

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО-
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
УЗБЕКИСТАН**

**БУХАРСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
ИНСТИТУТ**

Факультет «Химическая технология»

Кафедра «Технология нефтегазохимической промышленности»

Допускается к защите

Декан факультета «ХТ»
доц. Атауллаев Ш.Н. _____
«__» _____ 2014 год
Регистрационный номер № _____

и.о. Заведующей кафедры «ТНГХП»
к.х.н. Шарипов К.К. _____
«__» _____ 2014 год

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

**Тема: Выбор и расчет оборудования для депарафинизации нефтяных
скважин месторождения «Лялмикар»**

ВЫПОЛНИЛ:

**студент группы 11-10 НГКИТУФ
Асадов Анвар**

РУКОВОДИТЕЛЬ:

М.О.Сатторов

День защиты _____
Протокол КГА _____
Оценка КГА _____
Секретарь КГА _____

БУХАРА - 2014

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО-СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
БУХАРСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**

Кафедра: «Технология нефтегазохимической промышленности»

Выпускная квалификационная работа

Студент группы 11-10 НГКИТУФ Асадова Анвара

**Тема: Выбор и расчет оборудования для депарафинизации нефтяных скважин
месторождения «Лялмикар»**

ВВЕДЕНИЕ

1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Общая характеристика о месторождения

2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Глубиннонасосное оборудование

2.2. Техника и оборудование применяемое для депарафинизации скважин

2.3. Выбор оборудования для подачи реагента (ингибитора)

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1. Основные сведения о составе АСПО и условия их образования на нефтепромысловом оборудовании

3.2. Основные методы борьбы с АСПО и анализ их эффективности

4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

4.1. Расчет потерь теплоты по стволу скважины при паротепловой обработке

4.2. Расчет корпуса резервуара для реагента

5. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

5.1. Охрана труда и техника безопасности при удалении АСПО

5.2. Производственные средства безопасности

6. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

6.1. Принципиальная схема устройства ввода реагента в затрубное пространство по давлением

6.2. Дозировочная установка УДС.

6.3. Дозировочная установка УДЭ.

6.4. Устройство депарафинизации скважин

декан факультета “ХТ”:

и.о. зав.каф. “ТНГХП”:

Руководитель:

Выпускник:

доц. Ш.Н. Атауллаев

к.ф.н. Қ.Қ. Шарипов

М.О. Сатторов

А. Асадов

СОДЕРЖАНИЕ

стр

ВВЕДЕНИЕ	
1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
1.1. Общая характеристика о месторождения	
2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
2.1. Глубиннонасосное оборудование.....	
2.2. Техника и оборудование применяемое для депарафинизации скважин ..	
2.3. Выбор оборудования для подачи реагента (ингибитора).....	
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
3.1. Основные сведения о составе АСПО и условия их образования на нефтепромысловом оборудовании	
3.2. Основные методы борьбы с АСПО и анализ их эффективности	
4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	
4.1. Расчет потерь теплоты по стволу скважины при паротепловой обработке	
4.2. Расчет корпуса резервуара для реагента.....	
5. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
5.1. Охрана труда и техника безопасности при удалении АСПО	
5.2. Производственные средства безопасности.....	
Вывод	
Список использованной литературы	

ВВЕДЕНИЕ

Асфальто-смолистые и парафиновые отложения (АСПО) содержатся в составе нефтей почти во всех нефтедобывающих районах РУз. Химический состав АСПО зависит от свойств добываемой нефти, термо- и гидродинамических условий продуктивных пластов, геологических и физических особенностей, способа разработки и эксплуатации месторождений.

Парафиновые отложения в нефтепромысловом оборудовании формируются в основном вследствие выпадения (кристаллизации) высокомолекулярных углеводородов при снижении температуры потока нефти.

Состав парафиновых отложений зависит от состава нефти и термодинамических условий, при которых формируются отложения. В зависимости от условий кристаллизации состав парафиновых отложений даже в одной скважине весьма разнообразен. Различаются они по содержанию асфальтенов, смол и твердых углеводородов. Нередко парафиновые отложения содержат воду и механические примеси.

На интенсивность парафиновых отложений оказывает влияние обводненность продукции в скважинах.

АСПО снижают производительность скважин, увеличивают износ оборудования, расходы электроэнергии и давление в выкидных линиях. Поэтому борьба с АСПО – актуальная задача при интенсификации добычи нефти.

Методы борьбы с АСПО предусматривают проведение работ по предупреждению выпадения и удалению уже образовавшихся осадков.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Предупреждение образования АСПО достигается нанесением защитных покрытий на поверхности труб и другого оборудования из гидрофильных материалов, а также введением в поток добываемой нефти различных ингибиторов.

Удаление АСПО достигается путем чистки поверхности труб и оборудования механическими скребками, тепловой и химической обработкой продукции скважин.

Многие глубиннонасосные установки эксплуатируемые в условиях ОАО Джаркурганнефт эксплуатируются в высокопарафинящихся скважинах, где в насосе и трубах откладывается парафин. В ОАО Джаркурганнефт применяются различные методы депарафинизации скважин, но наиболее эффективным является химический метод предотвращения отложений парафина с применением ингибиторов. Часто химический метод применяют в сочетании с тепловыми и механическими методами.

В дипломном проекте приведена характеристика Лялмикарского нефтяного месторождения (геологическая часть); рассмотрены методы депарафинизации нефтяных скважин эксплуатируемых в условиях ОАО Джаркурганнефт, расположенной на площади Лялмикарского нефтяного месторождения (технологическая часть); выполнен подбор и расчет оборудования используемого для депарафинизации скважин в ОАО Джаркурганнефт. В специальной части дипломного проекта рассмотрено дозировочное устройство депарафинизации применяемый в условиях ОАО Джаркурганнефт при химическом методе. Приведен расчет экономической эффективности применяемых методов и дана их сравнительная характеристика. В дипломном проекте также рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды и недр в условиях ОАО Джаркурганнефт охране вод и земель на которых расположена эксплуатируемая площадь нефтяного месторождения.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

1.1. Общая характеристика о месторождения

Наиболее древними образованиями, которые вскрыты скважинами, являются породы кристаллического фундамента, возраст которых определен как - архейский. Сложены они либо метаморфизованными породами, представленными бионито - гранитовыми, бионито - платопадными и бионито - склинятовыми гнейсами, либо изверженными породами, внедрившимся в толщу гнейсов. К древним гранитам относятся платопадные гранито-гнейсы, кварцевые диориты, габуриды. Зона развития магматических пород характеризуется полосовыми аномалиями, гравитационными и магнитными полями. Для них характерна узкая линейная протяженность.

Начальный статический уровень подземных вод, терригенной части девона Лялмикарского месторождения (до его разработки) находилась на абсолютных отметках минус 15 - 25 м. Пластовое давление на контуре нефтеносности горизонта $D_1 = 17,5$ Па.

Сейчас движение жидкости в горизонте D_1 переходит от нагнетательных рядов и эксплуатационным. Скорость движения пластовых вод в горизонте D_1 повышается по сравнению с естественной, существовавшей до начала разработки месторождения, в сотни тысяч раз. В пьезометрических скважинах на горизонтах D_1 и D_2 статический уровень измеряется сейчас в пределах отметок минус 292 м. плюс 217 м; пластовое давление 14,5 – 21,0 Па.

В связи с увеличением закачкой холодной воды в участки горизонта D_1 , геотермические условия его также несколько изменяются в сторону некоторого снижения пластовой температуры.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Коллекторские свойства эксплуатационного объекта охарактеризованы в таблице 1.

Таблица 1

Метод исследования	Наименование	Проницаемость мкм ²	Пористость	Начальная	
				нефтенасыщенность	Газонасыщенность
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	29	30	18	-
	Количество определений	505	605	400	-
	Среднее значение	0,384	20,9	0,818	-
	Коэффициент вариации	67,3 %	16,6 %	14,2 %	-
Лабораторные исследования керна	Интервал изменения параметров	0,001 - 1,3	3,2 - 28,2	0,228 - 0,967	-
Геофизические исследования керна	Количество скважин	212	454	451	-
	Количество определений	389	1270	1248	-
	Среднее значение	0,283	18,8	0,805	-

Они получены на основании достаточно представленных лабораторных исследований кернов и результатов исследований геофизическими методами.

