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током изолируют части изделий, доступные для прикосновения;

– на металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, конструктивно предусмотрены видимые элементы для соединения с защитным заземлением.

5.4 Экологическая безопасность

Процесс ЗБС сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. Поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

Защита атмосферы

Атмосферный воздух может загрязняться вследствие выброса газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке. Мероприятиями по охране атмосферы являются поддержание герметичности преенторов и контроль за воздушной средой на КНС для определения опасной концентрации газа. Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения:

- проверка оборудования на герметичность;
- контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на кустовой площадке, на содержание окиси углерода CO_2 ;
- контроль источников выброса на содержание окиси углерода CO_2 , окислов азота для подбора оптимального режима сжигания газа и уменьшения концентрации вредных веществ.

Защита гидросферы

ЗБС при определённых условиях сопровождается:

- Загрязнением подземных вод химическим реагентами или нефтью при разливе;
- Бытовыми или твердыми отходами;
- Перетоками флюида в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.

Мероприятия по защите гидросферы заключаются в том, чтобы не допустить проникновение флюидов из продуктивных пластов по заколонному пространству в пресные водоносные горизонты в процессе строительства и эксплуатации скважин.

Защита литосферы

В процессе ЗБС происходит закачка бурового раствора в колонну. В результате происходит снижение проницаемости высокопроницаемых участков пласта. Поэтому следует выбирать состав бурового раствора, который не загрязнит почву. Также при повреждении или корродировании подземного оборудования скважины возможна утечка нефти, которая приведет к загрязнению почвы. Мероприятия по защите литосферы:

- рекультивация земель: при разливе нефти необходимо ее собрать, внести удобрения и высадить растения;
- подбор оптимального типа бурового раствора;
- контроль за герметичностью оборудования.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть на кустовой площадке при ЗБС, следующие:

- разрушение элементов, содержащие жидкости и газы, находящиеся под высоким давлением;
- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии.

Наибольшую опасность для работников представляют собой процессы, идущие под высоким давлением. При этом существует вероятность нарушения герметичности оборудования, т.е. может

произойти взрыв. В результате работник может получить травмы, в том числе не совместимые с жизнью.

В случае возникновения ЧС необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей, если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

Выводы: В данной главе были приведены основные источники опасного и вредного воздействия на человека, рассмотрены экологические аспекты проведения мероприятия, а также рассмотрены меры, позволяющие снизить негативное воздействие на окружающую среду.

Работы на кустовой площадке сопровождаются риском нанесения вреда жизни и здоровью человека. Для того чтобы этого избежать необходимо предотвращать источники негативного воздействия и соблюдение сотрудниками основных правил безопасности. Сотрудники должны проходить инструктажи и знать правила поведения в чрезвычайной ситуации, а на кустовых площадках должны присутствовать люди, отвечающие за безопасность.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проанализирована и выбрана одна из самых эффективных технологий по извлечению остаточных запасов углеводородов – зарезка боковых стволов малого диаметра.

В процессе эффективной разработки месторождения с остаточными запасами углеводородов, нужно учитывать геологическое строение пласта, а также правильно подобрать скважину-кандидата для эффективной эксплуатации.

Наиболее эффективной технологией в геологических условиях с мерзлыми породами - является строительство боковых стволов малого диаметра по технологии TAML 4, благодаря герметичному соединению между основным стволом и боковым. Используя данную технологию, материнский и боковой ствол обсаживается трубами и цементируется, имеется полный доступ к основному и боковому стволу. Зарезка бокового ствола именно маленького диаметра позволяет повысить эффективность добычи. По формуле Бернулли видно, что при малом диаметре обсадной трубы, напор жидкости повышается.

Спуск малогабаритных УЭЦН позволяют нам эксплуатировать скважины с высоким темпом кривизны и отклонениями. Использование УЭЦН 5А габарита в таких скважинах со специальным оборудованием позволяют повысить энергоэффективность установки и дебит.

Данное геолого-технологическое мероприятие экономически эффективно, так как строительство одной вертикальной скважины дороже в 3 раза.

Также определены меры производственной безопасности при выполнении работ в процессе зарезки бокового ствола, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Были рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методы извлечения остаточной нефти / [М. Л. Сургучев, А. Т. Горбунов, Д. П. Забродин и др.]. - М. : Недра, 1991. - 346,[1] с. : ил.; 22 см.; ISBN 5-247-00959-2 (В пер.) :

2. Юлдашбеков Ш.А. Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра на нефтяных месторождениях. // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 8-12 апреля 2021 г. – Томск, 2021. – Т.2 – С. 153-155.

3. Тюкавкина О. В. Принципы построения цифровых моделей для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки // Технологии нефти и газа. 2013. № 3(86). С. 40–45.

4. Разработка нефтяных месторождений, бурение скважин с боковыми и горизонтальными стволами/ И.А. Прокопенко, М.Н. Прокопенко / Академический журнал Западной Сибири №6, 2018 – Т-14. – 77 с.

5. Пат. 2230233 Россия МПК F04D29/62, F04D13/10, Гибкая шарнирная муфта Гепштейн Ф.С., Дьячук И.А.,Шаякберов В.Ф. Заявлено. 11.09.2002; Оpubл. 10.06.2004.

6. Бабаян Э.В. / Конструкция нефтяных и газовых скважин. Осложнения и их преодоление.-М.: Инфра-Инженерия, 2018.-252с.

