

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ МАЛОГО ДИАМЕТРА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

УДК 622.24.085.22

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Юлдашбеков Шухрат Атабекович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Юлдашбеков Шухрат Атабекович

Тема работы:

Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра на нефтяных месторождениях	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ геологических условий целесообразных для применения технологии эксплуатации боковых стволов. Анализ технологических особенностей зарезки боковых стволов. Проблематика при проведении зарезки боковых стволов. Технологическое обоснование применения боковых стволов малого диаметра в эксплуатации скважин. Конструктивные особенности малогабаритных установок электроцентробежных насосов. Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра при помощи установок электроцентробежного насоса

	2А габарита и установок электроцентробежного насоса 4 габарита.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ геолого-технологических условий в процессе эксплуатации скважин с боковыми стволами	
Технологические особенности применения современных установок электроцентробежных насосов в стволах скважин с малым диаметром	
Выбор технологии для эффективной эксплуатации боковых стволов малого диаметра	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Юлдашбеков Шухрат Атабекович		31.03.2021

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

Выпускная квалификационная работа 79 страниц, в том числе 17 рисунков, 10 таблиц. Список литературы включает 27 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: зарезка бокового ствола, геолого-технологическое мероприятие, заканчивание скважин, установка электроцентробежного насоса малого габарита.

Объектом исследования являются месторождения региона с высокими значениями обводненности продукции и низкими показателями коэффициента извлечения нефти.

Цель исследования – выбор и обоснование критериев, влияющих на технологию зарезки боковых стволов и эффективность эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра на нефтяных месторождениях.

В процессе исследования было рассмотрено влияния геолого-технологических условий на применимость зарезки БС, а также влияние малого диаметра обсадной колонны на поток жидкости в скважинных условиях. Проведен анализ современных технологий для эффективной эксплуатации скважин с БС малого диаметра.

В результате исследования было подобрано оборудование для эффективной эксплуатации боковых стволов малого диаметра.

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

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1.АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ	11
1.1 Анализ геологических условий целесообразных для применения технологии эксплуатации боковых стволов	17
1.2 Анализ технологических особенностей зарезки боковых стволов..	20
1.3 Проблематика при проведении зарезки боковых стволов.....	23
1.4 Технологическое обоснование применения боковых стволов малого диаметра в эксплуатации скважин	25
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В СТВОЛАХ СКВАЖИН С МАЛЫМ ДИАМЕТРОМ.....	29
2.1 Конструктивные особенности малогабаритных установок электроцентробежных насосов	29
2.2 Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра при помощи установок электроцентробежного насоса 2А габарита и установок электроцентробежного насоса 4 габарита ..	35
3. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ МАЛОГО ДИАМЕТРА.....	49
4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	52
4.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели	52
4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия..	55

5.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	62
5.1Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	63
5.2 Производственная безопасность	65
5.3 Обоснование и разработка мероприятий по снижению уровней опасного и вредного воздействия и устранению их влияния на работающих	69
5.4 Экологическая безопасность.....	71
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	74
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	75
Приложение А	78

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 стволов скважин малого диаметра.

Остаточные запасы - это запасы нефти, которые характеризуются очень маленькой, а иногда нулевой скоростью фильтрации в слабопроницаемых зонах, линзах, 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 боковых стволов малого диаметра для восстановления нерабочих и низко продуктивных скважин является оптимальным вариантом.

Актуальность данной работы: зарезка боковых стволов малого диаметра по классификации TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals)- это введение новых инновационных технологий в процессе нефтегазодобычи с целью увеличения КИН.

Целью выпускной квалификационной работы является выбор и обоснование критериев, влияющих на технологию зарезки боковых стволов и эффективность эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра на нефтяных месторождениях.

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 резки БС;
3. Подобрать оборудование для эффективной эксплуатации.

1.АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ

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, пробуренная в удачном месте, 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 ВР). Начало развития терминологии и классификации многоствольного бурения было положено в 1997 г. В марте 1997 г. Эриком Диггином (представитель компании Шелл) было предложено созвать международный форум, который был назван «Technology Advancement — Multi-Laterals (TAML)». Форум является некоммерческой организацией. На нем участники — эксперты ведущих мировых нефтяных компаний (ВР, 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). Механическая сложность возрастает с уровнем.

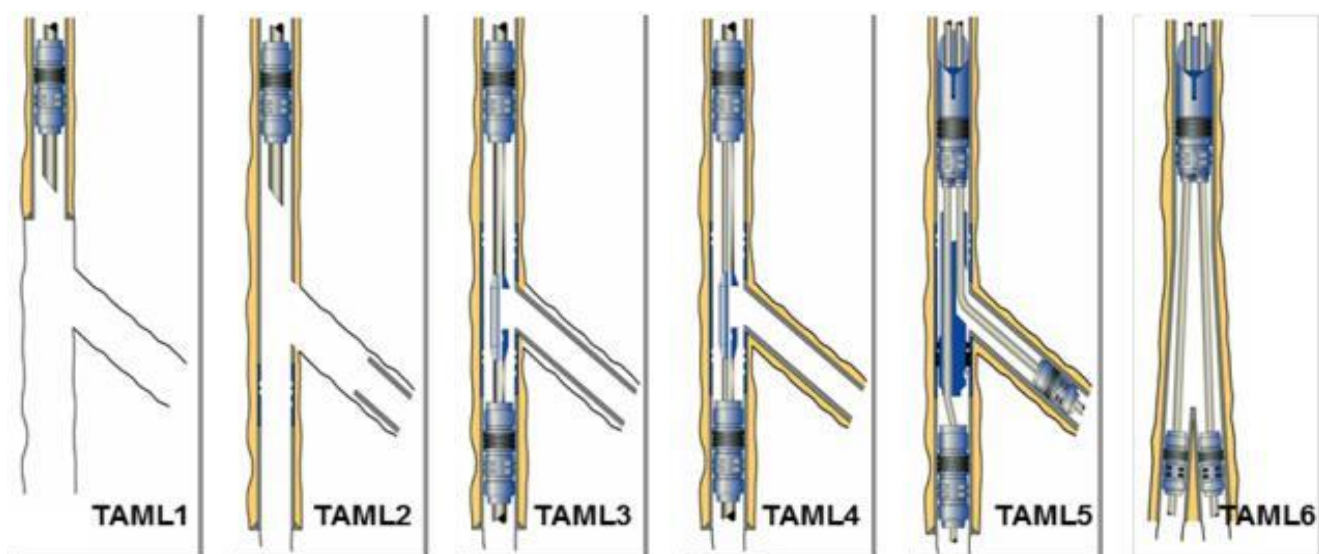


Рисунок 1 – Классификация TAML

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 обсажен 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 среднецементированных 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 одновременная 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].

Выделяются несколько целей проведения ЗБС в добывающих компаниях:

1. Вывод скважины из бездействующего фонда.

2. Интенсификация добычи из малопроницаемых коллекторов.

Использование технологии fishbone («рыбья кость»)- МСС с особой траекторией, при которой от горизонтального ствола отходят многочисленные ответвления (Рисунок 2). От каждого переводника fishbone через всю длину коллектора можно пропустить большое количество переводников. Основной функцией данной технологии является контролируемая и точная интенсификация производительности скважины, за счет объединения ствола скважины и коллектора многочисленными ответвлениями. Каждое новое ответвление имеет длину, которая определяется длиной игл, которая варьируется в пределах от 10 до 10,8 метра. Ответвления легко преодолевают вертикальный поток и увеличивают коэффициент вскрытия коллектора, что в свою очередь увеличивает коэффициент производительности и добычи.



Рисунок 2 – Технология fishbone «рыбья кость»

МСС повышают отдачу пласта благодаря большей площади контакта стенок скважин с пластом. На некоторых месторождениях технология бурения МСС обладает очевидными преимуществами перед такими способами заканчивания, как традиционное вскрытие пласта вертикальными и горизонтальными стволами, либо проведением ГРП. Данная технология хорошо зарекомендовала себя при заканчивании скважин в карбонатных коллекторах (трещиноватых), для обеспечения вскрытия зоны трещин в разных направлениях, либо в коллекторах, представленных песчаником, с большой мощностью (более 50 м), а также с нескольких разобщенных продуктивных пластов.