Обращает на себя внимание как значительно меньшее количество скважин, по которым отобран керновый материал, так и более высокие значения параметров, по сравнению с результатами геофизических исследований. Интервалы измерения параметров довольно значительны и особенно по керновым данным, что указывает на значительную неоднородность коллекторов, слагающих продуктивные пласты. Общая толщина горизонта изменяется в пределах площади от 26,0 до 56,0 м составляя в среднем 39 м, нефтяная в среднем равна 9,8 м изменяясь в

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

пределах от 2,0 до 30 м её средняя эффективная толщина равна 18,6 м изменяясь от 4,0 до 38,0 м.

Поскольку в пределах водонефтяной зоны рассматриваются пласты с подошвенной водой, то их общая и эффективная толщина равна. Свойством сложенности строения эксплуатационного объекта площади могут служить данные, приведённые в таблице 2.

Таблица 2

Количество скважин используемых для определения	Коэффициент песчанности, $K_{п}$		Коэффициент расчленности, $K_{р}$	
	Среднее значение	Коэффициент вариации	Среднее значение	Коэффициент вариации
235	0,35	40,0	4,5	28,0

По данным можно сделать вывод о наличии в разрезе объекта значительного количества пластов, соотношение эффективной толщины продуктивной части и общей толщины горизонта D_1 в пределах Лялмикарской площади.

Физико-химические свойства нефти, газа и воды

Параметры пластовых нефтей изменяются в следующих пределах: давление насыщения от 7,41 до 9,32 МПа, среднее значение - 8,09 МПа, газосодержание от 46,4 до 78,9 м³/т, среднее значение 60,2 м³/т; объёмный коэффициент от 1,128 до 1,210, среднее значение - 0,8048; вязкость от 2,3 до 5,05 МПа·с, среднее значение - 3,4 МПа·с.

Параметры поверхностных нефтей изменяются в следующих пределах: плотность нефти - 0,8578 г/см³; вязкость от 10,5 до 26,1 мПа·с; среднее значение - 14,6 при 20 °С; содержание серы от 0,7 до 1,3; среднее значение - 1,1; смол семеногелевых от 26,0 до 28; среднее значение 27,0 параметров от

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

1,0 до 3,6, среднее значение 2,8; выход светлых фракций до 100 °С - 7,3 % объёма; до 200 °С - 26,2 % объёма; от 300 °С - 48,2 % .

Таким образом, нефти горизонта Д₁ по своим свойствам могут быть отнесены к сернистым и парафинистым.

Анализ полученных данных свидетельствует о том, что среднее значение величины некоторых параметров нефти и газа изменилось по сравнению с принятыми на дату утверждения запасов ГКЗ в целом на Лялмикарской площади. Это произошло в результате учета дополнительной информации по анализам, отобранным в следующие годы и исключения некачественных анализов при подготовки их к автоматизированной обработке.

Подземные воды терригенного девона Лялмикарской площади по своему составу относятся к хлор - натриевому типу с высоким содержанием кальция, с незначительным количеством сульфатов и гидрокарбонатов. Общая минерализация воды от 252 до 280 г/м, в среднем 270 г/м. В ионно-солевом составе преобладают хлориды (в среднем 160 г/м³ и натрий 70,8 г/м³), плотность воды в среднем - 1,186 г/см³, вязкость - 1,9 мПа·с.

В естественных, не нарушенных закачкой воды, условиях в подземных водах терригенного девона сероводород отсутствует. При закачке сульфатных вод, содержание сульфатвосстанавливающих бактерий в пластовых условиях проектируется сероводород в количестве 26 - 96 мг/л.

Газонасыщенность подземных вод 0,248 - 0,368 м³/т, снижается по мере удаления от нефтяных залежей. В составе растворённого в воде газа преобладает метан.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

2.1. Глубиннонасосное оборудование

Рассмотрим основные виды используемого оборудования по механизированному фонду скважин.

Штанговые насосы

Таблица 3

Скважинные насосы

Невставные	в % к фонду	Вставные	в % к фонду
НСН2-28	0,26	НСВ2-29	1,7
НСН2-32	6,7	НСВ2-32	54,6
НСН2-44	60,6	НСВ2-38	0,18
НСН2-57	9,3	НСВ2-44	5,09
НСН2-70	1,3	НСВ2-56	0,18
20-125-TNM-11-4	3,1	20-125R _{НАМ} -12	5,09
20-175-TNM-11-4	13,3	20-175R _{НАМ} -12	0,18
20-225-TNM-11-4	4,5	20-175R _{НМ} -12	34,2
20-275-TNM-11-4	0,94		

Скважинные штанговые насосы (СШН) представляют собой вертикальную конструкцию одинарного действия с шариковыми клапанами, неподвижным цилиндром и металлическим плунжером. Предназначены для откачки жидкости из нефтяных скважин, имеющих следующие показатели: температуру не более 403 К (103 °С), обводненность не более 99 % по объёму, вязкость не более 0,3 Па·с, минерализацию воды до 10 г/л, объёмное содержание свободного газа при приеме насоса не более 25 %, сероводорода не более 50 мг/л.

По способу крепления к колонне НКТ различают вставные (НСВ) и невставные (НСН) скважинные насосы.

Вставной насос в обратном виде спускается внутрь НКТ на штангах.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Крепление (посадка и уплотнение) НСВ происходит на замковой опоре, которая предварительно спускается на НКТ. Насос извлекается из скважины при подъеме только колонны штанг. Поэтому НСВ целесообразно применять при больших глубинах спуска.

Большое распространение в эксплуатационном фонде получили насосы НСВ2 с различными значениями дебита добываемой продукции 29, 32, 38, 44, 56 м³/сут. Насос НСВ1 включает в себя цилиндр, плунжер, замок, нагнетательный, всасывающий и противопесочный клапан. В отличие от НСВ1 насос НСВ2 имеет замок в нижней части цилиндра. Насос сажается на замковую опору нижним концом. Максимальная глубина спуска насосов НСВ2 составляет 2500-3000 метров. В насосе НСН2 в отличие от НСН1 нагнетательный клапан установлен на нижнем конце плунжера. Для извлечения всасывающего клапана без подъема НКТ используется ловитель (байнетный замок), который крепится к седлу нагнетательного клапана.

Штанги

Штанги предназначены для передачи возвратно- поступательных движений плунжеру насоса. Штанга представляет собой стержень круглого сечения с утолщенными головками на концах. Выпускаются штанги из легированной стали диаметром (по телу) 19,22,25 мм и длиной 8 метров. В ЦДН и Г №1 большое распространение получили штанги диаметром 19 и 22 мм (61 %), а также их комбинирование в двухступенчатые композиции.

Насосно-компрессорные трубы

Насосно-компрессорные трубы, применяемые для эксплуатации штанговыми насосами, изготавливаются в соответствии с ГОСТ 633-80. Они подразделяются на следующие виды:

- трубы гладкие
- остеклованные трубы

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

- трубы с оцинкованным покрытием

- трубы с полимерным покрытием

Для эксплуатации скважин штанговыми насосами применяются следующие виды труб: из них 2¹¹ - 4 %; остеклованные - 2,5¹¹ - 96 %; 2,5¹¹ - 78 %

Трубы всех типов исполнения, имеют длины:

1 группа - от 5,5 до 8,5 м

2 группа - свыше 8,5 до 10 м.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

2.2. Техника и оборудование применяемое для депарафинизации скважин

Для депарафинизации скважин применяют различное оборудование. Краткое их описание и технические характеристики приведены ниже.

Наиболее часто применяют для депарафинизации скважин метод промывки. При промывке микробиологическим раствором, нефтестиллятной смесью, дистиллятом используются автоцистерны и промывочные агрегаты.

Доставка промывочного раствора на скважину осуществляется в автоцистернах ЦР-7АП, АЦН-7,5-5334, АЦН-11-257, АЦ-15-5320/8350, АЦ-16П.