7. А.С. Повалихин, А.Г. Калинин, С.Н. Бастриков, К.М. Солодкий. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. / Под общей редакцией доктора технических наук, профессора А.Г. Калинина – М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз. – 2011.-647с.

8. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015.- 448с.

9. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти.-М.: Наука, 2000. 414 с.

10. Скважинные насосные установки для добычи нефти:/ Учебное издание Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2002. – 824 с.

11. Zhang Yanping, Ren Rongquan, Wang Hui, Wang Jun: Multilateral drilling & completion technology based on Solid Expandable Tubular fixing system //PETROLEUM EXPLORATION AND DEVELOPMENT. –2009. – pp.768-775

12. Гусейнова Е.Л., Гусейнов Э.М. Технология бурения многоствольных скважин // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2017: сб. тр. Междунар. науч.-техн. конф.: в 2-х т. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. Т. 1. С. 239 – 242.

13. Шерстюк А.Н., Петрова С.В., Хамидов Ш.М. Критерий эффективности ступени погружного нефтяного насоса // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2005. – №3. – С. 32.

14. Юсупов И.Г. Восстановление бездействующих скважин резкой вторых стволов в ОАО «Татнефть» / И.Г. Юсупов, Р.Г Габдуллин, М.Ф Асадуллин // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 2. – С. 53-56.

15. Богомазов Л. Зарезка боковых стволов. Сроки зарезки: выбор технологии // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. – № 4. – С. 58-59.

16. Milad Ebrahimi Dastgerdi1, Abbas Khaksar Manshad, Amir H. Mohammadi. Optimization of perforated liner parameters in horizontal oil wells // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology (2020).

17. Lian Peiqing, Cheng Linsong, Tan Xuequn and Li Linlin. A model for coupling reservoir inflow and wellbore flow in fishbone wells // China University of Petroleum and Springer- Verlag Berlin Heidelberg 2012.

18. Abbas Khaksar Manshad, Milad Ebrahimi Dastgerdi, Jagar A. Ali, Nazir Mafakheri, Alireza Keshavarz, Stefan Iglauer, Amir H. Mohammadi. Economic and productivity evaluation of different horizontal drilling scenarios: Middle East oil fields as case study // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology (2019).

19. Zhang Yanping¹, Ren Rongquan, Wang Hui, Wang Jun: Multilateral drilling & completion technology based on Solid Expandable Tubular fixing system 2009

20. ZHANG Jinwu, WANG Guoyong, HE Kai, YE Chenglin: Practice and understanding of sidetracking horizontal drilling in old wells in Sulige Gas Field, NW China 2019

21. Ануфриев С.Н., Каплан А.Л., Погорелов С.В. Опыт эксплуатации УЭЦН в осложненных условиях на месторождениях ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» // Инженерная практика. 2011. № 2. С. 16–17.

22. Дроздов А.Н. Исследования характеристик насосов при откачке газожидкостных смесей и применение полученных результатов для разработки технологий водогазового воздействия // Нефтяное хозяйство. 2011. № 9. С. 108–111.

23. Бикбулатов С.М., Пашали А.А. Анализ и выбор методов расчета градиента давления в стволе скважины // Нефтегазовое дело. 2005. № 2. С. 1–12.

24. Брилл Дж. П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. М. – Ижевск: Ин-т комп. исследований, 2006. С. 277–314.

25. Канаевская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М. – Ижевск: Ин-т комп. исследований, 2002. С. 22–23.

26. Ляпков П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. М.: МИНГ, 1987. 71 с.

27. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Российский гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. С. 210–230.
28. Пашали А.А. Алгоритмы и математические модели оптимизации режимов работы скважин в условиях высокого газового фактора: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2011. 192 с.
29. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill J.P. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. SPE Production & Facilities. May, 1994, P. 143–152.
30. Beggs H.D., Brill J.P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. JPT, May, 1973, P. 607–617.
31. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase Flow in Wells. SPE Monograph, Vol. 17, Richardson, Texas, 1999.
32. Marquez R. Modeling Downhole Natural Separation. PhD dissertation, The University of Tulsa, Oklahoma, 2004.
33. Орлов А. Ю.. Инженерная практика №06/2016. Системы для ГИС. Системы ОРЗ. Опыт внедрения и эксплуатации.
34. Яшманов М. С. Инженерная практика №06/2016. Исследования наклонно-направленных и горизонтальных скважин с применением системы байпасирования УЭЦН.
35. Красноборов Д.Н. Осложненный фонд скважин ООО "Лукойл-Пермь" // Инженерная практика . - 2016. - №4.
36. Ковальчук Я.П., Ковальчук З.Я., Круглов И.А. Новый подход к анализу причин низкой работоспособности УЭЦН // Территория нефтегаз. - 2009. - №6.
37. Ласуков. Р.Я. Анализ причин преждевременных отказов при эксплуатации уэцн в пластах группы юс восточно-сургутского месторождения и методы борьбы с ними // Науки о земле. - 2015. - №11.
38. Ляпков, П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине / П.Д. Ляпков Н.Н. – М.: МИНГ.

39. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
40. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 9.03.2021)
41. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования
42. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
43. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
44. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
45. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
46. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
47. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
48. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений".
49. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
50. МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях»
51. Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения // Учебное пособие, Издательство ТПУ, 2006.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

INCREASING THE EFFICIENCY OF OPERATING HORIZONTAL OIL WELLS IN THE KAZAN OIL AND GAS CONDENSATE FIELD (TOMSK REGION)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Юлдашбеков Шухрат Атабекович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф-м.н		
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Болсуновская Людмила Михайловна	к.филол.н.		

INCREASING THE EFFICIENCY OF OPERATING HORIZONTAL OIL WELLS IN THE KAZAN OIL AND GAS CONDENSATE FIELD (TOMSK REGION)

Increasing oil recovery from productive reservoirs and reducing the cost of extraction is a priority task. Currently, there are few oil fields with simple geological characteristics, so the application of modern technologies is necessary. First and foremost, this includes the construction of high-tech wells and the implementation of new methods for displacing remaining oil that cannot be extracted using traditional methods. Horizontal multilateral wells can be divided into multibranch and multilateral wells. A multibranch well (MBW) is a well consisting of a mainbore with one or several lateral branches (diversions) to different productive horizons (reservoirs), with the intersection point of the lateral branches and the mainbore located above the target horizons.

The application of multilateral well drilling technology is promising. Although multilateral well drilling technology is not new, it cannot be considered mature and well-developed in the oil industry. Thousands of wells worldwide have been constructed using this technology. Currently, multilateral well drilling technology is widely used, and its further development is promising.

The advantages of this drilling method include increased reservoir coverage, reduced overall drilling and well completion costs, increased productivity, enhanced oil inflow, and improved oil recovery rates. Oil production volumes are significantly increased through the construction of multilateral wells. Sometimes, the technical feasibility of drilling new surface wells is absent, or implementing a new project requires prohibitively high economic costs.

A well with a lateral branch can be much more efficient than multiple wells constructed using traditional technologies. This is because it increases operational efficiency, reduces construction costs, and increases the volume of

oil inflow from the reservoir. Skillful application of multilateral well technology allows for more effective field development.

Like many recent developments in the oil industry, multilateral well drilling technology was developed and first successfully implemented in the former USSR. The "father" of multilateral well drilling technology is the Soviet innovator and inventor Alexander Grigoryan. He believed that it was much more efficient to increase the penetration of a wellbore when drilling into known oil-bearing formations rather than drilling multiple wells from the surface in the hope of hitting the presumed oil zone. In 1941, he drilled one of the world's first deviated wells (Baku #1385), almost 20 years before anyone else attempted similar methods. The majority of multilateral wells drilled since 1953 fall into complexity levels 1 and 2 according to the TAML classification. Drilling wells of these complexity levels has become so common that statistics on their quantity are no longer maintained. Their total number worldwide is estimated to exceed 10,000 wells.

The widespread use of multilateral wells in field development has led to the development and complexity of the technology. In 1993, the first level 3 multilateral well was drilled (Canada, Alberta, by Shell). In 1994, the first level 4 multilateral well was drilled (Canada, Alberta, by Shell). In 1995, the first level 5 multilateral well was drilled (USA, Gulf of Mexico, by BP). The beginning of the terminology and classification of multilateral drilling was established in 1997. In March 1997, Eric Diggins (representing Shell) proposed convening an international forum called "Technology Advancement — Multi-Laterals (TAML)". The forum is a non-profit organization where participants, experts from leading global oil companies (BP, Statoil, Norsk Hydro, Esso UK, Mobil, Exxon, Phillips, Texaco, Total, Maersk, Chevron, Shell International E&P, Shell Oil, and Shell UK Expro), exchanged their accumulated experience in drilling horizontal multilateral wells and developed a unified approach, defining the future direction of multilateral well drilling technology. In 1998, a

unified international classification for the complexity and functionality of multilateral wells, known as The TAML Classification System, was developed and published within the framework of the Joint Industry Project (JIP).

The conference created the TAML classification system according to three characteristics of multilateral well, that is, connectivity, isolation, and accessibility (connectivity refers to the connecting ability between the major and lateral boreholes; isolation refers to the isolating ability between the multilateral well and formation after completion; and accessibility refers to the repeated accessing ability into the multilateral well), the TAML classification system is set up and the TAML complexity ranking which decide to the completion method of multilateral well is divided into Level 1-6S (Fig. 1).

