

КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ К.И.САТПАЕВА

ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ИМЕНИ О.А.БАЙКОНУРОВА

КАФЕДРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

Зав. кафедрой

канд.техн.наук, асоц.проф.

К.К.Елемесов «14» об 2019 г.

дипломный проект

на тему: "Усовершенствование скважинного уплотнителя на давление 50 MПа"

Специальность: 5B072400 — Технологические машины и оборудование нефтегазовой отрасли

Выполнил выпускник

Дінәсілов Б.Т.

Научный руководитель

Лектор кафедры ТМиО <u>М</u>Р.В Даурова «13 » мая 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева

Горно-металлургический институт имени О.А. Байконурова Кафедра Технологические машины и оборудование

5В072400 – Технологические машины и оборудование

од во утверждаю Зав. кафедрой канд.техн наук, асоц.проф. канд.техн наук, асоц.проф. 2019 г.

ЗАДАНИЕ

На выполнение дипломной работы

Обучающегося Дінәсілов Бауржан Талғатұлы
Тема работы Усовершенствование скважинного уплотнителя на
давление 50 МПа
Утверждено приказом по Вузу № _____ от ___ 2019 г.
Срок сдачи законченного проекта № № 2019 г.
Исходные данные к работе данные Казахский Национальный
Исследовательский Технический Университет имени К.И.Сатпаева
Содержание рассчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов) в соответствии с МУ по выполнению дипломной работы для студентов специальности 5В072400 — Технологические Машины и Оборудование (по отраслям)

СОДЕРЖАНИЕ

	Аннотация	3
	Введение	4
1	Анализ конструкции зарубежных и отечественных пакеров	5
1.1	Рынок скважинного оборудования	5
1.2	Производители скважинного оборудования	7
1.3	Отечественные производители	7
1.4	Зарубежные производители	9
2	Патентная проработка	12
2.1	Патентно-информационный обзор	12
2.2	Техническое предложение по модернизации пакера	19
3	Расчет выбранных параметров	20
3.1	Расчет устойчивости и уплотнения межтрубного пространства	20
3.2	Расчет прочностных показателей пакера	22
3.3	Расчёт переводника верхнего	25
3.4	Расчет резьбы переводника	27
3.5	Расчет диаметра срезной части винта	28
4	Охрана труда и техника безопасности	30
4.1	Экологичность проекта	31
5	Экономическое обоснование	33
	Заключение	34

Аннотация

Основные задачи дипломной работы предъявляются на основе требований предъявляемых при изготовлении нового вида нефтегазового оборудования:

- повышение показателя надежности оборудования, и сведение к минимуму простоя техники при выходе ее из строя.
- сведение к минимуму возникновения динамических нагрузок, путем равномерного рабочего процесса привода установки.
- обеспечение прочности, путем устранения в деталях источников концентрации напряжений и применение современных способов упрочнения деталей.
- повышение износостойкости за счет уменьшения относительного скольжения и защиты пар трения от загрянения
 - механизация процесса монтажа и демонтажа

Annotation

The basic tasks of diploma work are produced on the basis of requirements produced at making of new type of oil and gas equipment:

- increase of reliability of equipment index, and taking to a minimum of outage of technique on leaving of her from a line-up.
- taking to a minimum of origin of the dynamic loading, by the even worker of process of drive of setting.
- providing of durability, by a removal in the details of sources of concentration of tensions and application of modern methods of work-hardening of details.
- increase of wearproofness due to reduction of the relative skidding and defence of pairs of friction from pollution
 - mechanization of process of editing and dismantling

Андатпа

Негізгі міндеттері диплом жұмысының қойылады негізінде қойылатын талаптарды дайындау кезінде жаңа түрін мұнай-газ жабдықтары:

- көрсеткішін арттыру жабдықтардың сенімділік және барынша азайтуға тұрып техниканың шығу кезінде оның істен шыққан.
- туындауын барынша азайту динамикалық жүктемелер арқылы біркелкі жұмыс процесінің жетегін орнату.
- беріктігін қамтамасыз ету, жою арқылы егжей-тегжейлі көздері кернеу концентрациясы және қолдану қазіргі заманғы тәсілдерін бөлшектерді беріктендіру.
- тозуға төзімділігін арттыру есебінен азайту салыстырмалы сырғу және қорғау үйкеліс бу жылғы загрянения
 - механикаландыру процесінің монтаждау және демонтаждау

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день использования минеральных энергетических ресурсов Казахстана, характерна высокой добычей и экспортом нефти. При такой интенсивной добычи энергетических ресурсов, возникает вопрос о более эффективных способах эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Учитывая характерные особенности казахстанской нефти возникает задача, модернизировать и обновить оборудование на скважинах для высокого процента изъятия нефти. А количество разведанных запасов вынуждает использовать передовые технологии, для большей экономической эффективности.

Целенаправленное изменение конструкции забоя, является экономически эффективным, позволяет производить добычу интенсивнее и возрастает КИН. Изменение конструкции позволяет в использовать еще не выработанные участки нефтяного пласта и задействовать новые участки коллекторов. Данный метод в 1,5-2 раза повышает экономическую эффективность дальнейшей эксплуатации скважины.

Отрабатываются несколько технологий первичного вскрытия нефтесодержащего пласта: вертикальным, наклонным и горизонтальным

При изменении конструкции забоя возникает необходимость уплотнения кольцевого пространства выше кровли пласта и разобщения отдельных нефтесодержащих горизонтов, а также газосодержащих скважин.

1 АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИИ ЗАРУБЕЖНЫХ И ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПАКЕРОВ

1.1 Рынок скважинного оборудования

В 2017 году количество скважинного оборудования на рынке выросло в два раза если взять в пример 2011 год.

В период 2011-2017 гг. рынок скважинного оборудования в странах СНГ возрос до 94%, и достиг количества в 28,7 тыс. ед. Ключевым элементом расширения рынка послужило увеличение строительства скважин и боковых стволов, которые в период с 2011 до 2017 года достигли 44% и 67% соответственно. Самым быстрорастущим местом их использования является Западный Казахстан – увеличился в 7 раз с 2011 года, что связанно с быстрым темпом бурения новых скважин в регионе.

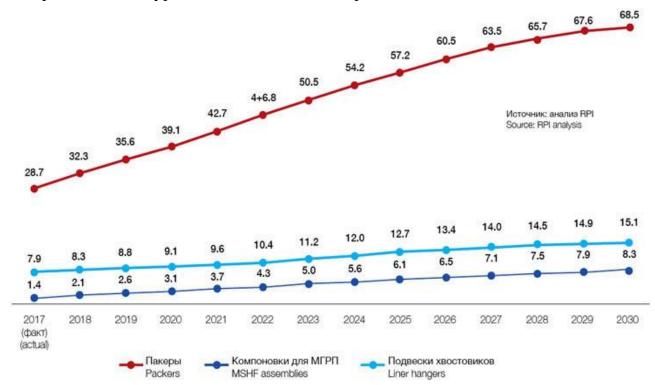


График 1 - Рынок скважинного оборудования в странах СНГ

Самым масштабным элементом, который занимает около 45%, на рынке являются пакера для обсаженных скважин, используемые при бурении боковых стволов, и во время перехода на другие пласты и приобщении нефтесодержащих горизонтов. В связи с этим, пакера для необсаженных скважин, развиваются динамично, а использование таких пакеров увеличилось в 4,7 раз из-за большого использования данного пакера при гидроразрыве пласта.

Из-за роста количества бурения скважин с боковыми стволами, а также повышения количества проведения операций многостадийного гидроразрыва пласта, прогнозируется устойчивый рост потребности рынка к пакерам. В

следствии этого к 30м годам, рынок увеличится в 2 раза, что требует потребность в модернизации и изготовлении нового оборудования для скважин.