Таблица 4

Техническая характеристика автоцистерн

Автоцистерна	АЦН-11-257	АЦН-7,5-5334	ЦР-7АП
Транспортная база	КрАЗ-257Б1А	МАЗ-5334	КрАЗ-255
Грузоподъемность, т	12	7,2	7,5
Наибольшая скорость передвижения с полной нагрузкой, км/ч			
Тяговый двигатель-четырёхконтактный дизель	68	85	71
Номинальная мощность (при $n=2100 \text{ мин}^{-1}$), кВт	ЯМЗ-238	ЯМЗ-236	ЯМЗ-238
Вместительность цистерны			ЯМЗ-238
Центробежный насос	176,5	132	
Подача ($\text{дм}^3/\text{с}$) при напоре, м 70	11	7,5	176,5
48			7,5
Время заполнения жидкостью, мин		12,5	
Наиб. мощн, потреб. насосом, кВт	9	21	
Условн. диам. линии, мм			
всасывающей		6	
напорной		15	
Всасывающее устройство		100	
Высота всасывания, м			
Рабочий агент		50	
Размеры, мм		Эжектор	

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

длина		5	
ширина	9600	6950	8590
высота	2500	2500	2500
Масса, кг	2860	2870	3070
полная	22600	15325	19035
комплекта	11040	7450	10980

Для промывки скважин применяются самоходные насосные агрегаты: цементировочный агрегат ЦА-320М, насосные установки УН1-100х200,

УН1Т-100х200. Все агрегаты имеют трубки высокого давления с цилиндрической резьбой для быстрой сборки и разборки нагнетательной линии.

Таблица 5

Техническая характеристика ЦА-320 М

Монтажная база	КрА3-257
Силовая установка:	
марка	5УС-70
тип двигателя	ГА3-51
Наиб.мощн. при частоте вращ. вала дв-ля 2800мин ⁻¹ , л.с.	70
Насос марки	9Т
Наибольшая подача насоса, л/с.	23
Наибольшее давление, МПа	32
Водопадающий насос	1В
Наибольшая подача, л/с.	13
Наибольшее давление, МПа	1,5
Объём мерной ёмкости, м ³	6,4
Диам.проходн. сечения коллектора, мм	
приёмного	100
нагнетательного	50
Вспомогательный трубопровод	
число труб	6
общая длина, м	22
Масса агрегата, кг	
без заправки	16970
заправленного	17500
Габаритные размеры, мм	10425x2650x3225

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Техника и оборудование при паротепловой обработке

При паротепловой обработке используются специальная техника и оборудование, парогенераторные установки: отечественная ППГУ-4/120М с максимальной производительностью пара 4 т/ч и рабочим давлением 12 МПа, заграничные “Такума” и КСК.

Парогенераторная установка предназначена для выработки пара. Котлоагрегаты установок могут работать на природном газе или жидком топливе. Для предупреждения образования накипи на поверхности нагрева сырую воду перед подачей в котел осветляют и обессоливают в специальных фильтрах.

Таблица 6

Техническая характеристика парогенераторной установки ППГУ-4/120М

Теплопроизводительность по отпускаемому пару, кВт/ч	2,32
Давление на выходе из парогенератора, МПа	
максимальное	13,2
рабочее	6-12
Давление пара на выходе из установки. МПа	0-12
Степень сухости пара, %	80
Расход пара на скважину, кг/с	0,55-1,11
Установленная электрическая мощность, кВт	75
Вместимость осн. топливного бака, л	1000
Вместимость бака воды. л	5000
Метод деаэрации	термический
Масса установки, кг	39700
Масса блока парогенератора, кг	29500
Габариты, мм	
парогенератора	12080x3850x3200
водоподготовки	6250x3850x3200

Установка ППУА-1200/100

Предназначена для депарафинизации скважин, промышленных и магистральных нефтепроводов, замороженных участков наземных

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

коммуникаций в условиях умеренного климата. Можно использовать так же при монтаже и демонтаже буровых установок и при прочих работах для обогрева оборудования.

Включает в себя парогенератор, водяную, топливную и воздушную системы, привод с трансмиссией, кузов, электрооборудование и вспомогательные узлы. Оборудование установки смонтировано на раме, закрепленной на шасси автомобиля высокой проходимости КрАЗ-255Б или КрАЗ-257, и накрыто металлической кабиной для предохранения от атмосферных осадков и пыли.

Привод основного оборудования осуществляется от тягового двигателя автомобиля, управление работой установки - из кабины водителя.

Таблица 7

Техническая характеристика ППУА- 1200/100

Монтажная база	Шасси авт. КрАЗ 255Б или КрАЗ 257
Максимальная температура °С	310
Максимальное давление пара, МПа	10
Применяемое топливо	Дизельное
Максимальный расход топлива, кг/ч	83,2
Ресурс работы установки (по запасу воды на максимальной производительности) ч	3,5
Масса (с заправочными емкостями), кг	19200 или 18380

Агрегаты АДПМ

Предназначены для депарафинизации скважин горячей нефтью. Агрегат, смонтирован на шасси автомобиля КрАЗ 255Б1А, включает в себя нагреватель нефти, нагнетательный насос, системы топливо и воздухоподачи к нагревателю, систему автоматики и КИП, технологические и вспомогательные трубопроводы.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Привод механизмов агрегата - от двигателя автомобиля, где размещены основные контрольно- измерительные приборы и элементы управления.

Таблица 8

Техническая характеристика агрегатов АДПМ-12/150 и 2АДПМ-12/150

Подачи по нефти м ³ /ч	АДПМ-12/150	2АДПМ-12/150
Максимальная температура нагрева нефти °С	12	12
безводной	150	150
Рабочее давление пара на выходе. МПа	122	122
Теплопроизводительность агрегата гДж	13	13
	3,22	3,22

Нефть, подвозимая в автоцистернах, закачивается насосом агрегата и прокачивается под давлением через нагреватель нефти, в котором она нагревается до необходимой температуры. Горячая нефть подается в скважину, где расплавляет отложения парафина и выносит их в промышленную систему сбора нефти

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

2.3. Выбор оборудования для подачи реагента (ингибитора)

Существуют два основных способа подачи реагента в обрабатываемую систему: непрерывное (периодическое) дозирование и разовая обработка.

Наиболее эффективным способом является непрерывное дозирование, обеспечивающее постоянный контакт реагента с обрабатываемой системой и частично предупреждающее образование АСПО. Однако этот способ требует обвязки специального оборудования на устье каждой скважины (насос – дозатор, емкость для реагента, поршневой насос для смешения, манифольд и др.).

УДЭ и УДС можно применять также для борьбы с солеотложением, коррозией оборудования нефтяных скважин и внутрискважинной деэмульсации нефти.

Электронасосная дозировочная установка УДЭ в зависимости от дозировочного насоса имеет четыре типоразмера: УДЭ 0,4/6,3; УДЭ 1/6,3; УДЭ 1,6/6,3; УДЭ 1,9/6,3. Установки комплектуются специальными дозировочными насосами: НД 0,4/6,3 К14В; НД 1/6,3 К14В; НД 1,6/6,3 К14В; НД 1,9/6,3 К14В. Они обеспечивают максимальные подачи реагента 0,4; 1; 1,6 и 1,9 л/ч при максимальном давлении нагнетания 6,3 МПа. Потребляемая мощность насоса 0,5 кВт, масса 32 кг.

Установка имеет бак на 450 л; габаритные размеры установки 1230x690x1530 мм, масса 220 кг, рабочая температура 223 – 318 К.