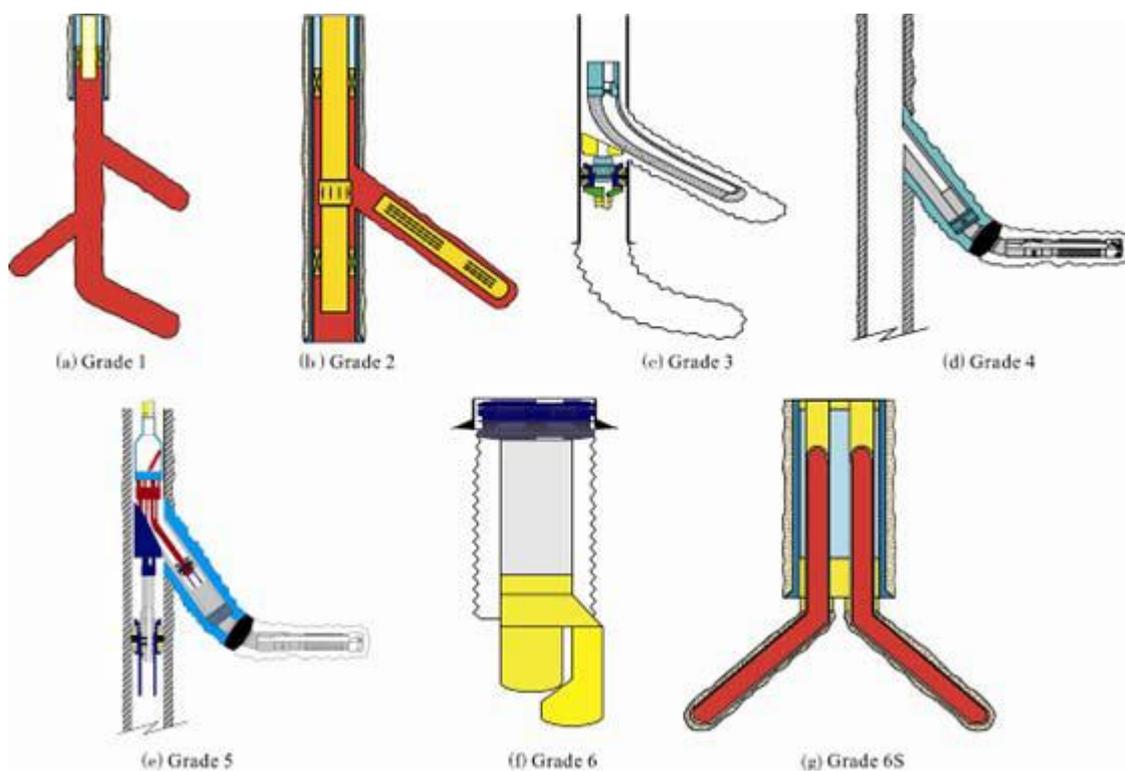


Figure 25- TAML

Level 1: the major and lateral boreholes both adopts open hole completion, the completion operation doesn't isolate each net pay and cannot carry out any treatment on the intrabed pressure difference (Fig. 1a).

Level 2: the main borehole casing injects cement for completion, lateral borehole trips in completion string but doesn't tie back the main borehole, and the cementation are not conducted (Fig. 1b).

Level 3: on the basis of Level 2, the lateral borehole trips in completion string and ties back the main borehole, which provides connectivity and accessibility (Fig. 1c).

Level 4: the major and lateral borehole both injects cement into casing for completion, which provides mechanical support and connection, the interface between the multilateral and major casings relies on the cement for sealing (Fig. 1d).

Level 5: on the basis of Level 4, the pressure integrity at the interface is realized through the tripped production string and packer (Fig. 1e).

Level 6: the pressure integrity at the interface is realized through the prefabricated "pant-like" casing (Fig. 1f).

The implementation of side and horizontal wellbore drilling has found application in the Kazan NGKM.

The Kazan oil and gas condensate field is located in the southern part of the Tomsk region, where a number of mainly small and medium-sized oil and gas fields have been discovered (see figure). Administratively, the field is situated in the Parabelsky District. The field belongs to the Kazan oil and gas-bearing region of the Vasyugan oil and gas-bearing area, which is located in the eastern part of the central West Siberian Plain.

The application of side and horizontal wellbore cutting technique serves several purposes for production companies:

1. Bringing wells out of inactive inventory.
2. Intensifying production from low-permeability reservoirs. In this case, the "fishbone" technology is used, which represents a special trajectory of a multi-stage wellbore with numerous branches (see Figure 2). Through each branch of the "fishbone," a significant amount of stimulating fluids can be

pumped. The main function of this technology is to achieve controlled and precise intensification of well productivity by creating multiple branches within the reservoir. Each new branch has a specific length, depending on the length of the needle, ranging from 10 to 10.8 meters. These branches easily overcome the vertical flow and increase the permeability of the reservoir, resulting in an increased productivity coefficient and production.



Figure 26 – Fishbone

The application of Multi-Stage Fracturing (MSF) technology allows for increased production from the reservoir by providing a larger contact area between wellbore walls and the formation. On certain fields, the use of MSF demonstrates clear advantages over traditional well completion methods such as vertical and horizontal wells or hydraulic fracturing (HF). This technology is effectively employed in completing wells in fractured carbonate reservoirs to ensure fracture zone stimulation in different directions, as well as in thick (over 50 meters) and multi-pay sandstone reservoirs. When accessing the Riphean deposits of Eastern Siberia, the preferred method is to utilize MSF technology. In these ancient reservoirs, characterized by complex porous structures that play a crucial role in formation, tectonic factors and post-sedimentation processes

have created secondary dolomite pores, rendering the reservoir fractured and cavernous. For most other shale reservoirs, the application of MSF technology proves to be effective.

Multi-Stage Fracturing (MSF) technology is also applied for the development of non-drainable sections of a reservoir. Deposits located at the periphery or near the pinch-out of the formation are characterized by thin rock layers and high oil saturation. Drilling a vertical well is not economically feasible, but the use of MSF allows for additional fluid influx that cannot be achieved through other methods.

Other advantages of MSF technology include reducing water cut in production. In high-water-cut reservoirs, there are areas with high oil saturation, and the application of lateral horizontal wells significantly increases the oil recovery factor. This enables cost-effective infill drilling.

Lastly, MSF technology can also be used for transitioning to an underlying formation and for field extension drilling.