При вскрытии Рифейских отложений Восточной Сибири целесообразней использование технологии МСС (древнейшие резервуары, которые имеют сложное строение пустотного пространства, решающую роль в образовании коллекторов играли тектонические факторы и постседиментационные процессы, седиментационные пустоты залечены вторичным доломитом, коллектор вторичный, трещинный и каверново-трещинный). Для остального большинства месторождений, коллектор которых представлен песчаником, эффективно использование технологии МЗС

3. Выработка недренируемых участков месторождения. Запасы, которые расположены на краевых участках месторождений или вблизи выклинивания пласта, характеризующиеся малыми мощностями породы и высокими показателями коэффициента нефтенасыщенности. Бурение вертикальной скважины экономически не выгодно на данном участке, а использование БС позволяет получить дополнительный приток флюида, который другими способами извлечь невозможно.

4. Снижение обводненности продукции. В высокообводнённых пластах остаются участки с высокой нефтеносностью. При разбуривании боковыми горизонтальными стволами подкровельной части таких пластов

удаётся существенно повысить коэффициент извлечения нефти. Фактически проводится уплотняющее бурение, но с более низкими затратами.

5. Переход на нижележащий пласт, доразведка.

Одним из главных условий для эффективной ЗБС является правильный выбор скважины-кандидата, который предполагает необходимость учета следующих параметров:

1. Ожидаемый дебит скважины должен обеспечить требуемый отбор углеводородов на определенный период времени.

2. Информация о продуктивности планируемого бокового отверстия должна совпадать с информацией промышленных запасов нефти.

3. Выбор скважины определяется существующим вскрытием более одного продуктивного пласта или планируемым вскрытием нескольких продуктивных пластов в дальнейшем для обеспечения длительной эксплуатации скважины.

После учета основных критериев выбора скважины под ЗБС, возникает необходимость более детального изучения основных геолого-технологических параметров системы пласт-скважина.

1.1 Анализ геологических условий целесообразных для применения технологии эксплуатации боковых стволов

Остаточные запасы - это 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 низко продуктивных 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

В геологическом строении месторождений севера принимают участие метаморфические образования архейско – среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне – средне – позднепалеозойского и мезозойско – кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско – кайнозойского возраста. Сведения о строении более древних отложений носят гипотетический характер (геофизические исследования и аналогии с соседними территориями). Скважинами месторождениями севера вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем, юрские отложения вскрыты не в полном объеме, в самой глубокой скважине забой находится в вымских отложениях средней юры. Описание зимней,

левинской, джангодской и лайдинской свит приводится по аналогии с соседними районами. Добыча флюида происходит с залежей Нижнехетской, Яковлевской и Долганских свит. Породы-коллекторы долганской, яковлевской и нижнехетской свит представлены песчаниками и алевролитами кварц – полевошпатового состава. Породы долганской и яковлевской свит слабо цементированы, что создает большие трудности при их лабораторном исследовании с целью определения фильтрационно – емкостных и петрофизических свойств. Цемент имеет гидрослюдисто – каолиновый состав. Песчаники нижнехетской свиты более цементированы, цемент глинистый (гидрослюда, монтмориллонит), хлоритовый, карбонатный. Покрышками служат углистые аргиллиты и аргиллитоподобные глины с прослоями известняков общей мощностью от 10 до 15 м.

Проведение стандартного ЗБС не всегда возможно ввиду осложненных геологических особенностей месторождения Красноярского края, 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 ($t_{cp}=12^{\circ}\text{C}$) 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

1.2 Анализ технологических особенностей зарезки боковых стволов

Технология бурения и зарезки БС состоит из следующих этапов:

Первый этап. Выбор скважины кандидата с указанием его траектории. Для определения скважины-кандидата проводится ряд геологических исследований. Исследуются данные эксплуатации близлежащих скважин, выделяются участки месторождений с наибольшими остаточными запасами. Геологической службой Управления капитального ремонта скважин составляется проект на бурение БС, рассчитываются технологические параметры бурения и экономические показатели.

Второй этап. Подготовка скважины к ЗБС. С целью исследования технического состояния эксплуатационной колонны, состояния цемента в колонне и наличия заколонных перетоков проводят ГИС. Если в верхней части эксплуатационной колонны отсутствует цементный камень, проводится цементирование, далее ствол шаблонируется, проводятся изоляционно-ликвидационные работы в нижней части ствола скважины.

Третий этап. Установка якоря пакера. Определение ориентации якоря. Спуск клина-отклонителя. Вырезка окна. Бурение шурфа. Якоря — устройства, предназначенные для закрепления колонны подъемных труб за стенку эксплуатационной колонны с целью предотвращения перемещения скважинного оборудования под воздействием нагрузки. Клин-отклонитель предназначен для обеспечения необходимого отклонения вырезающих фрез или фрезеров-райберов от оси основного ствола скважины при прорезании

«окна» в эксплуатационной колонне, для отклонения режущего и бурильного инструмента при бурении дополнительного ствола скважины. Установка клина-отклонителя в наклонно-направленных скважинах должна производиться ориентировочно в пределах $\pm 90^\circ$ по отношению к азимуту искривления основного ствола в месте установки. После установки клин-отклонителя компоновка с подвесным устройством и телесистемой поднимается и спускается компоновка для вырезания «окна». Вырезка окна производится 3-х фрезерной установкой со ступенчатым клином-отклонителем, обычно используется стационарный отклонитель (рисунок 3).

Отклоняющий инструмент ориентируют путём визированного спуска или ориентирования на забое. Для этого используют данные об азимуте в интервале забуривания нового 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 3) прорезывают окно в колонне, затем расширяющим фрезером (Рисунок 4) отверстие увеличивают на длину скошенной части отклонителя, а фрезером калибрующим (Рисунок 5) вырез обрабатывают и калибруют.



Рисунок 3- Фрез оконный

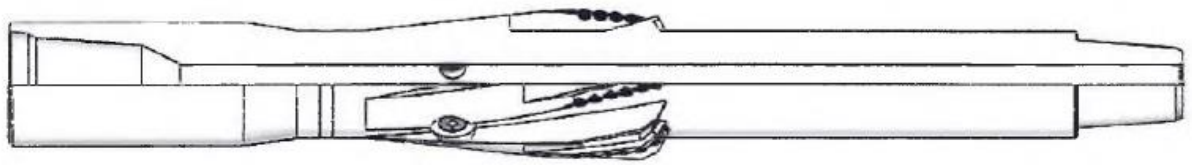


Рисунок 4 – Фрез расширяющий



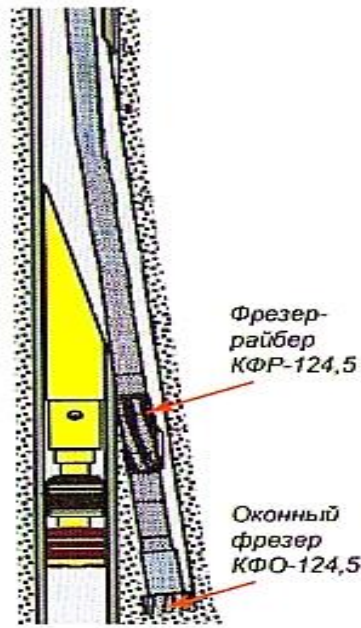
Рисунок 5 – Фрез калибрующий

Глубина шурфа 5 метров. Далее производится бурение бокового ствола с диаметром обсадных колонн- 177,8, 146 и 139 мм (Рисунок 6).

Посадка клина и начало вырезания окна



Забуривание бокового ствола



Калибрование и шаблонировка окна

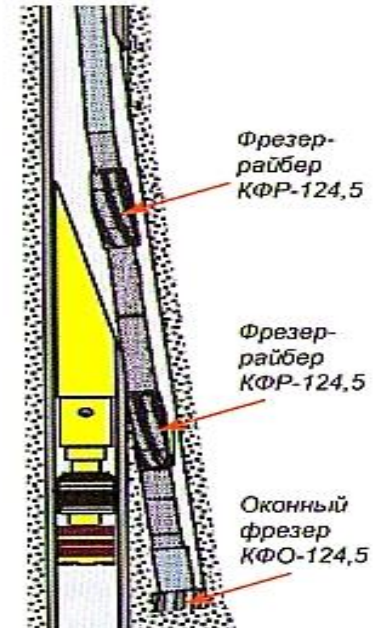


Рисунок 6 – Зарезка бокового ствола

Четвертый этап. Спуск хвостовика. Боковой ствол обсаживается хвостовиком фильтром диаметром 114 или 102 мм. Хвостовик представляет собой потайную колонну, которая удовлетворяет всем условиям для доизвлечения запасов в сложной геологической обстановке и в затрудненных траекториях материнского ствола. 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; фильтров скважинных – для фильтрации пластового флюида от выноса песка и других механических примесей. Использование хвостовика с фильтром позволяет повысить надежность насосного оборудования в скважине, за счет предотвращения попадания механических примесей в лифт. Увеличение скорости потока жидкости в поднасосной части за счет меньшего диаметра хвостовика по сравнению с диаметром обсадной колонны предотвращает оседание мелких частиц песка на забой скважины.