Принцип работы УДЭ заключается в следующем. Реагент из бака 5 через фильтр 6 по всасывающему трубопроводу 11 поступает в плунжерный насос – дозатор 13 и по нагнетательному трубопроводу 14 подается в затрубное пространство скважины. Подача регулируется изменением длины хода плунжера.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

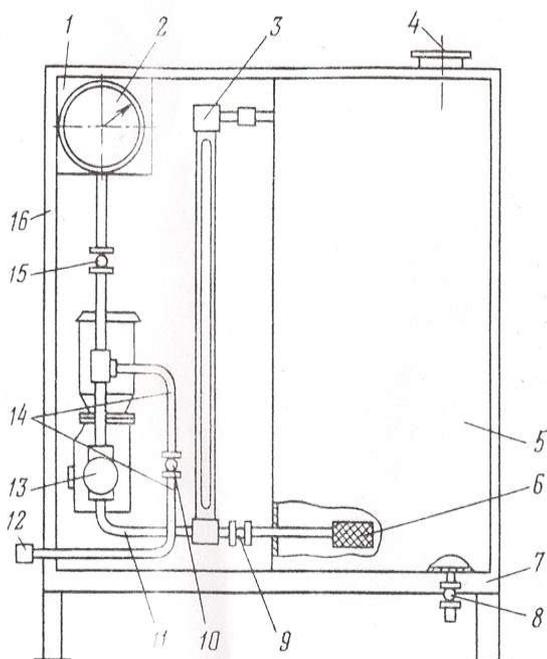


Рис. 1 Дозировочная установка УДЭ. 1- дозировочный блок, 2 – электроконтактный манометр, 3- указатель уровня, 4- заливная горловина, 5 – бак, 6 – фильтр, 7 – рама, 8 – сливной вентиль, 9, 10, 15 – вентили, 11 - всасывающий трубопровод, 12 – обратный клапан, 13 – электронасосный агрегат, 14 – нагнетательный трубопровод, 16 – кожух.

Комплектная дозировочная установка УДС с приводом от станка-качалки располагается на СК. Её нагнетательный трубопровод присоединяется к затрубному пространству скважины, а рычаг дозировочного насоса посредством гибкой тяги к балансиру СК. Подача устанавливается регулятором длины хода плунжера насоса и изменением мест крепления тяги к рычагу насоса и к балансиру СК. Подача дозировочного насоса составляет 0,04-0.63 л/с; давление нагнетания 6,3 МПа; вместимость бака 250 л, габаритные размеры 1500 x 730 x 735 мм, масса 145 кг.

По сравнению с другими дозировочными установками УДС-1 обеспечивает большую точность регулирования подачи, имеет более

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

простую конструкцию, она безопасна (снабжена предохранительным устройством и не питается электрическим током) и удобна в эксплуатации.

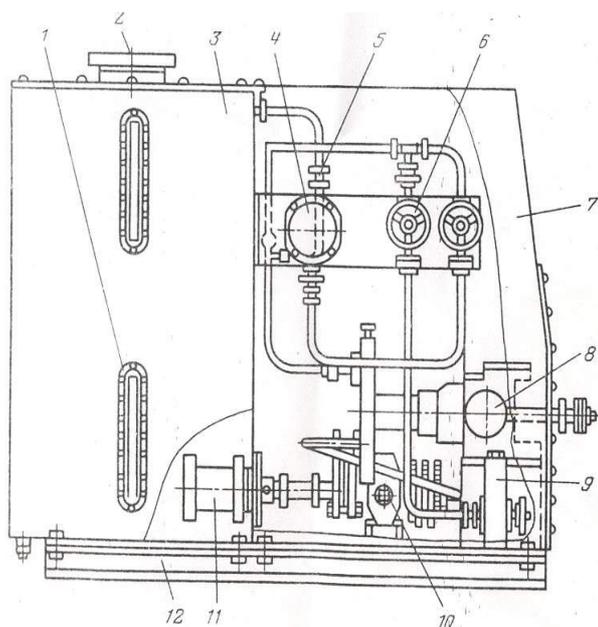


Рис. 2 Дозировочная установка УДС. 1 – указатель уровня, 2 – горловина, 3 – бак, 4 – манометр, 5 – предохранительный клапан, 6 – вентиль, 7 – кожух, 8 – насос дозировочный, 9 – обратный клапан, 10 – трехходовой клапан, 11 – фильтр, 2 – рама.

Периодическое дозирование может осуществляться при использовании перечисленного выше оборудования или с помощью специального устройства для ввода реагента под давлением, первый случай имеет те же недостатки что и непрерывное дозирование. Во втором случае затрубное пространство перекрывают задвижкой 3, открывают вентиль 6 для сброса газа из емкости 4, снимают заглушку 5, закрывают вентиль 6, заливают реагент в емкость 4, закрепляют заглушку и открывают задвижку 3; реагент поступает в затрубное пространство.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил	Асадов А					
Руководит	Сатторов М.О.					

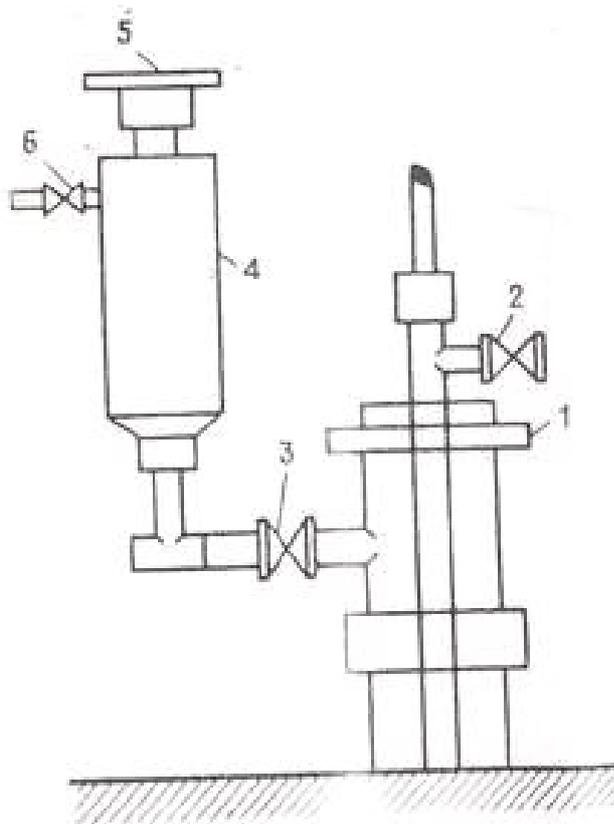


Рис. 3 Принципиальная схема устройства ввода реагента в затрубное пространство по давлению: 1 – устьевая арматура, 2 – выкидная задвижка, 3 – задвижка затрубного пространства, 4 – резервуар для реагента, 5 – заглушка, 6 – вентиль.

При этом способе подачи реагента обслуживание упрощается, но снижается эффективность действия реагента.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

3.1. Основные сведения о составе АСПО и условия их образования на нефтепромысловом оборудовании

Основные исследования механизма образования отложений парафина были выполнены в 50 - 60 годах, когда на крупнейших отечественных месторождениях нефти добывалась в основном безводная продукция и проблема образования парафиновых отложений стояла очень остро.

На поздней стадии разработки нефтяных месторождений изменились геолого-технические условия добычи нефти, и расширилась область возможного формирования отложений.

Асфальто-смолопарафиновые отложения (АСПО) в условиях высокой обводненности скважин при низких забойных давлениях образуются в соответствии со следующей теоретической моделью.

Единственным источником возникновения асфальто-смолопарафиновых отложений являются молекулы парафина растворенные в нефти и выстраивающие кристаллическую решетку твердой фазы.

Кристаллы парафина, образующие плотные отложения на поверхности при снижении температуры на ней ниже температуры кристаллизации.

На поздней стадии разработки увеличивается глубина формирования АСПО, что обусловлено интенсивным снижением пластовой температуры за счет большого количества холодной воды, а, следовательно, общем снижении теплового потока.

Например: пластовая температура в начале разработки Лялмикарского месторождения составляла 41°C , а максимальное её значение, зафиксированное в 1997 году, равно 33°C .

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Появление газовой фазы в потоке, с одной стороны увеличивает удельный объём контактирующего со стенками нефтепромыслового оборудования носителя парафина (нефти), улучшая условия для формирования отложений парафина за счет более интенсивной подпитки материалом растущих кристаллов, с другой, повышает турбулизацию потока. Теплоотдача потока при этом резко возрастает, что уменьшает температуру поднимающейся нефти.