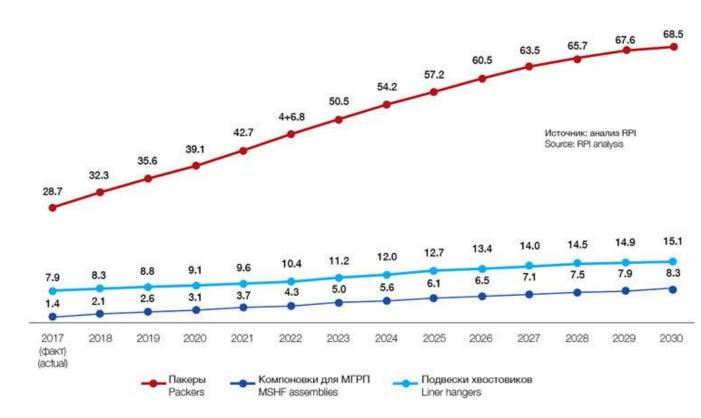


График 2 - Прогноз рынка внутрискважинного оборудования в странах СНГ в 2017-2030 гг., тыс. ед.

Огромный вклад в увеличение роста рынка принесут пакеры для открытого ствола, используемые при бурении скважин и при проведении операций многостадийного гидроразрыва пласта. Согласно анализам специалистов RPI, к 2030 г. часть пакеров для открытых стволов увеличится вплоть до 46%, что обуславливается повышением количества бурения и ГРП, а кроме того увеличением операций многостадийного гидроразрыва пласта с 6 в 2017 г. вплоть до 12 в 2030 г.. На фоне повышения числа пакеров, станут осуществляться и научно-технические улучшения, к примеру, создание пакеров, способные выдерживать высокое давление при эксплуатации, а кроме того пакеров с меньшим диаметром, но с высокой способностью « распакеровываться». Кроме того, на данном этапе разрабатывается пакер способный набухать, предназначенный для лучшей изоляции интервалов в скважине, в обсадной колонне или в открытом стволе, а так же при проведении гидроразрыва пласта. Изоляция затрубного пространства совершается при выдерживании пакера в водонефтяной либо водянной ванне, конкретный промежуток периода.

Кроме различных разновидностей пакеров и различных пакерных компоновок совершается изготовление и введение пакерных пробок с возвратным клапаном. Эти пробки, монтируемые в скважине с помощью

гидравлической установочной компоновки посредством повышения давления в НКТ, дают возможность найти решение проблемы несрабатывания клапанов- отсекателей в стволе, при глушения газовых скважин с целью выполнения КРС без повреждений для ПЗП (не закачивая раствор в пласт). Конструкция этих пробок выполнена таким образом, что позволят автономную эксплуатацию, а так же установку и изъятие обратного клапана на канате.

1.2 Производители скважинного оборудования

Приблизительно 80% рынка СНГ, глубинного оборудования занято российскими компаниями, самыми крупными из которых считаются НПФ «Пакер» и «Петрогазтех», занимая в 34% и 11% всего рынка. Однако Российские изготовители сосредоточены в большей степени в сравнительно легком при эксплуатации и широко применяемом оборудовании. Такие компании как — Schlumberger, Halliburton, TAM International и прочие — в свою очередь изготавливают оборудование которое выполнено с учетом всех возникающих потребностей при эксплуатации и при проведении многостадийного гидроразрыва пласта. Высокий спрос такого оборудования в дорогостоящие проекты.

В общей сумме все зарубежные компании занимают 15% скважинного оборудования рынка стран СНГ, самым большим поставщиком является Schlumberger — 8%, Halliburton — порядка 3%; все остальное поделенно между такими компаниями как «Югсон-Сервис», NG Technology, «Сибнефтемаш», «ТМС Групп» и прочими. Модернизированные пакеры иностранных изготовителей применяются в большей степени для многопластовых закачиваний, ГРП, а кроме того для проведения обработок призабойной зоны с значительными темпами закачки и огромным объемом пропанта.

Отечественные изготовители глубинного оборудования в большей степени направленны на изготовление пакеров и никак не способны заполнить потребность страны в оборудование для гидроразрыва пласта. Этот сектор занят в большей степени заграничными изготовителями (Schlumberger, Halliburton, прочие компании), к услугам которых обращаются многие сервисные организации которые проводят гидроразрыв пласта. При всем этом, зарубежные компании подходят к доставкам оборудования очень аккуратно, в особенности для трудно извлекаемых запасов, которые могут попасть под санкции связанные на ограничение поставки.

1.3 Отечественные производители

Научно-производственная фирма «Пакер» образована в 1992 году и на сегодняшний день является динамично развивающейся машиностроительной компанией — лидером на рынке Пакерно-якорного оборудования стран СНГ. Компания занимаемся разработкой, производством, поставкой и сервисным обслуживанием внутрискважинного подземного оборудования практически

для всех предприятий нефтегазового комплекса ближнего зарубежья. Имеются сервисные центры и представительства в разных регионах стран СНГ. Также ООО НПФ «Пакер» оказывает услуги по метрологическому обеспечению, неразрушающему контролю и контролю качества сырья, материалов, металлопроката и готовой продукции.

НПФ «Пакер» предлагает продукцию и услуги, соответствующие международным стандартам самого высокого уровня качества. Система менеджмента сертифицирована по стандарту ISO 9001:2015 и спецификации API Q1(American Petroleum Institute — Американского нефтяного института).

 Π РО-ЯМО-ЯГ(M)

Область прменения:

- опрессовка обсадной колонны и поиск негерметичности;
- кислотная обработка пласта под давлением;
- ремонтно-изоляционные работы и другие технологические операции;
- нагнетательные и эксплуатационные скважины.

Достоинства:

- раздвижные опоры препятствуют выдавливанию резиновых уплотнительных элементов в межтрубный зазор, что повышает надежность герметизации и облегчает срыв пакеров;
- надежная герметизация эксплуатационной колонны при проведении работ, требующих создания высокого перепада давления на пакер;
- легкая распакеровка без дополнительной растягивающей нагрузки.
 Конструктивные особенности:
- ПРО- ЯМО2- ЯГ1(М), ПРО- ЯМО3- ЯГ2, ПРО- ЯМО3- ЯГ3(М) устанавливаются в скважине механически, путем осевых перемещений НКТ (не требуют вращения), приводятся в транспортное положение натяжением колонны труб;
- ПРО- ЯМ2- ЯГ1(М), ПРО- ЯМ3- ЯГ2, ПРО- ЯМ3- ЯГ3(М) устанавливаются в скважине вращением колонны труб вправо на 1/4 оборота с одновременным перемещением вниз, приводятся в транспортное положение натяжением колонны труб;
- удерживанию пакера от перемещения вверх служит верхнее гидравлическое заякоривающее устройство, которое приводится в действие созданием внутритрубного давления;
- оборудование многократного действия за одну СПО;
- высокая ремонтопригодность.

info@npf-paker.ru

ООО «Холдинговая компания «ПетроГазТех»

На сегодняшний день группа специализируется на внедрении инновационных технологий в нефтяной и газовой промышленности стран СНГ и работает с ведущими зарубежными и российскими производителями оборудования и поставщиками сервисных услуг.

Также в состав группы входят собственные сборочные производства. Компания имеет успешный опыт оказания сервисных услуг на нефтегазовом секторе стран СНГ и ближнего зарубежья.

Пакеры рукавного исполнения (серия ReflexLite) — разбухающий пакер, поставляющийся заказчикам в виде эластомерного рукава и крепежных устройств для самостоятельной установки на обсадную трубу на буровой площадке.

Выпускаются пакерные элементы длиной 12" (30 см) и 18" (47 см).