1.3 Проблематика при проведении резки 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].

1.4 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:

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

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.

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

Большинство месторождений нефти России в настоящее время находится на завершающих стадиях эксплуатации, характеризующийся форсированным отбором жидкости из добывающих скважин, высокой обводненностью и огромными объемами закачки жидкости в систему ППД. Установка штангового глубинного нефтяного насоса (УШГН) не может обеспечить требуемый отбор жидкости из скважин ввиду конструктивных и технических ограничений, так же ШГН имеет значительное ограничение по глубине спуска, что делает его неэффективным. Этих проблем лишена установка электроцентробежный насос (УЭЦН). Широкий диапазон производительностей от 10 до 1500 м³/сут и напорных характеристик от 500 до 3000 метров, позволяет применять установки на высокодебитных скважинах, со значительной глубиной спуска. Поэтому большинство нефтегазодобывающих предприятий Западной Сибири практически полностью перешли от УШГН к УЭЦН. Эксплуатация боковых стволов УЭЦН 5, 5А габаритов невозможна из-за их большого размера, их спуск в БС также невозможен. Решение данной проблемы – это использование УЭЦН малого габарита, а именно УЭЦН 2А, 3 и 4 габарита.

2.1 Конструктивные особенности малогабаритных установок электроцентробежных насосов

Основными узлами УЭЦН являются (Рисунок 7):

ЭЦН (электроцентробежный насос)- основной элемент установки, за счет которого и происходит вынос жидкости из скважины на поверхность. Секция ЭЦН состоит из корпуса, вала, шлицевых муфт, направляющих аппаратов, радиальных и промежуточных подшипников, установленных по всей длине насоса, рабочих колес, верхней осевой опоры, ловильной головки, основания, двух направляющих под кабель, фланцевых соединений.

Ловильная головка находится в верхней части верхней секции ЭЦН с одной стороны, у которой имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана и НКТ.

Каждая ступень насоса состоит из рабочего колеса и направляющего аппарата. Рабочее колесо состоит из двух дисков нижнего, в виде кольца с отверстием большого диаметра в центре, и верхнего сплошного диска со ступицей, через которую проходит вал. Между дисками, соединяя их в единую конструкцию, находятся лопасти, плавно изогнутые в сторону, противоположную направлению вращения колеса. Энергоэффективность насосов малого габарита достигается за счет ступеней, изготовленных по порошковой технологии, в результате чего их поверхность обладает меньшей шероховатостью порядка 20-30 микрометр. Этого достаточно, чтобы шероховатость каналов практически не влияла на характеристики ступеней.

Порошковые ступени лучше сбалансированы, и за счет этого создают меньшую вибрацию, что в свою очередь повышает надежность насоса. Согласно результатам стендовых испытаний, средний уровень вибрации насосных секций составил порядка 2 – 3 мм/сек.

Преимуществом порошковых ступеней также является возможность сочетания разных материалов в одном изделии. Допустим, в одном технологическом цикле изготавливаются ступени из нержавеющей стали с подшипниками из антифрикционных или износостойких материалов. Использование ступеней, изготовленных по порошковой технологии, способствует применению высокооборотного вентильного двигателя, позволяющего набирать частоту вращения 6000 об/мин.

ВПЭД (вентильный погружной электродвигатель)- это один из основных узлов для добычи пластовой жидкости. В отличие от обычного ПЭД, на роторе вентильного вместо «беличьей клетки» размещены постоянные магниты, именно этим они отличаются от асинхронных двигателей. Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена специальным маслом – диэлектриком, служащий для смазки и охлаждения.

Преимуществами данного двигателя являются высокий КПД (87-94%, в зависимости от диаметра), низкое энергопотребление и незначительный нагрев. Данные двигатели отлично подходят при эксплуатации боковых стволов малого диаметра, повышая напор и энергоэффективность установки, за счет повышения частоты вращения до 6000 об/мин.

ТМС (термоманометрическая система) – предназначена для измерения давления и температуры среды в которой работает установка. Система типа ТМС состоит из скважинного преобразователя (ТМСП) трансформирующего давление и температуру в частотно манипулированный электрический сигнал, и наземного прибора (ТМСН) выполняющего функции блока питания, усилителя формирователя сигналов и устройства управления режимом работы погружным электронасосом по давлению и температуре.

Центратор – устройство, предназначенное для обеспечения входа установки в боковой ствол.

Гидрозащита – устройство, расположенное между ВПЭД и газосепаратором. Гидрозащита состоит из протектора и компенсатора. Протектор предназначен для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Компенсатор служит для компенсации потери масла в электродвигателе при спуске оборудования и его температурных расширениях в процессе работы.

Кабель, с помощью кабеля к погружному электродвигателю подводится электроэнергия. Кабель бронированный. Как правило, кабель плоский (КПБК), с сечением жил 16мм² или 24мм². Вдоль установки жилы кабеля дополнительно находятся в свинцовой защите, что предотвращает его перегрев.

Использование **протектолайзера** позволяет защитить кабель от механических повреждений при спуске компоновки в боковой ствол

Щелевой фильтр – применяется для приема пластовой жидкости и отделения из нее твердых примесей с поперечным сечением частиц более 0,1 или 0,2 мм. Вместе с фильтром также устанавливается контейнер с ингибитором солеотложения, для предотвращения выпадения солей. Установка щелевого фильтра и контейнера с ингибитором солеотложения обязательно, из-за геолого-технологических условий месторождения.

Входной модуль – применяется для приема и грубой очистки скважинной жидкости.

Газосепаратор – используется для снижения количества газа на входе в насос. Благодаря центробежной силе газ удаляется в затрубное пространство, при этом исключается образование газовых пробок.

Диспергатор – применяется для измельчения газовых включений в пластовой жидкости, подготовки однородной газожидкостной смеси и подачи ее на вход погружного центробежного насоса. При прохождении потока газожидкостной смеси через диспергатор повышается ее однородность и степень измельченности газовых включений, благодаря чему улучшается работа центробежного насоса: уменьшается ее вибрация и пульсация потоков в насосно-компрессорных трубах, обеспечивается работа с заданным КПД.

Помимо уже перечисленных узлов, в колонне НКТ над ЭЦН устанавливаются шариковый обратный клапан (ШОК) и сливной клапан (СК). Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения повторного запуска установки. СК служит для слива жидкости из НКТ при подъеме УЭЦН из скважины.