В процессе разработки залежей при заводнении состав пластовой нефти значительно изменяется. При контактировании с водой такие компоненты растворенного в нефти газа, как азот и метан, переходят в вытесняющую воду. В результате снижается давление насыщения нефти газом, повышаются плотность и вязкость, а так же относительное содержание высокомолекулярных компонентов в нефти. Наличие асфальто-смолистых веществ в нефти значительно влияет на процесс кристаллизации. В присутствии смол и асфальтенов происходит глубокое изменение формы и структуры кристаллов. Адсорбция асфальто-смолистых веществ на поверхности кристалла приводит к возникновению дендритных структур большого объёма и низкой плотности, свободные полости которых заполнены нефтью. Таким образом, увеличение содержания смолистых веществ в составе нефти изменяет форму и структуру образующихся АСПО. Присутствие воды в добываемой продукции обуславливает проявление факторов, влияющих на формирование данных отложений.

Таким образом, на поздней стадии разработки нефтяных месторождений, характеризуемой высокой обводненностью скважин, значительно изменяются условия и механизм доставки носителя парафина (нефти) в область формирования отложений, а механизм формирования самих отложений не меняется.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

3.2. Основные методы борьбы с АСПО и анализ их эффективности

Применяются механические, химические, тепловые и физические методы борьбы с АСПО, а также их комбинации, причем комбинациями различных методов охвачено более 75 % фонда скважин. Применение методов борьбы с АСПО на скважинах представлено в таблице 9.

Таблица 9

Применение методов борьбы с АСПО на скважинах, оборудованных УШГН

Методы борьбы с АСПО	Фонд скважин с УГШН, осложненный формированием АСПО		Ремонты по причине АСПО	
	Всего	% от осложненного фонда с УГШН	Всего	Отношен. ремонт. к соответс фонду
Фонд скважин с УГШН, осложненный формированием АСПО	621	100	81	0,130
1. Применение штанг с наплавленными центраторами, в т.ч. - с центраторами - депарафинизаторами с остеклованными НКТ, в т.ч. - с промывками - с магнитными депарафинизаторами - с микробиологическими обработками;	242 202 143 8 11	39,5 32,5 23,0 1,3 1,8	29 25 - 5 -	0,120 0,124 - 0,625 -
- с центраторами - депарафинизаторами в комбинации со скребками- центраторами завода "Радиоприбор, в т.ч. - с промывками; - со скребками- центраторами " ИрН"	14 8 26	2,3 1,3 4,2	1 - 3	0,071 - 0,115
2. Применение футерованных НКТ в т.ч. - с полимерным покрытием DPS БМЗ, в т.ч. - с центраторами - депарафинизаторами Н - с промывками ; - остеклованных,	326 4 1 2 322	52,5 0,6 0,2 0,3 51,9	45 - - - 45	0,138 - - - 0,140

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

в т. ч- с промывками	284	45,7	3	0,011
- с магнитными депарафинизаторами	4	0,6	1	0,250
- с микробиологическими обработками	3	0,5	-	-
Выполнение микробиологических обработок	4	0,6	1	0,250
Использование магнитных депарафинизаторов	2	0,3	2	1,000

Механический метод для борьбы с отложениями АСПО

Применение скребков центраторов депарафинизаторов

При эксплуатации скважин ШГНУ основным способом борьбы с АСПО является механический, т.е. использование штанг с наплавленными центраторами - депарафинизаторами производства (рис 4), наплавленными скребками - центраторами производства (рис 5), плавающими скребками-центраторами завода, использование стеклопластиковых штанг и различных покрытий НКТ. Фонд скважин, обеспеченный защитой такого типа, составляет 91,5 % от осложненного формированием АСПО фонда скважин, оборудованных УШГН.

Использование штанг со скребками центраторами депарафинизаторами основан на создании критических скоростей движения нефтяных эмульсий в НКТ (центраторами, создающими скорости выше критической при которой не происходит отложения парафина на стенках НКТ и теле штанг). Критические скорости потока создаются за счет заданного кольцевого сечения между стенками НКТ и центратором цилиндрической формы (рис. 4) неподвижно наплавленного на тело штанги.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

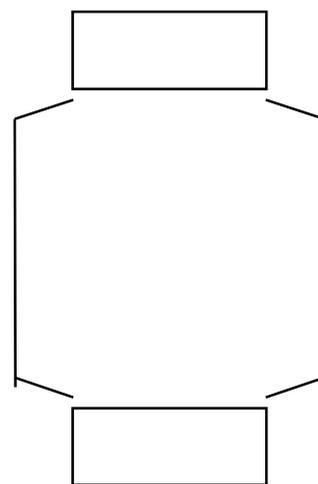
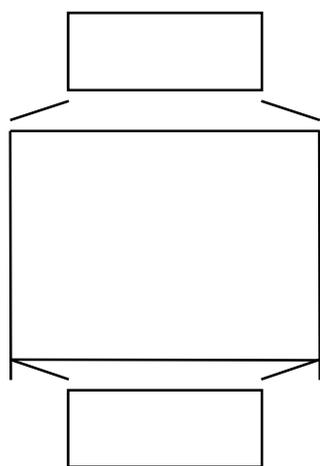


Рис. 4. Цилиндрический центратор Рис. 5. Центратор из полиамидной смолы

В последнее время начали применять новые виды скребков центраторов депарафинизаторов из полиамидной смолы (рис 5). Очистка от парафина металлических поверхностей НКТ и штанг достигается при определенном и строго заданном угле наклона режущих кромок скребка, при его возвратно- поступательных и вращающихся движениях. Косые пазы, выполнены по периметру рабочей поверхности скребка обеспечивают достаточный проток жидкости. В зависимости от размеров труб и штанг меняется размер скребков центраторов-депарафинизаторов.

Срок службы скребков центраторов-депарафинизаторов (по паспорту) составляет 5-7 лет. Оснащение колонн штанг скребками центраторами депарафинизаторами в больших объемах дает возможность сократить объем дорогостоящих обработок химическими реагентами, число текущих ремонтов скважин из - за запарафинивания глубинно-насосного оборудования, средний МРП эксплуатации скважин оборудуемые УШГН, превысил 700 суток. Штанги с наплавленными центраторами - депарафинизаторами используются в комплекте с остеклованными НКТ, ими оснащены 226 скважин, или 36,4 % осложненного фонда скважин, эксплуатируемых УШГН. Причем на 14 скважинах дополнительно внедрены

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

плавающие скребки- центраторы завода. Кроме того, 151 скважина, на которых применяется данный метод защиты от формирования АСПО, 1-2 раза в год промываются дистиллятом или дистиллятом в композиции с нефтью. Штанги с наплавленными скребками- центраторами внедрены на 26 скважинах (4,2 %). Штанги с центраторами - депарафинизаторами и наплавленными скребками- центраторами спускаются на глубину от 240 до 1200 метров. Скважины, оборудованные наплавленными скребками-центраторами эксплуатируются со штанговращателями.

Применение покрытий для борьбы с АСПО

Покрытия труб эпоксидными смолами

Преимущество такого покрытия состоит в том, что увеличивается межочистной период работы скважин, оборудованных трубами с покрытиями за счет того, что кристаллы асфальто-смолопарафиновых отложений имеют плохую адгезию с покрытием. Внутренняя поверхность НКТ защищается покрытием от воздействия коррозии при добыче высокообводненной нефти.

Недостатками покрытия являются: истирание покрытия штанговой колонной, отслоение покрытия при пропарке труб, засорение скважин отслоившимся покрытием, засорение клапанов насосов покрытием, истирание покрытия центраторами.

Покрытие труб стеклогранулянтном

В качестве основного вида защитного покрытия НКТ применяется стекло. Остеклование внутренней поверхности НКТ проводится в цеху антикоррозионного покрытия труб. С 1993 года НКТ стали покрывать гранулированным стеклом, что позволило заметно улучшить прочностные качества покрытия, увеличить срок службы НКТ, уменьшить количество подземных ремонтов по причине засорения насосов осыпающимся стеклом.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Остеклованными НКТ оснащены 524 скважины, причем, как отмечалось выше, 202 скважины в комплекте с центраторами - депарафинизаторами. Необходимо отметить, что из 322 скважин, на которых спущены только остеклованные НКТ, на 284 скважинах в качестве дополнительного метода применяются промывки и обработки различного типа.