Пакер предназначен для установки на трубы стандарта API, также возможно изготовление элементов для любых других нестандартных труб.

Пакеры подвергаются тщательному тестированию в различных углеводородных составах при различных температурах, чтобы подтвердить их заявленную скорость разбухания и максимальное дифференциальное давление.

Для этой цели используется специализированное программное обеспечение «Reactive Swellometer»

Заказчику поставляется резиновый пакерный элемент и установочные устройства. Монтаж пакера на обсадную трубу происходит силами буровой бригады, непосредственно перед спуском в скважину. Максимальное дифференциальное давление 200 атм.

Компания ООО ПетроГазТех» предлагает следующую продуктовую линейку надувных пакеров:

Постоянные пакеры:

- Заколонные пакеры;
- Пакеры для зоновой изоляции;

Извлекаемые пакеры:

- Одноразовые и многоразовые пакерные системы;
- Пакеры для испытания и обработки пластов;
- Извлекаемые пакерные пробки;
- Сменяемые пакерные элементы (DuraFRAC);

http://www.petrogastech.ru

1.4 Зарубежные производители

Пакеры предлагаемые компанией «Schlumberger»

Мы предлагаем продукты и услуги, способствующие максимизации эффективности и продуктивности — от простых и надежных эксплуатационных пакеров до сложных многоступенчатых систем с электронным мониторингом и функцией контроля.

Пакер — это один из важнейших инструментов колонны НКТ. Наши пакеры конструируются и конфигурируются таким образом, чтобы соответствовать конкретным условиям ствола скважины и коллектора. В частности, применяются одинарные или двойные пакеры, пакеры для

одноколонных и двухколонных НКТ, а также для различных режимов температур и давления.

Основное требование, предъявляемое к пакерам и смежным инструментам, относится к необходимости обеспечения эффективного потока из пласта в НКТ (эксплуатационную колонну), а также для обеспечения эффективной закачки в пласт.

Ассортимент пакеров компании Schlumberger

- Пакер ХНР
- Многопортовый пакер XMP MultiPort
- Пакер MRP
- Пакер QUANTUM MAX
- Пакер NIS
 - Пакер ХНР

Гидравлически устанавливаемый и извлекаемый пакер XHP класса Премиум используется в вертикальных и наклонных скважинах. Стандартная модификация пригодна для использования при высоких давлении и температуре, однако она также сертифицирована для работы при низкой температуре в подводных нагнетательных скважинах. Рассчитанный на непосредственное соединение с обсадной колонной пакер XHP спускается на колонне для заканчивания и устанавливается посредством поднятия давления над установленной в ниппеле пробкой или закрытым линейным клапаном, размещенным под пакером. Извлечение осуществляется посредством спуска инструмента для срезания через НКТ и прямого натяга НКТ.

Многопортовый пакер XMP MultiPort

Пакер XMP MultiPort*, устанавливаемый и извлекаемый гидравлически, предназначен для интеллектуальных систем заканчивания скважин. Он включает в себя несколько байпасных линий для гидравлических линий управления или электрических кабелепроводов. Пакер XHP спускается на колонне для заканчивания и устанавливается посредством поднятия давления над установленной в ниппеле пробкой или закрытым линейным клапаном, размещенным под пакером. Извлечение осуществляется посредством спуска инструмента для срезания через НКТ и прямого натяга НКТ.

https://www.slb.ru

Эксплуатационные пакеры компании Halliburton более 75 лет успешно служат потребностям нефтяной и газовой промышленности благодаря инновационном потенциалу, отличным эксплуатационным характеристикам и показателям качества. Будь то стандартный пакер из широкой линейки нашей продукции, или уникальная специальная конструкция для работы в агрессивной среде, компании Halliburton всегда отдается предпочтение при выборе эксплуатационных пакеров.

Компания Halliburton имеет пакеры для всех типов систем заканчивания скважин: перманентные пакеры, рассчитанные на давление до 20000 psi

(138 МПа) при температуре 450°F (232°C); извлекаемые пакеры, рассчитанные на давление 15000 рѕі (103,4 МПа) при 400°F (204°С); сдвоенные пакеры для многопластовых и нагнетательных скважин; термостойкие пакеры для обработок пласта паром, а также пакеры для многоствольных скважин, горизонтальных скважин, глубоководных систем заканчивания, интеллектуальных систем заканчивания SmartWell® и систем для борьбы с выносом песка. Пакеры компании Halliburton производятся в соответствии со стандартом обеспечения качества, отвечающим требованиям ISO 9001, все резьбы проходят проверку на соответствие размерам и инструментальный контроль качества согласно стандартам АРІ или собственным стандартам.

https://www.halliburton.com/ru-ru

2 ТЕХНИЧЕСКОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ

2.1 Патентно-информационный обзор

Был произведен патентный анализ глубиной 15 лет, в результате которого было найдено 4 патента по этой тематики.

Авторское свидетельство № 2232250 «Пакер» (авторы: Абдулмазитов Р.Г., Рамазанов Р.Г., Кострач В.И., Зиятдинов Р.З., Страхов Д.В., Бусаров Ю.Н.).

Данный тип пакера применяется в нефтегазодобывающей сфере, и предназначен для выполнения функций предъявляемых пакерам.

Данный пакер состоит из ствола с внутренней цилиндрической выборкой, при этом уплотнительный элемент выполнен с верхним упором.

Пакер обладает высокой надежностью по конструктивному исполнению, которая гарантирует герметичную посадку пакера, в виду того что первоначально происходит герметизация уплотнительного элемента в скважине, после чего происходит фиксация пакера на внутренних стенках колонны и полное крепление уплотнительного элемента, кроме того, фиксатор положения уплотнительного элемента выполнен в виде фиксирующего кольца с насечками, который позволяет воспринимать высокие нагрузки, воспринимаемые пакером, а при извлечения пакера из скважины используется обыкновенный ловильный инструмент.

Недостатком данного пакера является сложность при изготовлении так как конструкция требует высокой точности выполнения деталей, таких как конус, фиксатор положения уплотнительного элемента с удерживающими губками, конические вкладыши, которые повышают сложность сборку, для выполнения которой необходима специальная техника.

При несоблюдения тех или иных требований по изготовлению и сборки вероятность снижения надежности резко возрастает.

Проблемы которые могут возникнуть в процессе монтажа:

- во-первых, в процессе посадки пакера сначала фиксируются шлипсы на внутренних стенках скважины, а лишь после этого происходит сжатие уплотнительного элемента, то есть герметизация пакера в скважине. При этом возможна не герметичная посадка пакера, связанная с тем, что когда втулка своим кольцевым выступом упрется в нижний торец конуса, сжатие уплотнительного элемента, то есть его радиальное расширение наружу прекратится. В результате уплотнительный элемент недостаточно герметично прижмется к внутренним стенкам скважины, особенно это касается старых скважин с изношенной толщиной стенки и в итоге имеем негерметичную посадку пакера. Кроме того, фиксатор уплотнительного элемента выполнен в виде пружинной шайбы, которая может соскочить с кольцевой насечки втулки при больших нагрузках, что снижает надежность работы пакера;
- во- вторых, для срыва пакера нужен специальный ловильный инструмент.

Авторское свидетельство № 2144129 «Пакер» (авторы: Нагуманов М.М., Нагуманов М.М.).

Пакер относится к области нефтегазодобывающей сфере, а именно к оборудованию для герметизации затрубного пространства в скважине.

Пакер состоит из перекрывающего устройства, толкатель, конус и взаимосвязанные между собой верхний и нижний ряды раздвижных опор (плашек) пакера, причем нижний ряд раздвижных опор пакера находится в зацеплении с толкателем, а верхний связан штифтами с нижним рядом.