For the effective implementation of the technique of cutting lateral and horizontal wells (LHW), it is necessary to properly select the well, considering the following parameters:

1. The expected well productivity should ensure the necessary hydrocarbon production volume within a specific time period.
2. Information about the productivity of the planned lateral borehole should correspond to the information about the oil reserves.
3. The well selection is determined by the presence of multiple productive formations or the planned opening of multiple productive formations in the future, to ensure long-term well operation.

After considering the main criteria for selecting a well for LHW, a more detailed study of the key geological and technological parameters of the reservoir-well system is necessary. This includes:

- Geological information about the formation, including its thickness, porosity, permeability, and composition. These parameters determine the formation's productivity and its ability to transmit fluids.
- Hydrodynamic characteristics of the formation, such as pressure and flow capacity. These parameters affect fluid flow and its distribution in the well.
- Well geometry, including its direction, inclination, and the length of lateral and horizontal sections. This helps determine the optimal positioning and placement of the wells to achieve maximum contact area with the formation.
- Various technical factors, such as fluid flow resistance, the feasibility of using MSF technology, and the availability of necessary equipment.

A detailed study of these parameters allows for an informed decision when selecting a well for LHW implementation and ensures the successful application of this technology in the field.

Residual reserves refer to oil reserves that have very low or even negligible filtration rates in low-permeability zones, lenses, barriers, or layers. They are often concentrated in isolated lenses or in reservoir zones where production processes have slowed down. It is important to note that developing these small residual reserves using traditional methods such as drilling new wells can lead to significant capital expenditures. This is due to the need for constructing additional well pads, conducting backfilling, and other infrastructure activities, which incur high costs and increase construction time. As a result, the development of such fields becomes uneconomical. In this regard, the use of small-diameter lateral wells for rehabilitating inefficient and low-productivity wells, as well as for increasing reservoir coverage, presents an optimal solution. This allows for a more efficient extraction of residual reserves without the need for large-scale construction works.

The use of TAML 4 technology enables production in most deposits, including highly fractured, loose, and collapsing formations. Generalized data on the geological and physical conditions for the effective application of this technology are provided in Table 2.

Table 2 – Geological and Physical Conditions and Application Areas of Gas and Oil Fields for the Use of horizontal well Techniques

№	Name
1	Lenticular formations
2	Thin reservoirs
3	Uncemented sandstones
4	Difficult-to-recover oil deposits
5	Offshore oil and gas production fields
6	Production of high-viscosity oils
7	Enhanced oil recovery from residual oil zones
8	Formations with cavernous structures
9	Presence of permafrost rocks

The implementation of standard sidetracking (SS) is not always possible due to the complex geological features of the field, well construction limitations, and technological considerations for oil production that determine the choice of lateral wellbore anchoring technology.

Considering these factors, northern fields have the following geological and physical characteristics:

1. The presence of permafrost rocks complicates both the drilling and production processes. Low temperatures in the upper formations (average temperature of 12°C) create challenges for equipment operation and difficulties in fluid lifting to the surface.

2. Relatively high clay cement content (up to 35%) in the form of aleurolite, as well as local clay zones. This leads to the intensive invasion of

drilling fluid filtrate deep into the productive formation during the initial penetration, followed by gradual swelling of clay cement in the reservoir, resulting in the blockage of a significant portion of pore channels.

3. Non-uniform alternation of high-permeability poorly cemented sand beds (2-20 meters) and carbonate-cemented lenses. There are significant risks of sidewall collapse, which leads to the plugging of rock pores and increased entrainment of mechanical impurities into the wellbore. This factor causes a decrease in the filtration-capacity properties (FCP) of the near-wellbore zone of the reservoir.

Analysis of the technological features of sidetracking

The process of drilling and sidetracking includes the following stages:

First stage: Selection of a candidate well and determination of its trajectory. Geological surveys are conducted to identify the most suitable well based on data from nearby wells and areas with high remaining reserves. The geological department of the Well Rehabilitation Management prepares a sidetracking drilling plan, calculates the technological parameters, and assesses the economic indicators.

Second stage: Preparation of the well for sidetracking. Geophysical surveys are conducted to assess the technical condition of the production casing, check the cement integrity, and detect any cement leaks. If there is no cement bond in the upper part of the production casing, cementing is performed. Then, whipstock installation takes place, and isolation and abandonment works are carried out in the lower part of the wellbore.

Third stage: Setting the packer anchor and determining its orientation. A kick-off tool is run downhole, which provides the necessary deviation of mills or reamers from the axis of the main borehole when cutting the "window" in the production casing. Packers are used to secure the lift pipes in the production casing wall and prevent the movement of well equipment under load. In deviated wells, the orientation of the kick-off tool should be within $\pm 90^\circ$ relative

to the azimuth of the main borehole curvature at the installation point. After the kick-off tool is set, the bottomhole assembly with the hanger and whipstock system is raised and lowered to cut the "window." The window-cutting process is performed using a three-mill assembly with a kick-off tool, often utilizing a stationary deflector.

The orientation of the deflecting tool is achieved through visual sighting or referencing at the bottom. Data on the azimuth in the interval of drilling the new lateral well are used for this purpose.

The sidetrack depth is 5 meters. Subsequently, sidetracking is performed with casing diameters of 177.8 mm, 146 mm, and 139 mm (Figure 6).