Адгезия стекла к стенке НКТ при $T = 850^{\circ}\text{C}$ хорошая, что позволяет эксплуатировать НКТ, как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах, а также позволяет производить пропарку НКТ без последствий для покрытия.

В 1998 - 99 годах на 4 скважинах были внедрены НКТ с полимерным покрытием DPS БМЗ. На одной скважине НКТ с данным типом спущены в комбинации со штангами наплавленными центраторами - депарафинизаторами. На двух скважинах проводятся разовые дистиллятные промывки.

Применение стеклопластиковых штанг

С декабря 1995 года начали внедрять стеклопластиковые штанги. В течение 1995-1996 года они были внедрены на 14 скважинах, как девонских, так и сернистых скважинах с различной обводненности, добываемой продукции.

Опыт в эксплуатации стеклопластиковых штанг показал их хорошие прочностные и эксплуатационные характеристики, по сравнению со стальными штангами, нагрузка на головку балансира снизилась на 25 %. Положительными факторами в работе стеклопластиковых штанг является то, что центраторы хорошо армируются на теле штанг, а так же не подвержены коррозии в скважинах с большим содержанием сероводорода и высокой обводненностью добываемой продукции.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

В качестве эксперимента была закуплена партия стеклопластиковых штанг. СПНШ изготавливаются из сплетенных жгутов стеклонитей, пропитанных эпоксидной смолой.

Штанги состоят из двух головок и стеклопластикового стержня, которые крепятся между собой с помощью эпоксидной смолы.

Таблица 10

Техническая характеристика СПНШ

Номинальный диаметр по телу	19 мм
Длина	8000-8500 м
Плотность	2,00г/см ³
Разрушающее напряжение при растяжении	760 МПа
Усталостная прочность (количество циклов до разрушения)	1,2·10 ¹² (у стальных) 1,05·10 ⁸
Эксплуатация и хранение при Т	от -50° до +90°С

Физические методы для борьбы с отложениями АСПО

Магнитные депарафинизаторы типа МОЖ-22Ш были внедрены на 17 скважинах (в 1997 году - на 7 скважинах, в 1999 году - на 10 скважинах) В качестве основного метода борьбы с АСПО магнитные депарафинизаторы были использованы на трех скважинах на 4 скважинах - в комбинации с остеклованными НКТ и на 10 скважинах - в комбинации со штангами центраторами - депарафинизаторами.

За период с октября 1997 года, когда началось внедрение магнитных депарафинизаторов, по октябрь 1999 года на данной категории скважин было проведено 16 подземных ремонтов по причине АСПО, причем на 3 скважинах по два ремонта. На скважинах, где магнитные депарафинизаторы были использованы в качестве основного метода борьбы с АСПО без применения других методов, межочистой период составил 50-110 суток и при подземных ремонтах по причине АСПО они были извлечены. На остальных скважинах межочистой период составил от 80 до 360 суток.

Анализ применения магнитных депарафинизаторов в качестве самостоятельного метода борьбы с АСПО и в комбинации с другими

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

методами показал неэффективность данного метода и отказ от его применения в дальнейшем.

Химические методы для борьбы с отложениями АСПО

Применение промывок различного типа

В качестве дополнительного метода борьбы с АСПО на 77,9% осложненного фонда скважин, эксплуатируемых УШГН, используются промывки различного типа (дистиллятом, дистиллятом в комбинации с нефтью, горячей нефтью).

В качестве растворителя используется нефтяной дистиллят, как собственного производства.

Более 58 % всех проведенных в 2001 году обработок составили промывки дистиллятом в комбинации с нефтью. Содержание нефти в растворе при этом составляет от 20 до 50 %. Выбор концентрации осуществляется технологическими службами нефтепромыслов с учетом скважинных условий.

Всего промывками охвачено скважины с периодичностью промывок 2-3 раза в год. Объем разовой дистиллятной обработки составляет в среднем 8 м³.

Схема размещения оборудования при промывке скважин нефтедистиллятной смесью

Применение ингибиторов различного типа

Наиболее эффективным методом борьбы с парафином является химический метод, который основан на добавке в поток жидкости при помощи агрегатов ЦА 320 М и АКПП -500, ДРС и ДРП-1, а также УДЭ и УДС, химических реагентов способных гидрофилизации стенок труб, увеличению числа центров кристаллизации парафина в потоке, повышению дисперсности частиц парафина в нефти.

Таковыми растворителями могут быть водо- и нефтерастворимые ПАВ.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Существует множество типов отечественных и импортных ингибиторов для предотвращения и удаления отложений парафина. Большинство реагентов способствует так же предупреждению образования или разрушению водонефтяных эмульсий. Наиболее эффективные реагенты СНПХ - 7202, 7204, 7400.

Наибольшее распространение на промыслах получил ингибитор СНПХ-7212 М, который закачивается в затрубное пространство скважин при помощи устьевых дозаторов УЭД и УДС из расчета 100-200 г/т нефти.

Ингибиторы парафиноотложений можно дозировать в скважины при помощи глубинных дозаторов ДСИ-107. Скважинный дозатор ДСИ-107, предназначен для подачи водо-нерастворимых ингибиторов на приём штангового насоса. Дозатор может, применяться в скважинах с обводненностью продукции не менее 10 % при температуре рабочей среды от 283 до 373 К (10- 100⁰С). Плотность применяемого ингибитора должна быть ниже плотности воды не менее чем на 50 кг/м³, а кинематическая вязкость - не более 450 м²/с. Дозатор обеспечивает непрерывную подачу химреагента в пределах от 0,1 до 40 л/сут.

Эксплуатация дозатора состоит в следующем: определяются необходимый объём химреагента, длина колонны НКТ для размещения ингибитора и диаметр втулки дозатора для установления режима его работы. На скважину завозят расчетное количество ингибитора и НКТ. Из скважины извлекается насосное оборудование.

Спускается в скважину колонна НКТ расчетной длины, нижний конец которой снабжен заглушкой и пробкой.

Определяется плотность ингибитора (денсиметром) и вязкость его (вискозиметром) при температуре среды на глубине подвески дозатора в скважине, содержание воды в продукции скважины по данным предыдущей эксплуатации скважины.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

При условии соответствия параметров раствора ингибитора расчетным, химреагент заливается в колонну НКТ.

Помещается втулка в камеру и заворачивается корпус в корпус. Присоединяют дозатор к колонне НКТ, предварительно ввернув трубку в нижний конец гидролинии, и устанавливают фильтр на нижнем конце нагнетательной гидролинии. Присоединяют насос к дозатору.

Спуск штангового насоса с дозатором в скважину производится в обычном порядке на необходимую глубину.

Подъем оборудования, и извлечение его из скважины производится в порядке, обратном спуску. При этом для подъема труб без жидкости необходимо слить их содержимое, сбив полую пробку сбрасыванием металлического лома в колонну НКТ после отсоединения от нее дозатора.

Работу дозатора в скважине следует контролировать по изменению дебита скважины, величине нагрузки на головку балансира СК, химическими анализами устьевых проб добываемой жидкости.

Длину колонны НКТ для заливки раствора ингибитора целесообразно подобрать с таким расчетом, чтобы повторная заправка химреагентом производилась при очередном текущем ремонте скважины.

В зимнее время на ряде удаленных скважин применяются обработки ингибитором парафиноотложения ТНПХ - 1А в объеме 20-30 литров на скважину с периодичностью 1 раз в месяц.

Тепловые методы, применяемые для борьбы с отложениями АСПО

Если интенсивность отложения парафина невелика, то при каждом подземном ремонте поднимают трубы на поверхность и удаляют из них парафин пропариванием с помощью ППУ.