Конструкции перекрывающего устройства удерживается в сложенном состоянии за счет силы тяжести веса труб ниже пакера, что приведет к преждевременному срабатыванию раздвижных опор при спуске пакера в скважину.

Для исключения попадания твердых частиц породы в боковые зазоры между плашками после их раскрытия, последние в утолщенной части снабжены с одной боковой стороны козырьком, а с другой - выступом.

Данный пакер с плашками нашел широкое применение на практике когда есть высокая вероятность засорения плашек твердыми пародами или механическим загрязнением.

Детали данного пакера выполнены крупногабаритными, по этой причине он предназначен для эксплуатации в не обсаженных газонефтяных скважинах с большим диаметром.

Недостатки описываемого пакера:

- Использование пакера только в скважинах с большим диаметром поперечного сечения;
- сложность в изготовлении по причине наличия в плашках козырьков и выступов;
- наличие козырьков и выступов уменьшает прочностные характеристики пакера;
 - большая металлоемкость при изготовлении.

Экономический эффект от применения предложенного пакера достигается за счет повышения надежности его в работе.

Авторское свидетельство № 2335450 «Гидромеханический пакер» (авторы: Хамитьянов Н.Х., Ягафаров А.С., Пронин В.Е., Киршин А.В., Багнюк С.Л., Оснос В.Б.).

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности для перекрытия осевого канала обсадных труб.

Обеспечивает легкое извлечение из скважины, а также многократное использование без извлечения.

Способен воспринимать практически любые перепады давлений в разделенном пакером пространстве скважины.

Пакер состоит из ствола с радиальными каналами, оснащенный снизу на наружной поверхности упором, гидроцилиндр с поршнем, присоединенную к гидроцилиндру разрезную цангу с якорем, размещенным на нижнем конце разрезной цанги, уплотнительное кольцо, седло в нижней части ствола.

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и предназначено для перекрытия осевого канала обсадных труб и исследования скважин при бурении.

Недостатками данного устройства являются:

- высокие нагрузки при извлечении, так как при прижатии уплотнительного кольца к стенкам скважины аналогичное усилие действует и между уплотнительным кольцом и кольцевой вставкой, что создает силу трения, препятствующую извлечению пакера, которая может привести к аварийным ситуациям при извлечении пакера, связанным с обрывом колонны труб и разрушением уплотнительного кольца;
- неравномерное прижатие уплотнительного кольца из-за наличия внутри установленных неэластичных шпилек, что значительно снижает качество разобщения скважины пакером и, как следствие, перепад давлений, при котором пакер качественно изолирует пространство скважины, не превышает 7 МПа.

Устройство работает следующим образом.

Гидромеханический пакер спускают на колонне труб в скважину (на чертеже не показана), при необходимости промывку производят через внутреннее пространство колонны труб и ствола.

По достижении интервала установки (на чертеже не показан) с устья (на чертеже не показано) скважины прокачивают жидкость с высоким расходом в колонне труб и стволе, в результате создается перепад давлений благодаря наличию седла, сужающего внутреннее сечение ствола, внутри ствола и снаружи гидроцилиндра. В результате жидкость поступает через радиальные каналы в гидроцилиндр под внутреннюю выборку нижнего упора, который удерживается в статичном положении внутренним сужением цилиндра, охватывающим его наружную выборку. При этом гидроцилиндр удерживается в статичном состоянии благодаря внутренним зацепам, охватывающим снизу упор ствола. Под воздействием перепада давления в гидроцилиндре 6 поршень перемещается вниз, взаимодействуя с конусной поверхностью разрезной цанги, расширяя ее. В результате якорь прижимается к стенкам скважины, фиксируя пакер в интервале установки, а внутренние зацепы, расширяясь вместе с разрезной цангой, освобождаются ствола. Установка гидромеханического пакера определяется от упора достижением выдержки времени (на практике: 3÷10 минут) при определенном расходе жидкости (на практике 20÷30 л/сек), вытекающая из скважины вода опять направляется в буферную емкость, из которой она отбирается для прокачки по колонне труб.

Затем разгружают колонну труб, которая через переходник, жесткие и эластичные втулки уплотнительного кольца перемещает нижний упор до взаимодействия с поршнем, дожимая его в разрезную цангу, а потом сжимает эластичные втулки уплотнительного кольца при помощи жестких втулок до герметичного их прижатия к стенкам скважины, обеспечивая создание перепада давлений до 13÷15 МПа. Для использования для добычи продукции пласта, располагаемого ниже пакера, может быть сброшен шарик, который,

взаимодействуя с седлом ствола, образует клапанный узел. Для извлечения пакера колонну труб со стволом тянут вверх, в результате эластичные втулки под действием упругих сил возвращаются в исходное состояние, выравнивая давления над и под пакером, а упор взаимодействует с поршнем, перемещая его с нижним упором вверх относительно разрезной цанги с гидроцилиндром, зафиксированными якорем относительно стенок скважины.

При выходе поршня из конусной поверхности, что не требует больших осевых усилий (не более 200÷400 кг), якорь под действием прижимной силы разрезной цанги освобождается от сцепления со стенками скважины. После чего гидромеханический пакер извлекается на поверхность на колонне труб.

Конструкция предлагаемого гидромеханического пакера не требует больших усилий для извлечения из скважины, позволяет использовать пакер многократно, без извлечения его из скважины, при этом позволяет держать практически любые допустимые перепады давлений в разделенном пакером пространстве скважины.

Рассмотрим авторское свидетельство № 2162930 «Пакер» (авторы: Семенов Н.Я., Азметов А.Ч., Александров С.И., Фатхлисламов Р.У., Ибрагимов Р.Г., Швецова Л.Ф., Валямов Р.Г.).

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и предназначено для разобщения затрубного пространства и взаимодействующих пластов друг от друга.

Известен пакер, включающий корпус, выполненный из двух частей, связанных между собой шлицевым соединением, верхний и нижний упоры и уплотнительный элемент.

Однако для срабатывания пакера проходное сечение колонны перекрывают пробкой-отсекателем, что затрудняет его использование при работе с тампонажными смесями с крупноразмерными и волокнистыми наполнителями.

Наиболее близким по назначению и совокупности существенных признаков является пакер по AC № 1514905.

Пакер включает:

- полый ствол с переводником и радиальным каналом;
- установленный на стволе уплотнительный элемент с упором;
- якорный узел с конусом с пазами и плашками, связанными тягами с обоймой,
- гидроцилиндр с полостью, в которой размещен подпружиненный поршень, связанный с обоймой.

При этом к гидроцилиндру присоединен кожух, внутри которого размещен штуцерный наконечник, выполняющий функцию управления посадкой пакера.

Данное устройство предусматривает работу с тампонажными смесями, содержащими крупноразмерные и волокнистые наполнители за счет выполнения проходного канала ствола равномерным с внутренним каналом колонны бурильных труб, что исключает его закупорку.

Однако конструкция штуцерного наконечника опять-таки вызывает затруднения при работе с крупноразмерными наполнителями тампонажных смесей, так как штуцерное отверстие является препятствием на пути движения смеси и может быть забито длинномерными частицами наполнителей, вследствие чего служить причиной аварийной ситуации.

Кроме того, гладкие торцевые поверхности упоров для уплотнительных элементов предопределяют неустойчивую работу последних в условиях больших осевых нагрузках или перепадов давления, так как при этом имеет место затекание резиновых элементов в кольцевое пространство против упоров, приводящее к застреванию пакера и быстрому изнашиванию резины.

Таким образом, возникает проблема создания пакера, который сможет надежно выполнять свои функции при работе с тампонажными смесями, содержащими крупноразмерные и волокнистые наполнители в условиях работы с большими осевыми нагрузками и перепадами давлений.