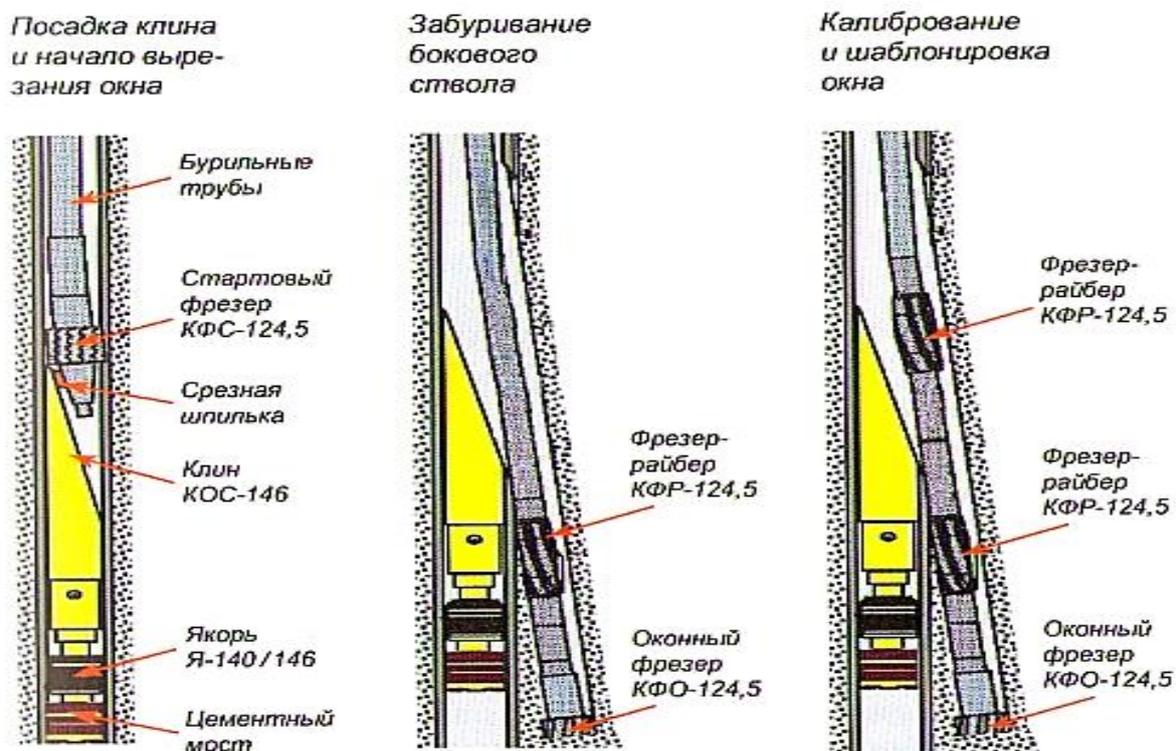


Figure 27 – Sidetracking process

Fourth stage: Running the tailpipe. For the sidetracking operation, a filter tailpipe with a diameter of 114 or 102 mm is used. The tailpipe is a specialized string that possesses the necessary properties to navigate through challenging geological conditions and traverse difficult trajectories from the parent wellbore. It consists of solid pipes with diameters of 114 and 102 mm,

cemented tailpipe suspension, packers for anchoring in the production casing, isolation packers made of elastomers to isolate specific sections of the wellbore, and well screens for filtering formation fluid from sand and other mechanical impurities.

The use of a filter tailpipe enhances the reliability of downhole pumping equipment by preventing the ingress of mechanical impurities into the pump. Due to the smaller diameter of the tailpipe compared to the production casing, the liquid flow velocity in the pump intake section increases, preventing the settlement of fine sand particles at the bottom of the wellbore.

Despite the numerous advantages associated with drilling sidetracks, there are several complex issues that arise during the process.

One of the main problems is the risk of discrepancies between the actual well data and the design of the sidetrack, including the physical condition of the casing, the presence of ring equipment, or deviations from the planned trajectory. Detailed preparatory work, such as constructing a modified well profile using a gyroscopic inclinometer and ensuring control over the technical condition of the production casing, should be carried out prior to drilling sidetracks. Serious complications can arise during the drilling of the sidetrack due to low bottomhole pressure or technical limitations within a restricted diameter. These challenges limit the use of many safety devices during drilling operations.

To achieve successful and safe sidetrack drilling, it is important to consider safety measures. The technical condition of the well should be assessed, and the drilling program should be approved.

Another significant problem is the occurrence of low-pressure and normal-pressure pulsations. These pulsations can lead to circulation losses and, in some cases, manifestations of formation fluids in the wellbore during drilling. These complications can be minimized by selecting appropriate drilling fluids for isolating hazardous zones and regulating the density of the drilling fluid.

There are various risks associated with the condition of the wellbore, especially in intermediate casings through which windows for sidetracks are cut. Detailed wellbore design is necessary to minimize risks, taking into account the age of the equipment.

Complex sidetrack profiles pose a significant challenge. Not all oil companies may possess the necessary technologies and expertise. In some cases, corrective measures may be required to address issues encountered during the initial attempt at drilling. This affects the cost and viability of the well.

The impact of sidetracks is felt throughout the modern oil and gas industry. Despite the high cost and numerous risks associated with sidetrack drilling, it is highly economical compared to drilling entirely new wells. Sidetrack technology extends the life of wells that were previously shut down due to wellbore blockages, blowouts, or complications. Potential oil and gas reservoirs that were initially left unexploited can be accessed through sidetrack drilling.