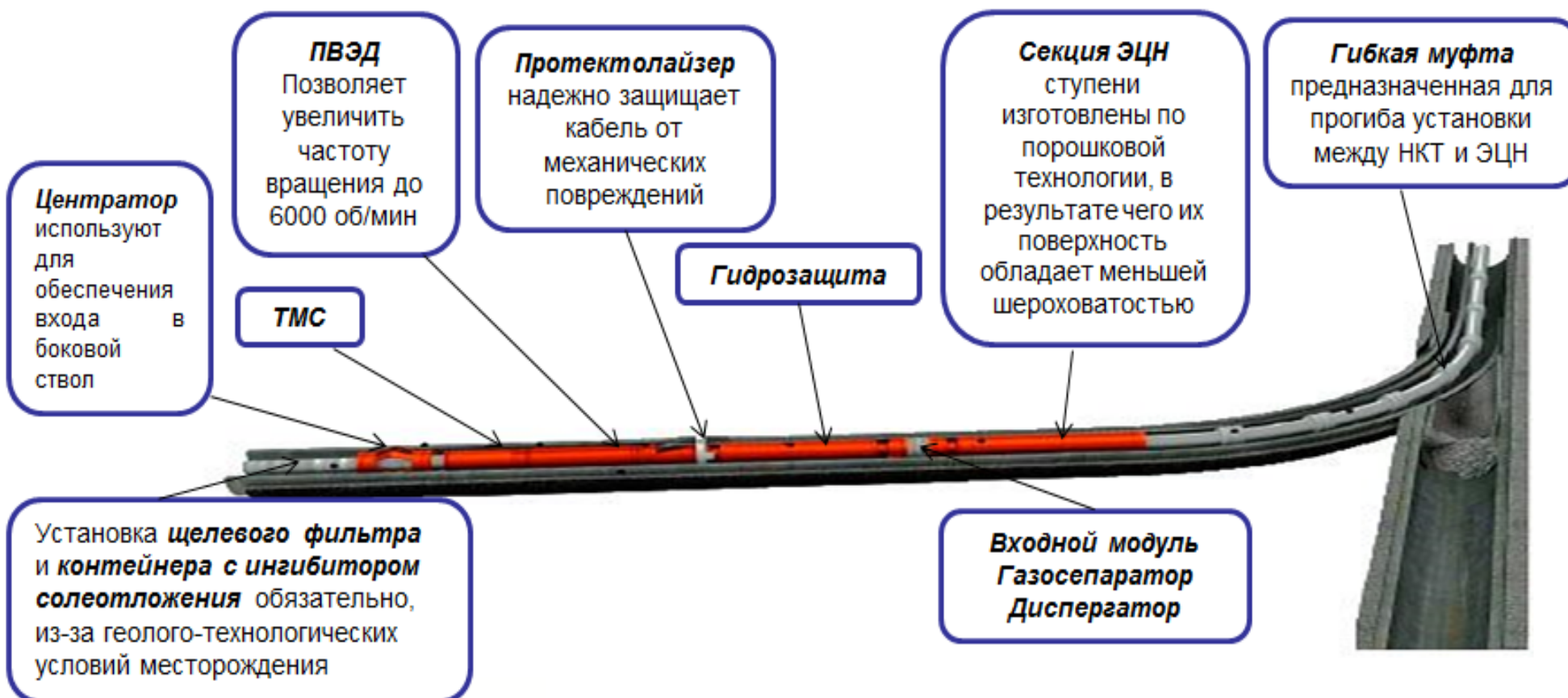


Рисунок 7 – Основные узлы установки электроцентробежного насоса

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 8).

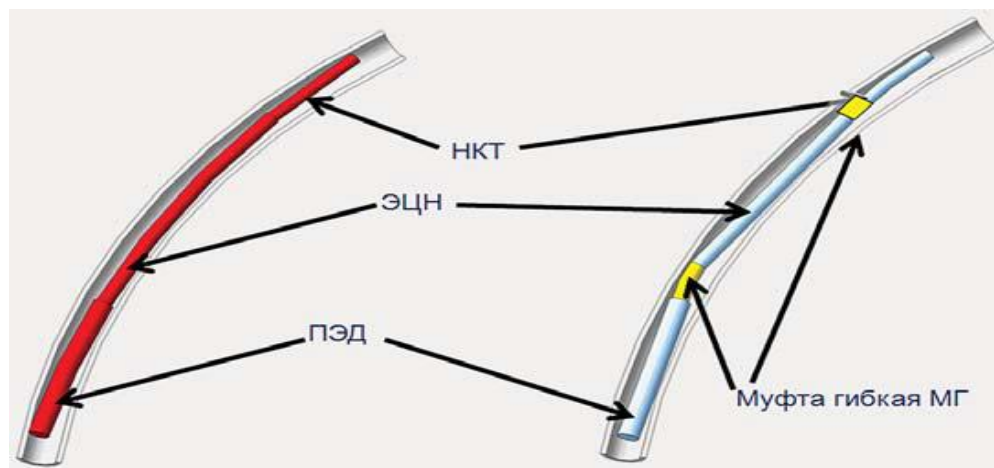


Рисунок 8 – Гибкая шарнирная муфта

ГШМ состоит из двух трубчатых корпусов, соединенных между собой шарниром, позволяющим корпусам изгибаться относительно друг друга в любом направлении (Рисунок 9). 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, смазывающихся 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].

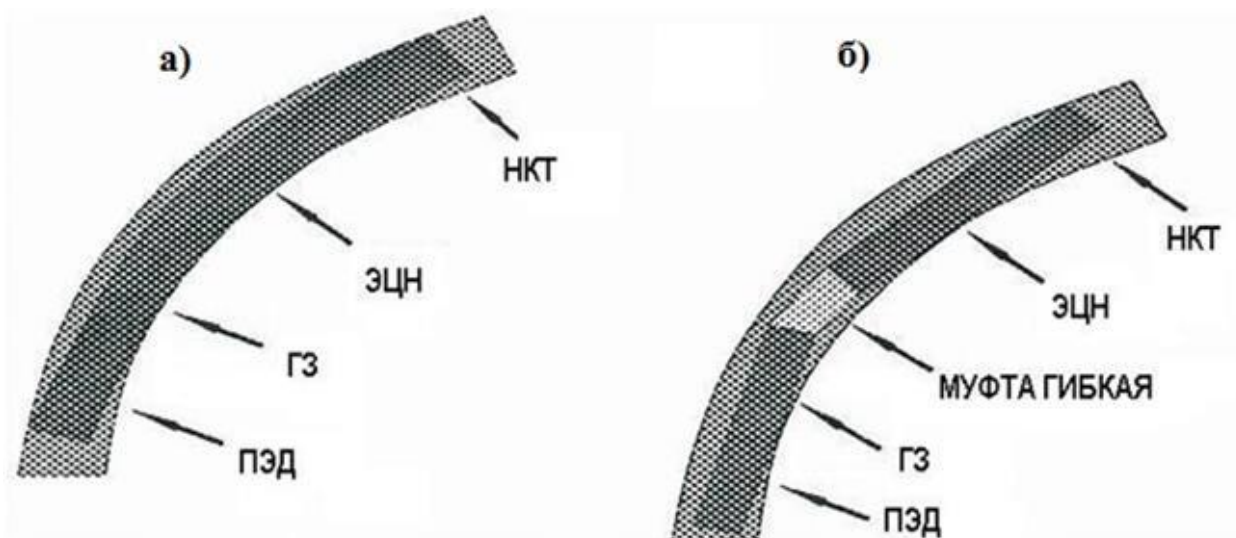


Рисунок 9 – Положение УЭЦН в скважине без ГШМ (а) и с ГШМ (б)

Преимущества данной технологии:

- 1 Эксплуатация УЭЦН в скважинах с высоким темпом набора кривизны до 3-4° на 10 м;
2. Бесперебойная работа электроцентробежного насоса в напряженно-деформированном состоянии в боковом стволе;
3. Снизить вероятность износа внутренних частей оборудования, тем самым увеличить наработку.
4. Снижение вероятности отказа УЭЦН при спуске в боковой ствол;

2.2 Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра при помощи установок электроцентробежного насоса 2А габарита и установок электроцентробежного насоса 4 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 ВБД), 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 габарита. Данные установки целесообразно применять в следующих условиях:

1. Разведочные скважины малого диаметра;
2. Скважины с высокой интенсивностью набора кривизны (4-8° 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 10).