Указанная проблема решается предлагаемым пакером, содержащим:

- полый ствол, проходной канал которого выполнен равноразмерным с внутренним каналом колонны бурильных труб, с переводником и радиальным каналом;
 - установленные на стволе уплотнительные элементы с упорами;
- якорный узел, включающий корпус с конусом с пазами и установленными в них плашками.

Плашки связаны тягами с поршнем гидроцилиндра, полость которого сообщена с полостью ствола через радиальный канал и узел управления посадкой пакера, установленный на нижнем его конце. Согласно изобретению, узел управления посадкой пакера выполнен в виде раздвижного штуцерного устройства, размещенного соосно с полым стволом пакера, элементы которого закрыты кожухом, при этом упоры уплотнительных элементов выполнены профильными.

Выполнение узла управления посадкой пакера в виде раздвижного штуцерного устройства дает возможность осуществить посадку пакера, а затем вывести уплотнительные элементы в рабочее состояние, после чего элементы раздвижного штуцерного устройства раскрываются, обеспечивая тем самым равнопроходность ствола скважины и бурильных труб, что дает возможность спокойно работать с тампонажными смесями, содержащими крупноразмерные и волокнистые наполнители.

Выполнение уплотнительных элементов профильными делает их более прочными при посадке и предотвращает затекание резины в кольцевое пространство скважины против упорных элементов, что обеспечивает увеличение срока ее службы. Кроме того, указанная форма выполнения позволяет пакеру работать в условиях больших перепадов давления.

2.2 Техническое предложение по модернизации пакера

Предлагаемая модернизация пакера предназначена для разобщения затрубного пространства и взаимодействующих пластов друг от друга (рисунок 5).

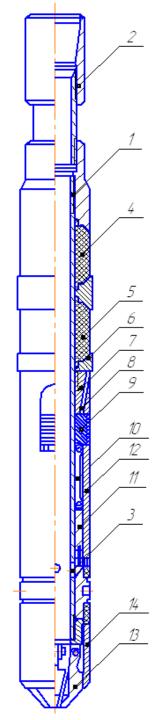


Рисунок 5 – Предлагаемая модернизация пакера

Обеспечивает изоляцию зон поглощения и водопороявления с помощью тампонажных смесей с крупноразмерными и волокнистыми наполнителями.

Сущность изобретения: узел управления посадкой пакера выполнен в виде раздвижного штуцерного устройства.

Это устройство размещено соосно с полым стволом пакера и закрыто кожухом.

При этом упоры уплотнительных элементов выполнены профильными.

Пакер содержит полый ствол 1 с переводником 2 и радиальным каналом 3, резиновые уплотнительные элементы 4 и 5 с упором 6, направляющий цилиндр 7, по наклонным пазам 8 которого перемещаются плашки 9.

Каждая плашка связана через тяги 10 с кольцевым поршнем 11, размещенным в гидроцилиндре 12, который сообщен через радиальный канал 3 с полостью ствола 1.

На нижнем конце пакера размещено раздвижное штуцерное устройство 13 (рисунок 6), скрытое кожухом 14.

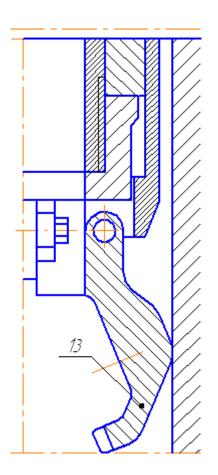


Рисунок 6 – Раздвижное штуцерное устройство

Устройство работает следующим образом.

На колонне бурильных труб пакер спускают в скважину до заданной глубины.

В колонну труб нагнетают буровой раствор.

За счет дросселирующего эффекта, создаваемого сложенными элементами раздвижного штуцерного устройства 13, возникает перепад

давления, под действием которого кольцевой поршень 11 перемещается вверх и через тяги 10 выталкивает плашки 9 в рабочее положение до упора в стенки скважины.

При одновременном движении колонны бурильных труб вниз происходит посадка пакера и часть веса инструмента передается на уплотнительные элементы 4 и 5, которые сжимаются и герметизируют кольцевое пространство между трубами и стенками скважины.

Сжатие уплотнительных элементов 4 и 5 сопровождается перемещением ствола 1 пакера в нижнее положение, при котором элементы раздвижного штуцерного устройства раскрываются, обеспечивая тем самым равномерность ствола пакера и бурильных труб.

Убедившись в герметичности установки пакера, проводят гидродинамические исследования зоны поглощения или водопроявления и закачивают в нее тампонажную смесь, содержащую разноразмерные наполнители, например, смесь резины дробленой, дробленой пластмассы, древесных стружек, опилок суммарной объемной долей до 30%, содержащую частицы поперечным размером до 1/3 внутреннего диаметра труб. Раскрытое раздвижное штуцерное устройство позволяет беспрепятственно прокачивать эту смесь в скважину.

После закачки смесь продавливают расчетным количеством продавочной жидкости и выдерживают до схватывания.

При снятии пакера натяжением колонны бурильных труб вверх раздвижное штуцерное устройство втягивается внутрь кожуха 14, элементы устройства смыкаются, плашки 9 сдвигаются и опускаются вниз по наклонным пазам 8 направляющего цилиндра 7 под своим весом; пакер приобретает транспортное положение.

Предлагаемый пакер обладает простотой в изготовлении и надежностью в работе и дает возможность изолировать пласты с помощью тампонажных смесей с самыми различными как по размерам, так и по качеству наполнителями.

3 РАСЧЁТ ВЫБРАННЫХ ПАРАМЕТРОВ

3.1 Расчет устойчивости и уплотнения межтрубного пространства

Проведем расчет устойчивости и уплотнения межтрубного пространства рассматриваемым пакером при ГРП и сделаем заключение о необходимости использования якоря при следующих условиях:

- глубина скважины L = 1450 м;
- давление на устье при ГРП $P_{\nu} = 48$ МПа;
- наружный диаметр обсадной колонны $d_{o\kappa}$ =0,13м;
- $\rho_{cm} = 7850 \text{kg/m}^3;$
- $E_{cm} = 2,1 \cdot 10^{11} \text{ Ha};$
- плотность жидкости разрыва $\rho_{\mathcal{H}} = 1000 \text{ кг/м}^3$;
- наружный диметр манжеты 0,117 м;
- $\beta = 0.7^{\circ};$
- $\alpha = 15^{\circ};$
- коэффициент трения f = 0.82;
- коэффициент Пуассона резиновой манжеты $\mu = 0,485$;
- модуль упругости резины $E_y = 188 \cdot 105 \Pi a$;
- коэффициент устойчивости пакеровки $\kappa = 1,25$;
- количество плашек пакера n = 6;
- диаметр плашек $d_{nn} = 0.030$ м.
- диаметр НКТ $d_{HKT} = 48$ мм.

Первоначально рассчитываем нужную величину подъема колоны НКТ для посадки пакера.