Upon completion of sidetracking and putting them into production, it is necessary to monitor the performance of these sidetracks. During the initial production period (up to six months), hydrodynamic investigations of the wells should be conducted monthly in both stabilized and non-stationary flow regimes. This is done to determine the reservoir's hydrodynamic parameters (productivity, permeability) and assess the condition of the near-wellbore zone (skin effect, productivity index). Based on the results of these investigations, the impact of sidetracking technological parameters on the production capabilities of the well is determined, and adjustments are made to the applied technology for reservoir exploitation through sidetracking and branch sidetracks.

Drilling Horizontal Wells with Multi-Stage Hydraulic Fracturing

At present, drilling horizontal wells is gaining increasing popularity worldwide. Despite the higher cost of these wells, this technology is highly

effective in low-permeability reservoirs as it allows for a significant increase in drainage area and initial production rates.

A horizontal well is a wellbore of finite length, with its axis running between the top and bottom of the productive reservoir at an inclination angle of 80-100° relative to the vertical.

An important factor affecting the performance of horizontal wells is the completion design of their horizontal section. Depending on the geological conditions of the reservoir, a horizontal well can be completed with an open hole and a tail pipe liner, a liner with a packer, or a cased hole with subsequent perforation of the casing. The type of completion for a horizontal well requires specific drilling techniques and technologies. The length of the horizontal section, its position in the reservoir, allowable deviations during drilling, and the required type of completion depend strictly on the applied drilling method. Therefore, it is crucial to understand the differences in the applied technologies, their advantages, and disadvantages when drilling horizontal wells in specific geological conditions.

In general, horizontal wells can be effectively used in the following conditions:

- In naturally fractured reservoirs to connect and involve existing fractures within the reservoir in a unified drainage system.
- In reservoirs where water and gas coning can occur.
- In the development of gas reservoirs in both low-permeability and high-permeability formations.
- In low-permeability reservoirs, horizontal wells allow for an increased drainage area per well, reducing the overall number of wells required for reservoir development.
- In high-permeability reservoirs with high flow rates in wellbores, horizontal wells can be used to reduce these flow rates, which can cause gas flow turbulences as the well production rate increases.

- In the application of Enhanced Oil Recovery (EOR) methods, particularly thermal methods. The efficiency of using horizontal wells in this case is determined by the large contact area with the reservoir and increased productivity.

The type of reservoir determines the allowable vertical deviations during the drilling of a horizontal well. For reservoirs with impermeable top and bottom layers (no bottom water and gas cap), the ideal well is drilled in the center of the vertical plane of the reservoir. Deviation from the center reduces well productivity, with the impact being greater the longer the horizontal section. This is because a long horizontal wellbore drilled in a thin reservoir behaves similarly to a highly permeable vertical fracture that spans the entire thickness of the reservoir. Such a wellbore is comparable to an underground pipeline, which, regardless of its location in the vertical plane of the reservoir, will have minimal productivity losses.

In reservoirs where gas and water coning phenomena occur, the selection of the well location in the vertical plane of the reservoir is crucial. On one hand, deviation of long horizontal wells from the center of the reservoir slightly reduces productivity, but on the other hand, it is the determining factor in the timing of gas and water breakthrough into the well (either separately or simultaneously) and consequently affects the gas-oil and water-oil ratios. Therefore, the well placement influences the ultimate reserves recoverable from a specific horizontal well.

The main characteristics of developing reservoirs using horizontal wells are as follows:

- Multiple-fold increase in drainage area compared to vertical wells for horizontal wells.
- The increment of the contact area per unit length (L/h) is much greater for thinner reservoirs compared to thicker reservoirs.

- A significant decrease in reservoir permeability in the vertical direction significantly reduces the productivity of horizontal wells.
- At low L/h ratios, placing the well off-center reduces its productivity, and the productivity losses decrease with increasing L/h ratio.
- To achieve the maximum recovery of reserves (under otherwise equal conditions), the grid of horizontal wells should be sparser compared to the grid of vertical wells.
- The optimal completion method for wells can be determined based on the analysis of reservoir anisotropy and thickness.

The quantitative assessment of additional oil recovery (technological efficiency) from drilling horizontal wells can be calculated using the following formula:

$$\Delta Q_H = (1 - [k_B/k_T]) \cdot \beta \cdot Q_{\text{fact.}},$$

where k_T and k_B are the productivity coefficients of horizontal and vertical wells, respectively, measured in cubic meters per day per megapascal ($\text{m}^3/[\text{day} \cdot \text{MPa}]$), β is the correction factor that accounts for the correspondence between additional oil production and the recovery of oil reserves (fractional value), and $Q_{\text{факт.}}$ is the actual amount of oil produced from the well during the calculation period (t). The value of β is set to 1.

The difference in flow rates between horizontal and vertical wells can range from 1.5 to 3 times or more (when compared to vertical wells without bottomhole zone treatment or with the technological effect from the bottomhole zone treatment having expired). The ratio of productivity coefficients between horizontal and vertical wells averages around 4.4. The fracturing of the carbonate reservoir also has a significant influence on well productivity. Drilling wells with a horizontal profile increases the likelihood of drainage coverage from a greater number of fracture zones in the reservoir compared to wells with a vertical profile.

In the practice of operating horizontal wells, several expressions are used to calculate liquid flow rates. The most commonly used one is the Joshi formula.