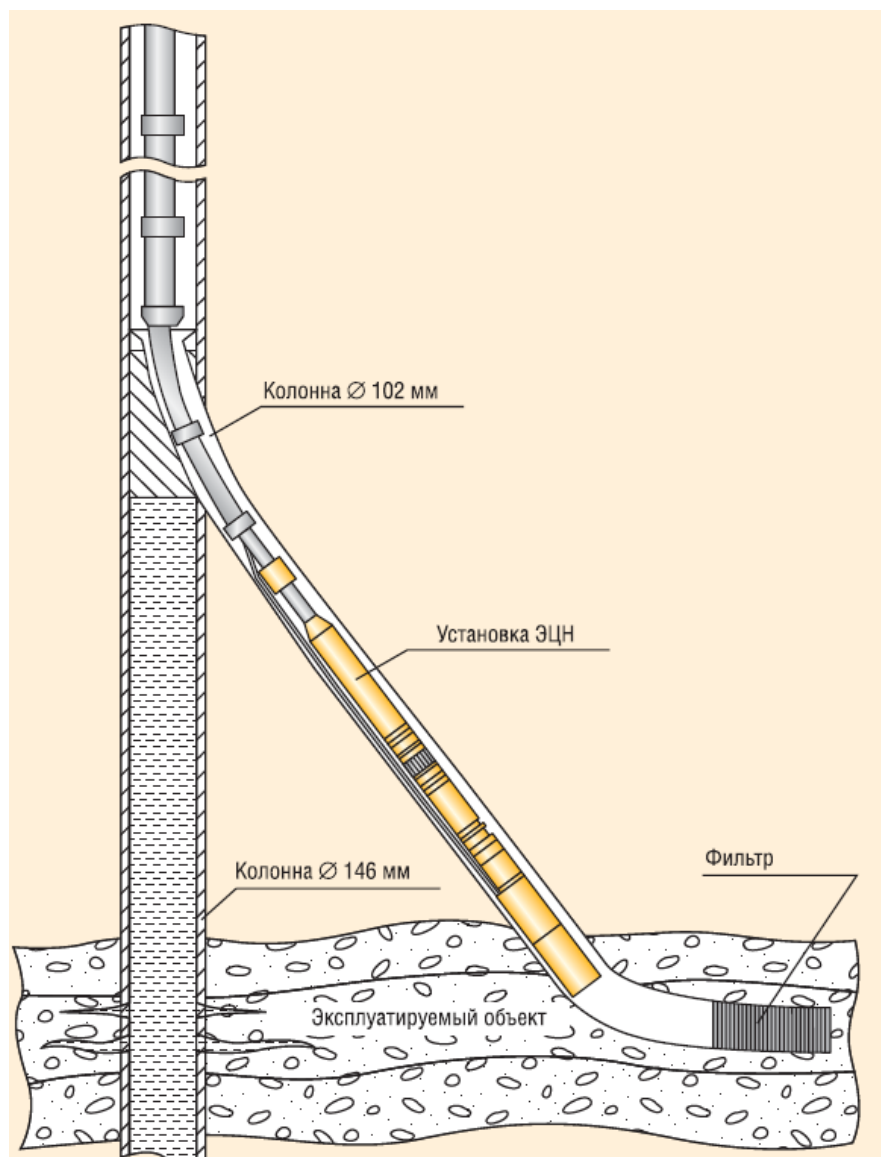


Рисунок 10 – Установка электроцентробежного насоса 2А габарита в боковом стволе

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 3

Таблица 3 – Характеристики УЭЦН 2А и 4 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 4 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 X.

Скважина 604 куст 39 месторождения X после проведения ГТМ ЗБС с переходом с основного объекта разработки месторождения ПК19-20 на пласт БС12, БС13, по причине обводненности и нерентабельности, была запущена кнопчным пуском 04.04.2015г. На второй день после кнопчного 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.

21.05.2016 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.

14.01.2017 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.

19.04.2018 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 27.04.2018, после запуска наблюдалась уверенная подача. В режим скважина была запущена 03.05.2018 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 4 - 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 11. После проведения мероприятия дебит жидкости значительно вырос

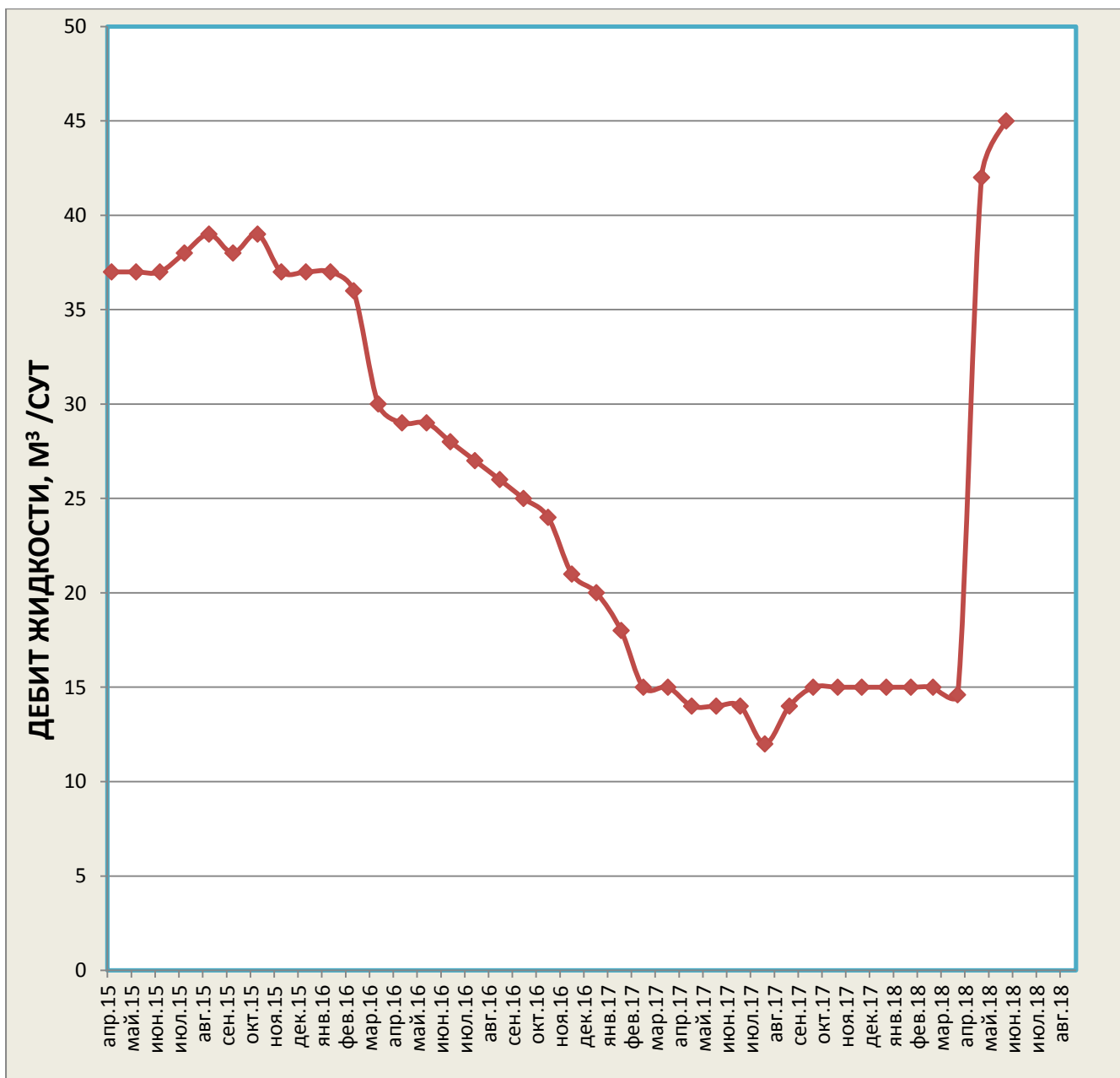


Рисунок 11 – Изменение дебита жидкости

Одновременно со снижением дебита жидкости без роста обводненности снижался и дебит нефти, что отражено на рисунке 12. После проведения геолого-технического мероприятия произошел значительный рост дебита нефти.