Расчет необходимой нагрузки Q_1

$$Q_1 = \frac{0.785 \cdot D^2 \cdot P_y}{tg(\alpha + \beta) \cdot f}$$
(3.1)

где D = 0.116 – внутренний диаметр обсадной колонны, м

$$Q_1 = \frac{0.785 \cdot 0.116^2 \cdot 48 \cdot 10^6}{tg(15 + 0.7) \cdot 0.82} = 2199742H$$

Расчет нагрузки от массы всей колонны НКТ Q_2

$$Q_2 = q \cdot L \cdot g \tag{3.2}$$

где g = 4,4 — масса 1м колонны НКТ, кг

$$Q_2 = 4,4 \cdot 1450 \cdot 9,8 = 62524H$$

Так как условие устойчивости пакера не соблюдается, требуется установка якоря

$$Q_1 \cdot \kappa < Q_2 \tag{3.3}$$

 $2199742 \cdot 1,25 < 62524H$

Определение давления внутри якоря P_1

$$P_{1} = P + \rho_{\infty} \cdot g \cdot L$$

$$P_{1} = 48 \cdot 10^{6} + 1000 \cdot 9, 8 \cdot 1450 = 7642 \cdot 10^{4} \, \Pi a$$
(3.4)

= Радиальное усилие на шлицы якоря от внутреннего давления жидкости $R_{\scriptscriptstyle R}$

$$R_{s} = 0.785 \cdot d_{nn}^{2} \cdot P_{1} \cdot n$$

$$R_{s} = 3.14 \cdot 0.03^{2} \cdot 7642 \cdot 10^{4} \cdot 6 = 1295777H$$
(3.5)

Осевое усилие создаваемое якорем T_g

$$T_{g} = R_{g} \cdot f$$

$$T_{g} = 1295777 \cdot 0,82 = 1062537H$$
(3.6)

Осевое усилие создаваемое пакером T_n

$$T_n = Q_2 \cdot \left(tg\left(\alpha + \beta\right) \right) \cdot f$$

$$T_n = 62524 \cdot \left(tg\left(15 + 0, 7\right) \right) \cdot 0,82 = 14411H$$
(3.7)

Осевое усилие создаваемое пакером и якорем T

$$T = T_n + T_n$$

$$T = 14411 + 1062537 = 1076948H$$
(3.8)

Осевое усилие возникающее под пакером P_2

$$P_2 = 0.785 \cdot D^2 \cdot P_y$$

$$P_2 = 0.785 \cdot 0.116^2 \cdot 48 \cdot 10^6 = 507022H$$
(3.9)

Следовательно

$$T = 1076948H > 633777H = P_2 \cdot \kappa$$

Условие устойчивости выполняется. Высота подъема колонны δ

$$\delta = \frac{\rho_{cm} \cdot L \cdot Q_2}{E_{cm} \cdot q}$$

$$\delta = \frac{7850 \cdot 1450 \cdot 62594}{2 \cdot 1 \cdot 10^{11} \cdot 4 \cdot 4} = 0,77 M$$
(3.10)

Расчет уплотнения межтрубного пространства

$$\Delta d = \mu \cdot \frac{Q_2 \cdot d}{2E_y \cdot 0,785 \cdot \left(d^2 - d_{HKT}^2\right)}$$
 (3.11)

где d = 0,114 — наружный диаметр уплотнительной манжеты, м

$$\Delta d = 0,485 \cdot \frac{62594 \cdot 0,114}{2 \cdot 188 \cdot 10^5 \cdot 0,785 \cdot \left(0,114^2 - 0,048^2\right)} = 0,01 M$$

Условие уплотнения межтрубного пространства запишется

$$\Delta d > D - d_{HKT} \tag{3.12}$$

$$0.01 > 0.002 = 0.116 - 0.114$$

Следовательно, условие уплотнения межтрубного пространства выполняется.

И пакер при проведении ГРП должен монтироваться в скважине вместе с якорем.

3.2 Расчет прочностных показателей пакера

Произведем расчет прочностных показателей рассматриваемого пакера при цементировании.

Рассчитаем силу действующую на открытие цементировочных окон,

$$F = P \cdot \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4} \tag{3.13}$$

где F – сила, действующая на открытие цементировочных окон, кH; P – давление действующее на площадь открытия цементировочных окон, МПа;

D — внешний диаметр поверхности, на которую действует давление, m; d — внутренний диаметр поверхности, на которую действует давление, m;

$$F = 17 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14 \cdot (0,115^2 - 0,0585^2)}{4} = 101,45\kappa H$$

Определим коэффициент запаса прочности корпуса, сделанного из стали 30XГСА

$$n = \frac{[\sigma]}{\sigma} \tag{3.14}$$

где n – коэффициент запаса прочности; σ – предел текучести, МПа;

 $[\sigma]$ – допускаемое напряжение, МПа.

Рассчитаем предел текучести по формуле

$$\sigma = \frac{2 \cdot r_{\text{hap}}^2}{r_{\text{hap}}^2 - r_{\text{gH}}^2} \cdot P \tag{3.15}$$

где $r_{_{\!\scriptscriptstyle H\!a\!p}}-$ наружный радиус корпуса;

P — внутреннее давление.

Вычислим предел текучести

$$\sigma = \frac{2 \cdot 0.038^2}{0.038^2 - 0.0325^2} \cdot 25 \cdot 10^6 = 300M\Pi a$$

Определим коэффициент запаса прочности

$$n = \frac{600 \cdot 10^6}{300 \cdot 10^6} = 2$$

Это значение входит в интервал $n=1\div 3$, а это значит, что корпус способен выдержать нагрузку, которая на него действует.

Рассчитаем опасное сечение на динамическую прочность от развиваемого давления рабочей жидкости во время проведения различных операций, а так же от действия собственного и веса расположенных ниже пакера заколоного, обратных клапанов, обсадных труб, фильтров и башмака.

Расчет на динамическую прочность проводим исходя из условия

$$F_2 \le \frac{f_{cm} \cdot [\sigma_t]}{n} = [F] \tag{3.16}$$

где F_2 – общая нагрузка на опасное сечение;

 $f_{\it cm}$ – площадь опасного сечения;

 $[\sigma_{_t}]$ – предел текучести материала, для стали 30 ХГСА – 600 МПа;

n — допустимый запас прочности на растяжение n=2; [F] — допустимая нагрузка.

Общая нагрузка определяется как сумма

$$F_2 = F_1 + G (3.17)$$

где F_1 — нагрузка от давления рабочей жидкости на пакер во время открытия цементировочных окон;

G — нагрузка от веса оборудования, расположенного ниже. Нагрузка от веса оборудования определяется по формуле

$$G = \left[G_{co\delta} + G_{\kappa nan} + G_{mp} + G_{\phi} + G_{\delta}\right] \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\mathcal{K}}}{\rho}\right)$$
(3.18)

где G_{coo} = 450 – собственный вес, H;

 $G_{nak} = 500 - вес пакера, H;$

 $G_{\kappa,nan} = 168$ – вес обратных клапанов, H;

 $G_{\it mp}$ — вес обсадных труб ниже цементировочной муфты, берем для нашей компоновки, Н

$$G_{mp} = 11 \cdot 280 = 3080$$

Вес фильтров оснастки, Н

$$G_{\phi} = 187,96 \cdot 280 = 52628,8$$

Получим

$$G = \left[450 + 500 + 168 + 3080 + 526288 + 800 + 72\right] \cdot \left(1 - \frac{800}{7150}\right) = 507749$$

Нагрузка от давления рабочей жидкости на пакер

$$F_1 = P \cdot f_n \tag{3.20}$$

где P — давление рабочей жидкости, МПа; f_n — площадь поверхности , м 2

$$F_1 = 17 \cdot 10^6 \cdot 0,0086 = 146200H$$

Суммируем полеченные значения нагрузок

$$F_2 = 50774, 9 + 146200 = 196974 H$$

Площадь опасного сечения рассчитаем по формуле

$$f_{cm} = \pi \cdot \left(\frac{D_K}{2}\right)^2 - \pi \cdot \left(\frac{d_k}{2}\right)^2 \tag{3.21}$$

где D_{k} — наружный диаметр корпуса, м;

 $d_{\it k}$ — внутренний диаметр опасного сечения корпуса , м

$$f_{cm} = 3,14 \cdot \left(\frac{0,105}{2}\right)^2 - 3,14 \cdot \left(\frac{0,089}{2}\right)^2 = 0,0025 \text{ m}^2$$

Используя полученные значения, находим допустимую растягивающую нагрузку, Н

$$[F] = \frac{0,0025 \cdot 600 \cdot 10^6}{2} = 0,75 \cdot 10^6 H$$

Проверим соблюдение условия

$$F_2 \le [F] \tag{3.22}$$

 $196974H \le 750000H$

Условие прочности соблюдается.