Очистка скважин, оборудованных ШГН от парафина производится за счет тепловой энергии пара, закачиваемое в затрубное пространство

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

скважин. При этом происходит расплавление парафина находящегося в НКТ и вынос его из скважины. Настоящая технология предусматривает соблюдение следующих требований:

- периодичность очистки и количество ППУ корректируется старшим технологом промысла;
- очистка скважины от парафина при работающем СГН, при остановленном из-за отложений парафина;
- закачка пара в затрубное пространство производится после предварительного прогрева манифольда до температуры 100-150 °С;
- при очистке от парафина заклиненных скважин полированный шток устанавливается в верхнее положение, а головка балансира в нижнее положение. После того, как шток уйдет вниз, начинается попытки расхаживания штанговой колонны.

В настоящее время стремятся отказаться от тепловых методов борьбы с АСПО из-за высокой энергоемкости.

Экспериментальные исследования и расчеты распределения температуры по стволу скважины при проведении горячей промывки при помощи АДП показывают, что при глубине спуска насоса, равной 1200 метров, температура, необходимая для расплавления парафина (30-40°С) достигает глубины 1400-1450 метров. Особенно затруднена промывка через насосы малого диаметра (28-32 мм) из-за малого проходного сечения в клапанных узлах.

Для снижения затрат и повышения эффективности горячих промывок насосного оборудования в компоновку колонны НКТ на глубине около 1500 метров включают обратный клапан.

В существующих условиях передвижные парогенераторные установки применяются редко и только в тех случаях, где использование других методов невозможно по технологическим причинам.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

4.1. Расчет потерь теплоты по стволу скважины при паротепловой обработке

Исходные данные: диаметр НКТ $d = 0,062$ м; суммарный коэффициент теплопередачи $K = 666,2$ кДж/м²Кч; средний коэффициент теплопроводности горных пород $\lambda = 1,02$ кДж/мКч; время прогрева $t = 3$ час.; потеря теплоты в породе в функции времени за время прогрева $f(\tau) = 3,78$; температура рабочего агента (пара) на устье скважины $T_0 = 468$ К; среднегодовая температура воздуха $\vartheta_0 = 275$ К; глубина интервала закачки рабочего агента $H = 3300$ м; геотермический градиент $\sigma = 0,0154$ К/м;

Определим потери теплоты по стволу скважины

$$Q = 2\pi r K \lambda / [\lambda + r K f(\tau)] \cdot [(T_0 - \vartheta_0)H - \sigma H^2 / 2]$$

$$Q = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,031 \cdot 666,2 \cdot 1,02 / (1,02 + 0,031 \cdot 666,2 \cdot 3,78) \cdot [(468 - 275) \cdot 3300 - (0,0154 \cdot 3300^2) / 2] = 400000 \text{ кДж/ч.} = 400 \text{ МДж/ч.}$$

Суммарные потери теплоты за время прогрева:

$$Q_c = Q \cdot t;$$

$$Q_c = 400 \cdot 3 = 1200 \text{ МДж} = 1,2 \text{ ГДж.}$$

Общее количество теплоты подведенное к скважине:

$$Q' = i \cdot G$$

Где i - энтальпия пара при температуре 468 К и давлении 1,2 МПа,

$i = 2820$ кДж/кг; G - массовый расход закачиваемого пара, $G = 4200$ кг;

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

$$Q' = 2820 \cdot 4200 = 11844000 \text{ кДж} = 11,844 \text{ ГДж};$$

Определяем количество теплоты дошедшей до забоя;

$$Q'' = Q' - Q_c;$$

$$Q'' = 11,844 - 1,2 = 10,644 \text{ ГДж};$$

Потери теплоты составляют:

$$\eta = Q_c \cdot 100\% / Q'$$

$$\eta = 1,2 \cdot 100\% / 11,844 = 10,13 \%$$

В настоящее время стремятся отказаться от тепловых методов борьбы с АСПО из-за высокой энергоемкости.

Гидравлический расчет промывки скважины нефтестиллятной смесью

Исходные данные:

$H_{\text{забой}} = 3620 \text{ м}$ - искусственный забой,

Диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{экс. к}} = 146 \text{ мм}$,

Диаметр НКТ $d_{\text{НКТ}} = 73 \text{ мм}$,

Диаметр штанг $d_{\text{шт.}} = 22 \text{ мм}$,

НН2Б – 44,

Плотность дистиллята $\rho_d = 707 \text{ кг/м}^3$,

$Q = 8 \text{ м}^3$, $V=0 \%$.

Техника для промывки:

ЦА - 320; $d_{\text{поршня}} = 100 \text{ мм}$; $N = 180 \text{ л/с}$

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Производительность агрегата:

1 скорость - 1,4 л/с 2 скорость - 2,55 л/с

3 скорость - 4,8 л/с 4 скорость - 8,65 л/с

Расчет гидравлического сопротивления при движении дистиллята в кольцевом пространстве.

$$P_1 = \lambda \cdot (H_{\text{НКТ}} \cdot \rho_{\text{Д}}) / (D_{\text{экс.к}} - d_{\text{НКТ}}) \times (v_{\text{н}}^2 / 2), \text{ Па}$$

где: λ - коэффициент трения, $\lambda = 0,035$;

$H_{\text{НКТ}}$ - длина колонны НКТ, м;

$v_{\text{н}}$ - скорость нисходящего потока жидкости, м/с;

$\rho_{\text{Д}}$ - удельный вес дистиллята, кг/м³;

$D_{\text{экс.к}}$ - диаметр эксплуатационной колонны, м;

$d_{\text{НКТ}}$ - диаметр НКТ, м;

При работе на 1 скорости:

$$P_1 = 0,035 \cdot (3450 \cdot 707) / (0,146 - 0,073) \times (0,17^2 / 2) = 0,0085 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

на 2 скорости:

$$P_1 = 0,035 \cdot (3450 \cdot 707) / (0,146 - 0,073) \times (0,37^2 / 2) = 0,08 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

на скорости 3:

$$P_1 = 0,035 \cdot (3450 \cdot 707) / (0,146 - 0,073) \times (0,53^2 / 2) = 0,165 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

на скорости 4:

$$P_1 = 0,035 \cdot (3450 \cdot 707) / (0,146 - 0,073) \times (1,03^2 / 2) = 0,626 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

2. Гидравлическое сопротивление по уравновешиванию столбов жидкости в НКТ и колонне:

$$P_2 = (\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{Д}}) \cdot g \cdot H_{\text{НКТ}},$$

где: $\rho_{\text{н}}$ - плотность нефти.

С достаточной точностью для расчетов

$$P_2 = (820 - 707) \cdot 9,81 \cdot 3450 = 3,824 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

3. Гидравлическое сопротивление в трубах НКТ:

$$P_3 = \varphi \cdot \lambda_{\text{НКТ}} \cdot H_{\text{НКТ}} \cdot \rho_{\text{Д}} \cdot v_{\text{в}}^2 / [2(d_{\text{ВН}} - d_{\text{ШТ.}})]$$

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

где: φ - коэффициент, учитывающий потери на местных сопротивлениях при движении дистиллята в НКТ, $\varphi = 1,1$;

$\lambda_{\text{НКТ}}$ - коэффициент трения в НКТ, $\lambda_{\text{НКТ}} = 0,04$;

$d_{\text{ВН}}$ - внутренний диаметр НКТ, м;

$d_{\text{ШТ}}$ - диаметр штанг, м;

$v_{\text{в}}$ - скорость восходящего потока, м/с;

на 1 скорости:

$$P_3 = 1,1 \cdot 0,04 \cdot 3450 \cdot 707 \cdot 0,4^2 / [2 \cdot (0,062 - 0,022)] = 0,214 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

на 2 скорости

$$P_3 = 1,1 \cdot 0,04 \cdot 3450 \cdot 707 \cdot 0,8^2 / [2 \cdot (0,062 - 0,022)] = 0,859 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

на скорости 3

$$P_3 = 1,1 \cdot 0,04 \cdot 3450 \cdot 707 \cdot 1,6^2 / [2 \cdot (0,062 - 0,022)] = 3,434 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

на скорости 4

$$P_3 = 1,1 \cdot 0,04 \cdot 3450 \cdot 707 \cdot 2,91^2 / [2 \cdot (0,062 - 0,022)] = 11,364 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Гидравлические сопротивления на выходе агрегата ЦА-320 при обратной промывке ничтожно малы, при расчете их не используют.