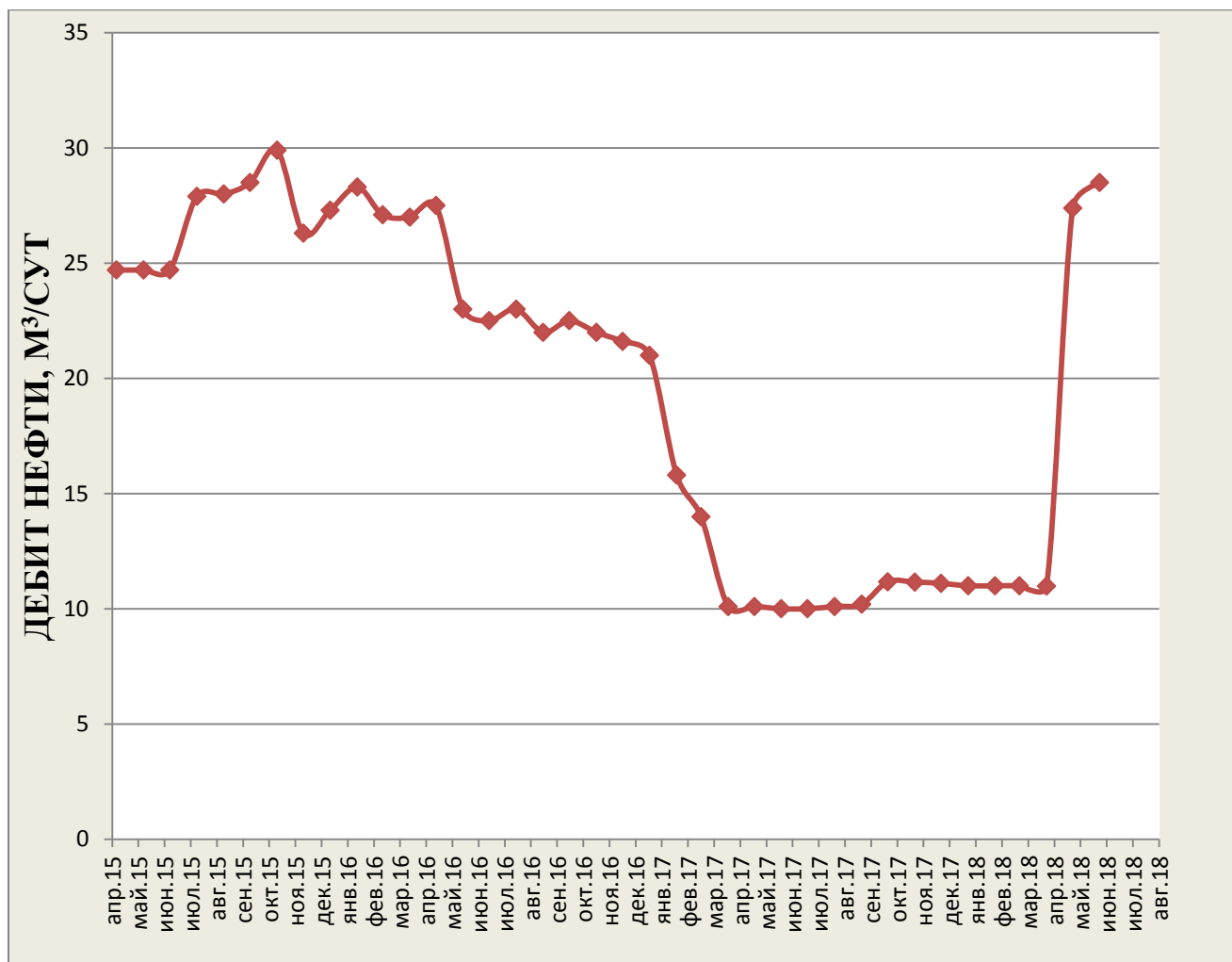


Рисунок 12 – Изменение дебита нефти

На протяжении всего времени эксплуатации скважины дебит газа снижался, что вызвало прекращение фонтанирования скважины через затрубное пространство (Рисунок 13).

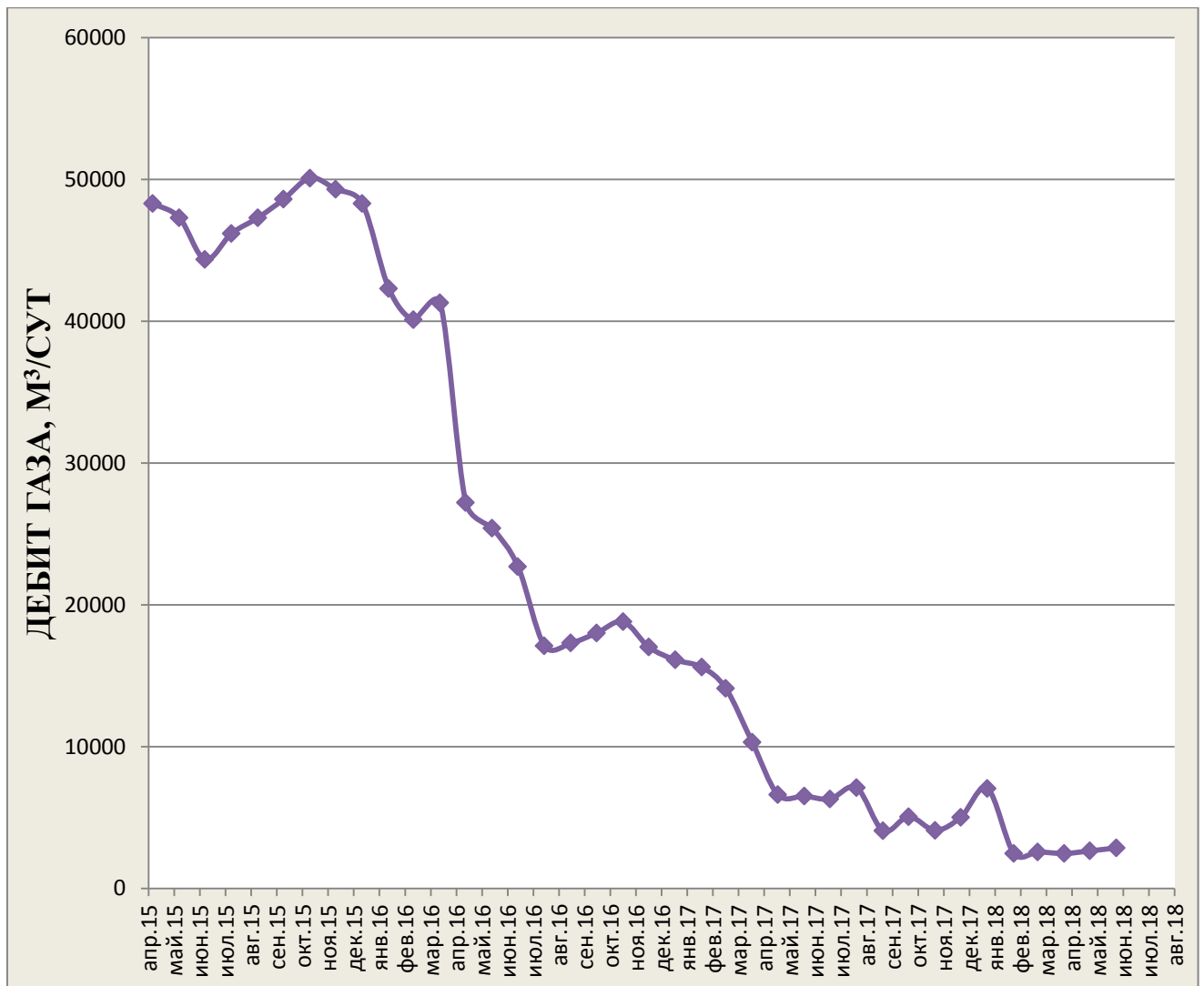


Рисунок 13 – Изменение дебита газа

После проведения ГТМ ЗБС в течение трех лет наблюдалось снижение забойного давления. Проведение ГТМ ИДН позволило добиться снижения забойного давления до 89 атм (Рисунок 14).