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

where L is the length of the horizontal section of the well, in meters (m); Rk is the radius of the circular drainage area, in meters (m); rc is the radius of the well, in meters (m); h is the effective oil-saturated thickness of the reservoir, in meters (m); a is the major axis of the drainage ellipse in the horizontal plane, in meters (m); k is the permeability coefficient of the reservoir, in square meters (m²); ΔP is the pressure drop, in pascals (Pa); μ is the viscosity of the reservoir fluid, in pascal-seconds ([Pa•s]); Q is the liquid flow rate, in cubic meters per day (m³/day). Q_{liquid} = 105 m³ The Joshi formula has allowed for a reliable calculation of the future horizontal well's flow rate, and under equivalent (geological) conditions, the flow rate of already drilled horizontal wells (assuming a pressure drop of 10 atm) is approximately the same. However, it is important to note that this formula does not account for several factors (pressure drop along the wellbore, reservoir anisotropy, and skin factor are not considered). Therefore, this technology appears highly promising for the Kazan oil and gas field. Calculations conducted on a 2D model demonstrate that, under current conditions, an optimal well length is 700 meters with 7 stages of multistage hydraulic fracturing.

List of references

1. Milad Ebrahimi Dastgerdi¹, Abbas Khaksar Manshad, Amir H. Mohammadi. Optimization of perforated liner parameters in horizontal oil wells // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* (2020).
2. Lian Peiqing, Cheng Linsong, Tan Xuequn and Li Linlin. A model for coupling reservoir inflow and wellbore flow in fishbone wells // China University of Petroleum and Springer- Verlag Berlin Heidelberg 2012.
3. Abbas Khaksar Manshad, Milad Ebrahimi Dastgerdi, Jagar A. Ali, Nazir Mafakheri, Alireza Keshavarz, Stefan Iglauer, Amir H. Mohammadi. Economic and productivity evaluation of different horizontal drilling scenarios: Middle East oil fields as case study // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* (2019).
4. Zhang Yanping¹, Ren Rongquan, Wang Hui, Wang Jun: Multilateral drilling & completion technology based on Solid Expandable Tubular fixing system 2009
5. ZHANG Jinwu, WANG Guoyong, HE Kai, YE Chenglin: Practice and understanding of sidetracking horizontal drilling in old wells in Sulige Gas Field, NW China 2019

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Профессия/должность	Наименование СИЗ	ГОСТ	Срок эксплуатации
Инженер, инженер-технолог, инженер по бурению.	Костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей или из огнестойких тканей на основе смеси мета- и пара- амидных волокон	ГОСТ 12.4.100.80 ГОСТ Р 12.4.219-99 ПБ в НГП, п.1.7.12 ПБ 08-624-03	1 компл на 24 мес
	Костюм демисезонный для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей или из огнестойких тканей на основе смеси мета- и пара-амидных волокон масловодооталкивающей пропиткой	ГОСТ 12.4.100.80 ГОСТ Р 12.4.219-99 ПБ в НГП, п.1.7.12 ПБ 08-624-03	1 компл на 24 мес
	Плащ для защиты от воды	ГОСТ 12.4.134-83	1 на 24 мес
	Костюм противознцевалитный	ГОСТ 27575-87	1 на 24 мес
	Сапоги/ботинки/полуботинки кожаные с жестким подноском	ГОСТ 12.4.187-97 ГОСТ 5394-89	1 пара на 24 мес
	Сапоги резиновые/болотные с жестким подноском	ГОСТ 29182-91 ГОСТ 12.4.072-79	1 пара на 24 мес
	Перчатки трикотажные с точечным покрытием	ГОСТ 29182-91 ГОСТ 12.4.072-79	48 пар на 12 мес
	Перчатки с полимерным покрытием	ГОСТ 29182-91 ГОСТ 12.4.072-79	24 пары на 12 мес
	Каска защитная (температурный диапазон от -50С до +50С)	ГОСТ 12.4.207-99 ГОСТ 12.4.128-83	1 на 24 мес
	Подшлемник под каску	ГОСТ 22021-76	1 на 12 мес
	Наушники протившумные	ГОСТ Р 12.4.208-99	1 на 12 мес
	Маска – респиратор	ГОСТ Р 12.4.191-99 ГОСТ 30482-97	1 на 12 мес
	Очки солнцезащитные	ГОСТ Р 51831-2001	1 на 12 мес
	Очки защитные	ГОСТ Р 12.4.013-97	1 на 12 мес
	Зимой дополнительно		
Костюм для защиты от нефти зимний	ГОСТ Р 12.4.236-2011 ГОСТ 12.4.100.80	1 комплект на 18 мес	
Парка	ГОСТ Р 12.4.236-2011 ГОСТ 12.4.100.80	1 комплект на 36 мес	
Сапоги зимние с жестким подноском	ГОСТ 28507-90	1 пара на 12 мес	
Маска для защиты от низких температур	ГОСТ Р 12.4.236-2011	1 на 12 мес	
Подшлемник утепленный	ГОСТ 332021-86 ГОСТ 5274-90	1 на 12 мес	
Перчатки зимние, нефтеморозостойкие	ГОСТ 12.4.010-75	6 пар на 12 мес	
Белье нательное утепленное	ГОСТ Р 53145-2008 ГОСТ 20462-87	2 комплекта на 12 мес	