3.3 Расчёт переводника верхнего

Определим необходимую длину нижнего переводника

$$L_n = h_{\kappa} + l_{p_p} + l \tag{3.23}$$

где L_n – длина переводника, мм;

 h_{κ} – высота установки ключа от пола буровой, мм;

 $l_p = 124 -$ длина части переводника находящаяся в корпусе, мм;

t = 50 -запас длины, мм..

Высота расположения ключа гидравлического регулируется, для расчетов возьмем наиболее встречающуюся высоту расположения 1200 мм $L_n = 1200 + 124 + 300 = 1624$

Определим толщину стенки переводника по формулам

$$S = S_p + C \tag{3.24}$$

где S_p — расчетная толщина стенки, мм; C — прибавка к толщине, мм.

$$S_{p} = \frac{p \cdot d}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi_{p} - p} \tag{3.25}$$

где p=25 — давление при испытании на герметичность цементировочной муфты, МПа;

 $\varphi_p = 1$ – коэффициент;

d = 89 – внутренний диаметр трубы, мм;

 $[\sigma]$ = 196 для материала 30ХГСА ГОСТ 8731-87, МПа.

$$S_p = \frac{25 \cdot 89}{2 \cdot 196 \cdot 1 - 25} = 6$$

Прибавку к расчётным толщинам следует определять по формуле

$$C = C_1 + C_2 (3.26)$$

где C_1 – компенсация коррозии и эрозии, мм; C_2 – прибавка для компенсации минусового допуска трубы,мм. Принимаем прибавку для компенсации коррозии и эрозии

$$C_1 = 1$$
 (3.27)

Прибавка для компенсации минусового допуска трубы, мм

$$C_2 = S_{\rm np} \cdot 0{,}087 \tag{3.28}$$

где S_{mp} – толщена стенки заготовки, мм

$$C_2 = 18 \cdot 0.087 = 1.56$$

Определим С, мм

$$C = 1 + 1,56 = 2,56$$

Найдём S, мм

$$S = 6 + 2,56 = 8,56$$

Принимаем конструктивна толщину стенки 9 мм.

3.4 Расчет резьбы переводника

Определим давление, при котором будет срезана резьба переводника

$$P_{\kappa p} = \frac{4 \cdot F_{\kappa p}}{d_{_{\mathit{GH}}}^2 \cdot \pi} \tag{3.29}$$

где $P_{\kappa p}$ – критическое давление, при котором будет срезана резьба; $d_{\kappa p}$ – внутренний диаметр;

 $F_{\kappa p}$ – критическая сила, при которой будет срезана резьба;

 π — табличная величина.

Для того чтобы рассчитать критическое давление, надо сначала определить критическую силу, при которой будет срезана резьба по формуле, Н

$$F_{\kappa p} = \left[\tau_{cp}\right] \cdot S_{cp} \cdot n \tag{3.30}$$

где $F_{\kappa p}$ – критическая сила, при которой будет срезана резьба, H; $|\tau_{\kappa p}|$ – рабочее давление, МПа;

n — число витков резьбы;

 S_{cp} — площадь среза.

Найдём число витков резьбы n, витков

$$n = \frac{L}{P} \tag{3.31}$$

где L- длина резьбы, мм; P- шаг резьбы, мм.

$$n = \frac{50}{3.5} = 14$$

Найдём площадь среза

$$S_{cp} = \frac{\pi \cdot \left(D^2 - d^2\right)}{4} \tag{3.32}$$

$$S_{cp} = \frac{3.14 \cdot \left(0.108^2 - 0.106^2\right)}{4} = 0,000335M$$

Найдём критическую силу, при которой будет срезана резьба $F_{\kappa p}$ по формуле

$$F_{\kappa p} = 25 \cdot 0,000335 \cdot 14 = 117,25 \kappa H$$

где $[\tau_{cp}] = 25 \cdot 10^6 -$ рабочее давление, $\Pi a;$

n = 14— число витков резьбы;

Найдём критическое давление, при котором будет срезана резьба по формуле

$$P_{\kappa p} = \frac{4 \cdot 117, 25 \cdot 10^3}{0,106^2 \cdot 3,14} = 132M\Pi a$$

3.5 Расчет диаметра срезной части винта

Рассчитаем необходимый диаметр конца винта срезного. Механически свойства заготовки

$$[\tau] \ge 28\kappa \varepsilon / MM^2 \ge 28M\Pi a$$

 $[\sigma] \ge 45\kappa \varepsilon / MM^2 \ge 45M\Pi a$

Давление среза 16,5÷18 для комплекта из 6 болтов, МПа. Часть срежется при данном условии

$$\tau_{\text{max}} \ge \frac{4 \cdot P}{\pi \cdot d^2} \ge [\tau] \tag{3.33}$$

где au_{max} – максимальное действующее напряжение, МПа;

P — сила действующая на срезной конец винта, Н. В данном случае — это горизонтальная составляющая действующей силы F, H;

d – диаметр болта, мм.

Определим силу F по формуле, к \mathbf{H}

$$F = P \cdot \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4}$$
(3.34)

$$F = 17 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14 \cdot (0,105^2 - 0,0585^2)}{4} = 101,45$$

Из уравнения выразим диаметр болта

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot F_x}{\pi \cdot [\tau]}}$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 101,45 \cdot 10^3}{6 \cdot 3,14 \cdot 28 \cdot 10^6}} = 0,0027$$
(3.35)

Таким образом, при действующей силе необходимый диаметр срезной части винта равен 2,7 мм. Отсюда чтоб они били срезаны надо диаметр $2,5\div2,7$ мм.

4 ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСТНОСТИ

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 « ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы» которые могут возникнуть в процессе монтажа и дальнейшей экспулатации:

- движущиеся машины и механизмы;
- передвигающиеся изделия;
- падение поднимаемого оборудования;
- повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенная влажность воздуха;
- острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях инструментов и оборудования;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли;
 - физические перегрузки;
 - нервно-психические перегрузки от монотонности труда.

Частые причины возникновения несчастных случаев:

- допуск к обслуживанию механизмов и машин неквалифицированных работников;
 - использование оборудования не поназначению;
- использование при СПО оборудования непрошедшего техническое оосведомление (якоря, элеватора);
 - нарушение точной последовательности и порядка СПО;
 - нарушение правил эксплуатации используемого оборудования;
- превышения максимально допустимых нагрузок, чрезмерных напряжений;
 - нахождение работающих в опасной зоне при СПО;
- нахождение работающих в опасной зоне работы цементировочного оборудования под большим давлением;
- нахождение работающих вблизи вращающихся и двигающихся механизмов;
- нахождение работающих вблизи трубопроводов высокого давления;
 - нарушение требований безопасности при выполнении работ.

На территории буровой на расстоянии 15 м от устья скважины предусмотрена площадка для размещения пожарной техники шириной 12м.

Работы по спуску и цементированию хвостовика с помощью мобильной буровой и цементировочного оборудования выполнять под руководством ИТР по плану, утвержденному главным инженером и главным геологом предприятия. Изменения, возникающие в процессе работ, согласовывать в установленном порядке. Цементировочные агрегаты и

ёмкости для хранения рабочей жидкости и цемента установить на расстоянии не менее 10 метров от устья скважины согласно схеме их расположения с расстояниями между агрегатами не менее 1 метра.