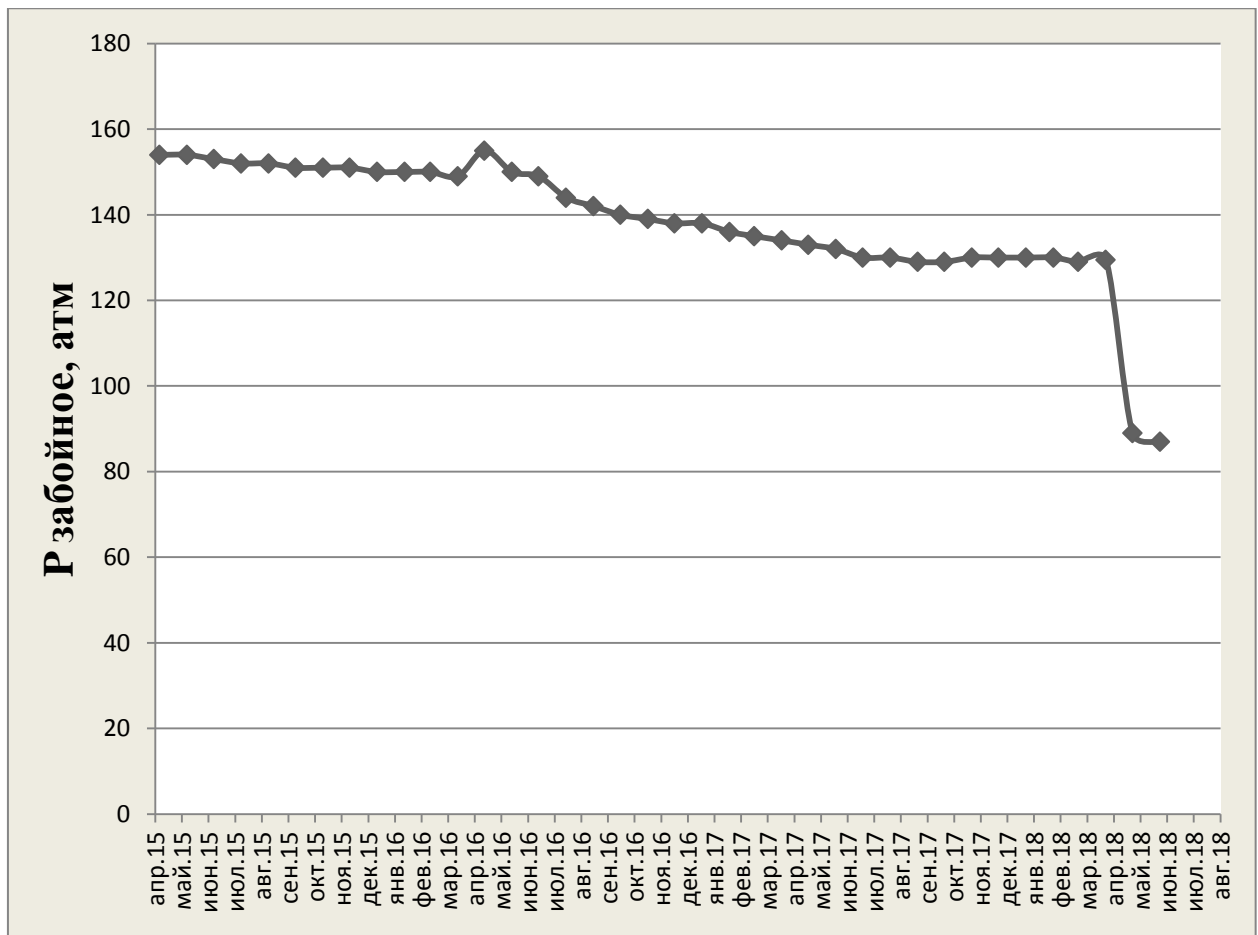


Рисунок 14 – Изменение забойного давления

На соседней скважине 605 был установлен электроцентробежный насос 4 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 5 - Основные показатели работы скважины 605/39 месторождения X после проведения ГТМ ЗБС с использованием УЭЦН 4 габарита

Дата	$Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_{н} \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_{газ} \text{ м}^3/\text{сут}$	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 15, 16). Это обуславливается тем, что производительность насоса 4 габарита больше чем у 2А габарита. Наиболее приоритетным вариантом является использование УЭЦН 4 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.

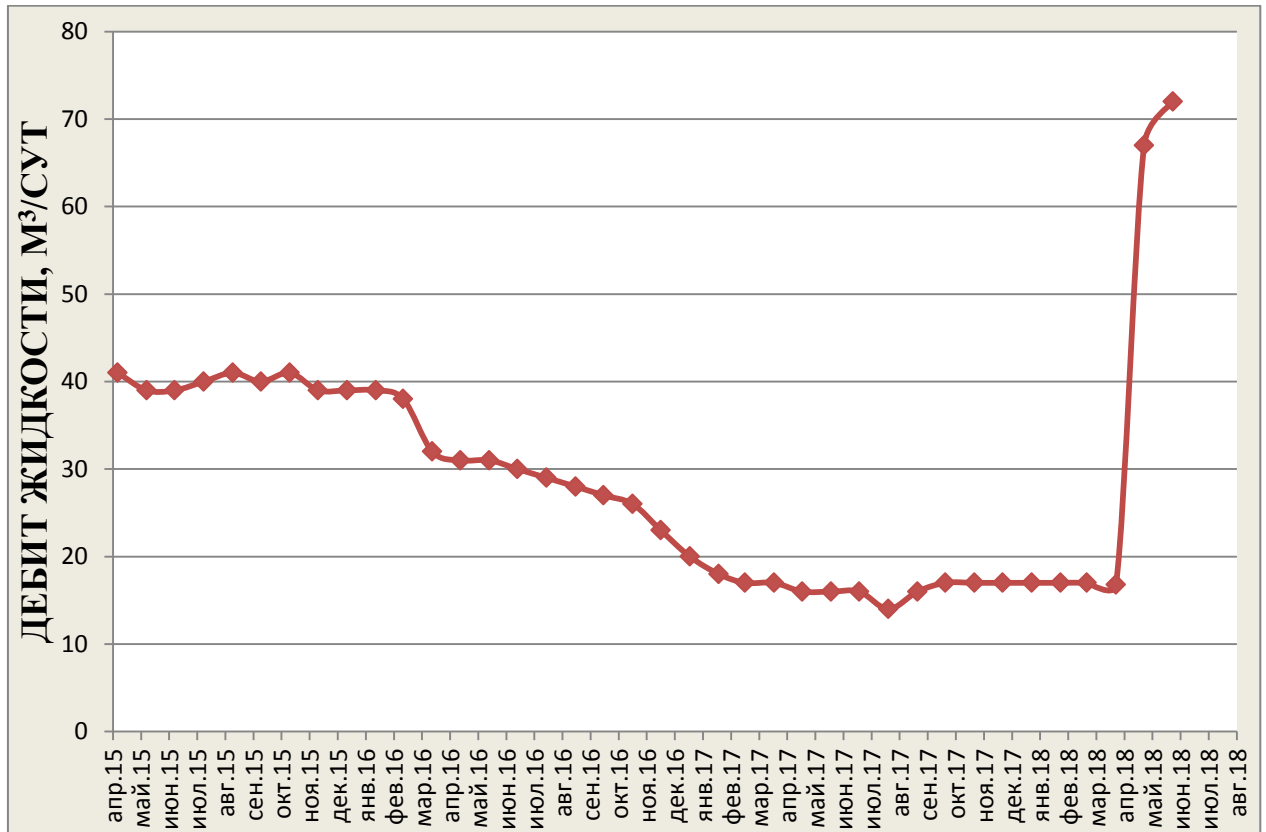


Рисунок 15 – Изменение дебит жидкости

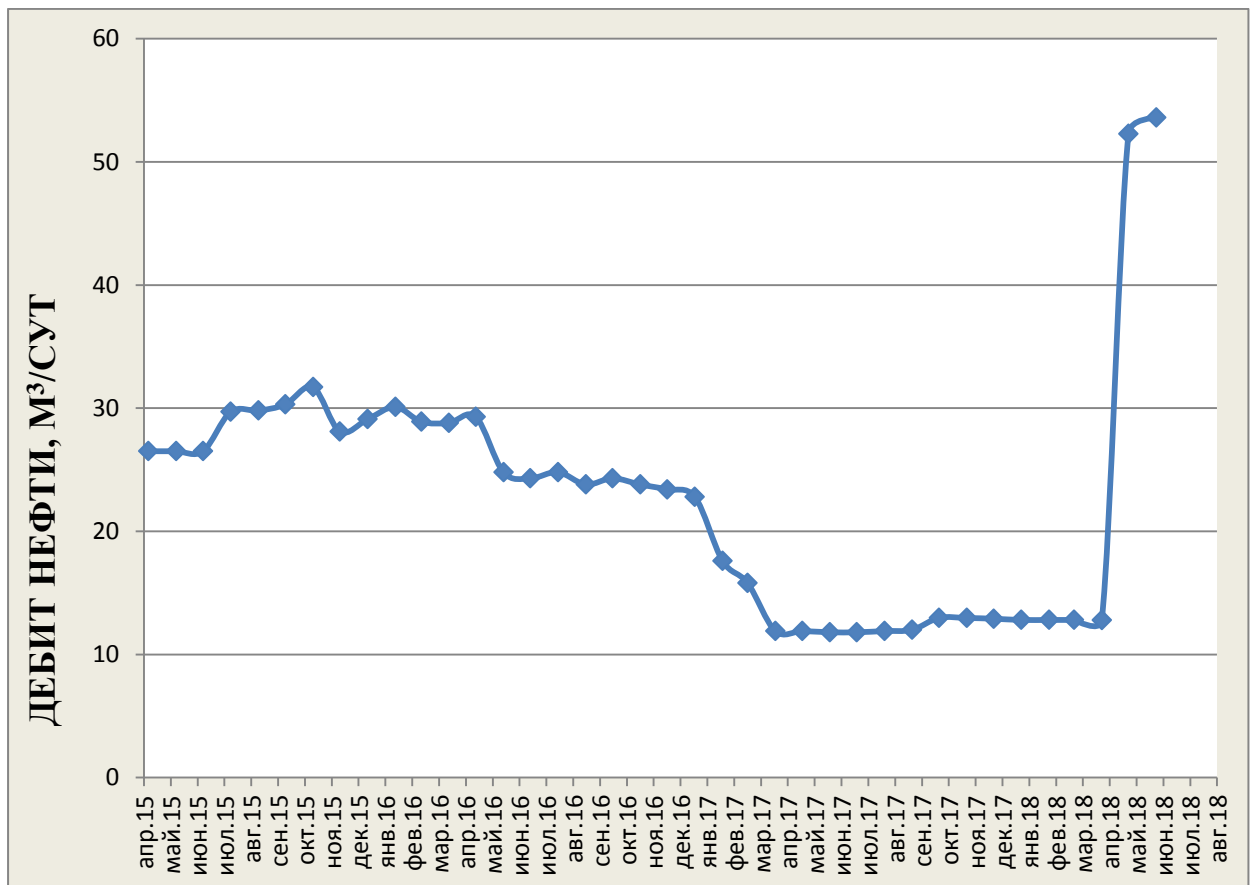


Рисунок 16 – Изменение дебита нефти

3. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ МАЛОГО ДИАМЕТРА

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 сильноцементированных 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 4 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 4 габарита, приходим к выводу, что из-за малой производительности УЭЦН 2А габарита диаметром ЭЦН 69мм, лучше использовать УЭЦН 4 габарита с диаметром насоса 86 мм и производительностью 50-350 м³/сут.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Юлдашбеков Шухрат Атабекович

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость оборудования для ЗБС, 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 (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	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 6.

Таблица 6 – Исходные данные

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	
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	
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

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)

Нефть - графики онлайн



Рисунок 17 – Цена на нефть марки Brent на 28.02.2021

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:

$$C_H = \frac{1000}{136,4} \cdot 76,01 \cdot 45,08 = 25122 \text{ руб.}$$

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

$$\Delta Q = \Delta q \Delta T K_3 N, (9)$$

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:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot C_H}{Ч_{ППП}}, (10)$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел; ΔQ – прирост добычи, т; $Ц_n$ – 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:

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{\Phi_{онф}}, (11)$$

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:

$$\Delta C = Z_{пост} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), (12)$$

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

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

где C – себестоимость добычи нефти, руб./т.; $D_{у/пер}$ – 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:

$$\Delta П_{pn} = \Delta Q_p \cdot (Ц_n - (C - \Delta C)), (13)$$

где $\Delta\Pi_{pn}$ – 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.

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

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

$$\Delta\Pi_{ч} = \Delta\Pi_{pn} - H_{np}, \quad (14)$$

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).

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

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

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).

Объём 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:

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_9 \cdot N, \quad (15)$$

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

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_{\text{п}}), (16)$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 \cdot K_{\text{п}}), (17)$$

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

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

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

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_{\text{н}}, (18)$$

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

$C_{\text{н}}$ – цена 1 тонны нефти, руб.

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

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

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

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

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}}, (19)$$

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.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у.пер}}}{100}, (20)$$

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:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{им}} \cdot N_{\text{СКВ}}, (21)$$

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

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

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

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:

$$\Delta \Pi_{\text{н.обл } t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, (22)$$

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:

$$\Delta H_{\text{пр}} = \Delta \Pi_{\text{н.обл}} \cdot \frac{N_{\text{пр}}}{100}, (23)$$

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:

$$\Delta \text{ДП}_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - \Delta H_t = \Delta \Pi_{\text{н.обл}} - H_t, (24)$$

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

$$\Delta ДП_2 = 315510361,9 - 63102072,37 = 252408289,5 \text{ руб.};$$

$$\Delta ДП_3 = 31551036,19 - 6310207,237 = 25240828,95 \text{ руб.}$$

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

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - КВ_t, (25)$$

$$ПДН_1 = \Delta ДП_1 = 2532966616 \text{ руб.};$$

$$ПДН_2 = \Delta ДП_2 = 252408289,5 \text{ руб.};$$

$$ПДН_3 = \Delta ДП_3 = 25240828,95 \text{ руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$НПДН_t = \sum ПДН_t, (26)$$

$$НПДН_1 = \Delta ДП_1 = 2532966616 \text{ руб.};$$

$$НПДН_{1-2} = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 = 2532966616 + 252408289,5 = 2785374905 \text{ руб.};$$

$$НПДН_{1-3} = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 + \Delta ДП_3 = 2532966616 + 252408289,5 + 25240828,95 = 2810615734 \text{ руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$ДПДН_t = \frac{\Delta ДП_t}{(1+i)^t}, (27)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$ДПДН_1 = 2532966616 / (1+0,15)^1 = 2202579666 \text{ руб.};$$

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

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

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$ЧТС_t = \sum ДПДН_t, (28)$$

$$ЧТС_1 = ДПДН_1 = 2202579666 \text{ руб.};$$

$$ЧТС_2 = ДПДН_1 + ДПДН_2 = 2202579666 + 190856929,7 = 2393436596 \text{ руб.};$$

$$ЧТС_3 = ДПДН_1 + ДПДН_2 + ДПДН_3 = 2393436596 + 16596254,75 = 2410032850 \text{ руб.}$$

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

Таблица 7 – 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 (NPV). Наглядно видно, что дебит значительно возрастает, 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	ФИО
2Б7Г	Юлдашбеков Шухрат Атабекович

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

Тема ВКР:

Повышение эффективности эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра на нефтяных месторождениях	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технология применения скважин с боковыми стволами малого диаметра Область применения: добывающие скважины
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: -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. Опасные факторы: -движущиеся машины и механизмы;

	<p>подвижные части оборудования для бурения или спуска оборудования;</p> <p>-напряжение электрического тока</p> <p>В случае аварии возможно воздействие следующих факторов:</p> <p>-воздействие теплового излучения пожара</p> <p>-воздействие воздушной ударной волны</p> <p>-токсичное действие химических реагентов (кислот, ингибиторов солеотложения)</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха.</p> <p>Гидросфера: загрязнение подземных вод.</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <p>- разрушение элементов, находящихся под высоким давлением;</p> <p>- нарушение электроснабжения.</p> <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <p>разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		15.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Юлдашбеков Шухрат Атабекович		15.04.2021

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 [16]. 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. [17]

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.[18]

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» [19], данные факторы делятся на 4 группы (табл.1,2):

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

Таблица 8 – 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 [20];

2) Превышение уровней шума и вибрации;	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [21]; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [22]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [23]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [24].
3) Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	+	
4) Недостаточная освещенность;	+	+	+	
5) Химические реагенты;		+	+	
6) Высокое давление;	+	+	+	
7) Механические опасности.	+	+	+	

Таблица 9 – 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 внимание, 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 [25] 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). (табл. 3).

Таблица 10 – 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»[26], которые регламентируют необходимость обеспечения работников средствами индивидуальной защиты и продолжительность работы и отдыха.

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

$$\text{ИПУОО} = 34,654 - 0,4664 \cdot t_{\text{в}} + 0,6337 \cdot V, \quad (29)$$

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 [27]: противозумные 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).

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 А**.

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 превенторов 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 коррозировании 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

Вывод

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 была рассмотрена 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 4 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 были рассмотрены 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. Дажук Никита Максимович Технология бурения Fishbone (Фишбон) // Наука и образование сегодня. 2018. №10 (33). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologiya-bureniya-fishbone-fishbon> (дата обращения: 23.03.2021).

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. 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.

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

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

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

15. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова / Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. М., Недра, 1983, 455 с

16. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

17. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 9.03.2021)

18. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования

19. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

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

21. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

22. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

23. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

24. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

25. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений".

26. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

27. МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях»

Приложение А

Профессия/должность	Наименование СИЗ	ГОСТ	Срок эксплуатации
Инженер, инженер-технолог, инженер по бурению.	Костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смещанных 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 противоэнцефалитный	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 противoshумные	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	1 комплект на 18 мес

		ГОСТ 12.4.100.80	
--	--	------------------	--

	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