4.1 Экологичность проекта

От эксплуатационной скважины, а также от каждого объекта нефтяного или газового месторождения устанавливается санитарно-защитная зона, размеры которой определяются по нормам СанПиН 2.2.1/2.1.1.576-96, утвержденным Госкомсанэпидемнадзором РК 31.10.1996 г. При наличии в продукции месторождения вредных примесей между промышленными объектами добывающими, транспортирующими или перерабатывающими эту продукцию устанавливается буферная зона. Санитарно-защитная зона размером не менее 2000м, класс 1 (добыча угля и не рудных ископаемых).

При бурение и крепление бокового ствола скважины (БС) главным требованием является минимальное воздействие на почвенный покров, водоёмы различного назначения, растительный и животный мир путем реализации экологически малоопасных и мало отходных технологий бурения и крепления БС.

Источником загрязнения объектов гидро- и литосферы при бурении и креплении БС являются:

- рабочая площадка (буровая промывочная жидкость, техническая вода);
- насосная группа (буровая промывочная жидкость, техническая вода, ГСМ);
- циркуляционная система и блок очистки буровых промывочных жидкостей (буровая промывочная жидкость, выбуренный шлам, техническая вода);
- узел приготовления буровой промывочной жидкости и цементного раствора (буровая промывочная жидкость, техническая вода, химические реагенты);
 - склад хранения химических реагентов и материалов;
 - цементировочная техника (агрегаты, смесительные машины);
- буровые сточные воды , образующиеся при работе механизмов и устройств;
- химические реагенты и материалы для приготовления и обработки буровых промывочных жидкостей и тампонажных растворов;
 - пластовые минеральные воды и продукты освоения скважин;
 - ΓCM
 - продукты сгорания топлива при работе ДВС и котельной;
 - загрязненные сточные воды;
 - хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы.

При бурение и крепление должна использоваться замкнутая циркуляционная система, исключающая потери и разлив бурового раствора;

обслуживание механизмов этой системы производится ежемесячно или чаще по мере возникновения проблем в ней.

Для приготовления и обработки буровой промывочной жидкости и тампонажного раствора используются нетоксичные или токсичные, но экологически малоопасные химические реагенты и материалы отечественного или импортного производства.

С целью уменьшения объёма отходов предусмотрено возможность повторного использования буровой промывочной жидкости для бурения новой скважины и применения её при приготовлении других растворов.

Для утилизации отходов применяется технология безамбарного строительства скважин с использованием для очистки буровых растворов технических средств отечественного и импортного производства: высоко скоростных вибросит и центрифуг. При утилизации шламовых отходов производится полная переработка продуктов бурения или вывоз отходов в специально отведенное место для последующего захоронения.

Приготовление и обработку буровых и тампонажных жидкостей химическими реагентами производят в специальном блоке, исключающем попадание компонентов в почву и водные объекты.

Все работы по цементированию с установкой техники на специальной площадке у устья скважины. Что позволяет не допустить разлива жидких отходов цементирования на буровую площадку.

Не допускается «сифона» из бурильных труб и осуществляется контроль за доливом буровой промывочной жидкости при спуске хвостовика.

Наружная поверхность поднимаемых из скважены труб очищается от бурового раствора специальными обтираторами.

В случае замазученности кустовой площадки, в случае аварийного разлива ГСМ на почву с целью задержания их растекания и нейтрализации применяют сорбенты (торф, древесную стружку, опилки, песок).

Составные части устройств скважинной установки, сырьё, смазки и другие материалы соответствуют требованиям предъявляемым к оборудованию, инструменту, сырью, смазкам и другим материалам, которые используются в нефтеперерабатывающей промышленности и при бурении геологоразведочных скважин.

5 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

Экономическими показателями эффективности модернизации оборудования выделим:

- прирост потока денежной наличности (ПДН);
- прирост чистой текущей стоимости (ЧТС);
- срок окупаемости;
- коэффициент отдачи капитала;
- внутренняя норма рентабельности проекта;

Таблица 6- Показатели экономической эффективности проекта

Показатели	Ед.изм.	Значение
Капитальные затраты	тыс. тг.	567,0832
Выручка от реализации продукции	тыс. тг.	733212
Прирост прибыли	тыс. тг.	735412
ЧТС	тыс. тг.	2120193,8
Срок окупаемости	лет	0,1
Коэффициент отдачи капитала	TΓ.	3738,77

КОК выражает, сколько едениц дохода даёт одна еденица инвестиций, вкладываемая в данный проект за полный период разработки с учётом затрат.

Таким образом, предлагаемая модернизация экономически эффективна, так как чистая текущая стоимость положительна и за рассматриваемый период составит 2120193,8 тыс.тг.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагаемый в дипломной работе для модернизации пакер, обладает рядом преимуществ в сравнении с пакерами произведенными ранее. Простота в изготовлении, эргономичная форма выполнения и высокая надежность во время эксплуатации, позволяет использовать различные виды тампонажных смесей с разными наполнителями.

Пакер выполнен таким образом, что узел управления посадкой пакера выполненного в виде раздвижного штуцерного устройства позволяет осуществить посадку пакера, а затем установить уплотнительные элементы в их рабочее состояние, после чего элементы раздвижного штуцерного устройства раскрываются равнопроходность ствола скважины и бурильных труб во время бурения или НКТ во время эксплуатации.

Уплотнительные элементы выполнены профильными, что позволяет последним быть прочнее при посадке и предотвращает затекание резины в кольцевое пространство скважины против упорных элементов, что обеспечивает увеличение срока службы пакера. Данная форма выполнения уплотнительных элементов позволяет работать при перепадах высокого давления.

Данная модернизация пакера позволяет сократить срок окупаемости затрат на пакер, увеличение КИН, универсальность использования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Абдуллаев М.А. Пакеры. Азербайдж. гос. изд-во, 1963. 360 с.
- 2. Аваков В.А. Расчеты бурового оборудования. М.: Недра, 1973.
- 3. Амиров А.Д., Карапетов К.А. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газових скважин. М.: Недра, 1979.
 - 4. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы. М.: Недра, 1988.
 - 5. Бойчик И.М. Экономика предприятия. Киев: Аттика, 2002.
- 6. Булатов А.И., Макаренко П.Г., Шеметов В.Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. М.: Недра, 1999.
- 7. Булатов А.И., Макаренко П.П. Справочник инженера-эколога нефтедобывающей промышленности по методам анализа загрязнителей окружающей среды. М.: Недра-Бизнесцентр, 1999.
- 8. Бухаленко Б.И. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. М.: Недра, 1983.
- 9. Бухаленко Е.И. Нефтепромысловое оборудование: Справочник 2-е изд., перераб. и доп. М.: «Недра», 1990. 559 с.
- 10. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.П. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. М.: Недра, 1985.
- 11. Вавецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1986.
 - 12. ГОСТ 2.305-68 ЕСКД. Изображения виды, разряды, сечения.
- 13. ГОСТ 2.312-72 ЕСКД. Условные изображения и обозначения швов сварных соединений.
- 14. ГОСТ 2.316-68 ЕСКД. Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц.
 - 15. ГОСТ 2.321-84 ЕСКД. Обозначения буквенные.
- 16. ГОСТ 2.701-84 ЕСКД. Схемы. Виды и типы общие требования к выполнению.
- 17. Ильский А.Л. Оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин. М.: Машиностроение, 1980.
- 18. Ильский А.Л., Касьянов В.М., Порошин В.Г. Буровые машины, механизмы и сооружения. М.: Недра, 1967.
- 19. Ильский А.Л., Миронов Ю.В., Чернобыльский А.Г. Расчет и конструирование бурового оборудования. М.: Недра, 1985.
- 20. Ильский А.П., Шмидт А.П. Буровые машины и механизмы. М.: Недра, 1989.