5. Давление на выкиде насоса:

$$P_{\text{в}} = P_1 + P_2 + P_3;$$

На 1 скорости:

$$P_{\text{в}} = 0,0085 \cdot 10^6 + 3,824 \cdot 10^6 + 0,214 \cdot 10^6 = 4,0471 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

На 2 скорости:

$$P_{\text{в}} = 0,08 \cdot 10^6 + 3,824 \cdot 10^6 + 0,859 \cdot 10^6 = 4,763 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

На 3 скорости:

$$P_{\text{в}} = 0,165 \cdot 10^6 + 3,824 \cdot 10^6 + 3,434 \cdot 10^6 = 7,423 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

На 4 скорости:

$$P_{\text{в}} = 0,626 \cdot 10^6 + 3,824 \cdot 10^6 + 11,364 \cdot 10^6 = 15,814 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

6. Рассчитываем мощность насоса:

$$N = P_{\text{в}} \cdot Q / \eta,$$

где η - К.П.Д насоса,

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

$$\eta = 0,65;$$

на 1 скорости:

$$N = 4,071 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot 1,4 / 0,65 = 8,77 \text{ кВт};$$

на 2 скорости:

$$N = 4,071 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot 2,55 / 0,65 = 15,97 \text{ кВт};$$

на 3 скорости:

$$N = 4,071 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot 4,8 / 0,65 = 30,05 \text{ кВт};$$

на 4 скорости:

$$N = 4,071 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot 8,65 / 0,65 = 54,15 \text{ кВт}.$$

7. Использование максимальной мощности:

$$K = \frac{N \cdot 100\%}{N_{\max}}$$

где максимальная мощность насоса $N_{\max} = 130 \text{ кВт}$;

на 1 скорости:

$$K = 8,77 \cdot 100 / 130 = 6,7\%;$$

на 2 скорости:

$$K = 15,97 \cdot 100 / 130 = 12,2\%;$$

на 3 скорости:

$$K = 30,05 \cdot 100 / 130 = 23,04\%;$$

на 4 скорости:

$$K = 54,15 \cdot 100 / 130 = 41,53\%.$$

8. Скорость подъёма дистиллята в Н.К.Т.

$$v_{\text{п}} = v_{\text{в}}$$

на 1 скорости $v_{\text{п}} = 0,4 \text{ м/с}$

на 2 скорости $v_{\text{п}} = 0,8 \text{ м/с}$

на 3 скорости $v_{\text{п}} = 1,6 \text{ м/с}$

на 4 скорости $v_{\text{п}} = 2,91 \text{ м/с}$

где значения $v_{\text{в}}$ выбраны по таблице X.2

9. Продолжительность подъёма дистиллята в НКТ с разрыхлением парафина и его выносом:

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

$$t = H_{\text{НКТ}} / v_{\text{п}}$$

на 1 скорости:

$$t = 3450 / 0,4 = 8625 \text{ сек.} = 143,75 \text{ мин.};$$

на 2 скорости:

$$t = 3450 / 0,8 = 4312,5 \text{ сек.} = 71,87 \text{ мин.};$$

на 3 скорости:

$$t = 3450 / 1,6 = 2156,25 \text{ сек.} = 35,98 \text{ мин.};$$

на 4 скорости:

$$t = 3450 / 2,91 = 1185,57 \text{ сек.} = 19,76 \text{ мин.}$$

Применяется для промывки скважин нефтестиллятной смесью комплекты из агрегата ЦА-320 на базе КрАЗ-257 и автоцистерны на базе КамАЗ - 5220 емкостью 8 м³.

Из гидравлического расчета промывки скважины видно, что оптимальный режим работы агрегата осуществляется на 3 скорости, т.к. при этом режиме происходит наилучшее вымывание парафина с НКТ и соблюдаются технические условия безопасности работы с горючим материалом - давление выкида насоса меньше или равно 7 МПа.

Из условий наименьших гидравлических сопротивлений промывку желательно начинать на 1 скорости, производительностью 1,4 л/с, с постепенным наращиванием расхода (т.е. переходом на 2-3 скорости)

Продолжительность промывки на 3 скорости (объем 8 м³) составит 35,98 минут. При окончании промывки в обратной последовательности опускаемся до 1 скорости и заканчиваем промывку.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

4.2. Расчет корпуса резервуара для реагента

Определим габаритные размеры корпуса резервуара:

При внутреннем диаметре корпуса резервуара $D = 300 \text{ мм} = 0,3 \text{ м}$,

и расходе реагента $Q = 50 \text{ л} = 0,05 \text{ м}^3$,

высота резервуара будет равна $H = Q/(\pi D^2/4) = 0,05/(3,14 \cdot 0,3^2/4) = 0,71 \text{ м}$, принимаем $H = 0,75 \text{ м}$.

Корпус резервуара работает в условиях статических нагрузок под внутренним избыточным давлением. Расчет на прочность и устойчивость проводится по ГОСТ14249-89.

Толщину стенок определяем по формулам:

$$S_R = P \cdot D / \{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - P\}; S \geq S_R + C$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление:

$$[P] = 2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi \cdot (S - C) / [D + (S - C)];$$

где P – давление в корпусе резервуара, $P = 6,3 \text{ МПа}$; S_R - расчетное значение толщины стенки, мм; D – внутренний диаметр резервуара, $D = 300 \text{ мм}$; $[\sigma]$ - допускаемое напряжение (зависит от марки стали и рабочей температуры),

$[\sigma] = 230 \text{ МПа}$. Марку стали выбираем в зависимости от свойств перерабатываемой среды и коррозионной стойкости материала корпуса, используем сталь марки 35 ХМ, допускаемые напряжения для выбранной стали при рабочей температуре $t = 20 \text{ °C}$ $[\sigma] = 230 \text{ МПа}$

Для стыковых и тавровых двусторонних швов, выполняемых автоматической сваркой, коэффициент прочности сварочного шва $\varphi = 1$.

Прибавка на коррозию C определяется по формуле:

$$C = V \cdot T,$$

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

где V – скорость коррозии (обычно принимают 0,1...0,2 мм /год),
принимаем

$V = 0,2$ мм/год; T – срок службы корпуса, принимаем $T = 12$ лет.

$$C = 0,2 \cdot 12 = 2,4 \text{ мм}$$

$$S_R = 6,3 \cdot 300 / \{2 \cdot 230 \cdot 1 - 6,3\} = 4,2 \text{ мм};$$

$$S \geq 4,2 + 2,4 = 6,6 \text{ мм, принимаем } S = 8 \text{ мм.}$$

Полученное значение толщины стенки проверим на прочность по величине допускаемого внутреннего избыточного давления:

$$[P] = 2 \cdot 230 \cdot 1 \cdot (8 - 2,4) / [300 + (8 - 2,4)] = 8,43 \text{ МПа.}$$

$6,3 \text{ МПа} \leq 8,43 \text{ МПа}$, $P \leq [P]$, давление в корпусе резервуара при принятой толщине стенок не превышает допускаемое внутреннее избыточное давление, т. е. прочность стенок корпуса резервуара обеспечена..

Расчет толщины стенки крышки резервуара

Толщину стенки эллиптической крышки нагруженной внутренним давлением определяем по формуле:

$$S_R = P \cdot D / \{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - 0,5 \cdot P\}; S \geq S_R + C$$

$$S_R = 6,3 \cdot 300 / \{2 \cdot 230 \cdot 1 - 0,5 \cdot 6,3\} = 4,14 \text{ мм}$$

$$S \geq 4,14 + 2,4 = 6,54 \text{ мм, принимаем } S = 8 \text{ мм.}$$

Полученное значение толщины стенки проверим на прочность по величине допускаемого внутреннего избыточного давления по формуле:

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

$$[P] = 2 \cdot [\sigma] \cdot (S - C) / [D + (S - C)];$$

$$[P] = 2 \cdot 230 \cdot (8 - 2,4) / [300 + (8 - 2,4)] = 8,43 \text{ МПа};$$

6,3 МПа ≤ 8,43 МПа, P ≤ [P], давление на крышку резервуара при принятой толщине стенок крышки не превышает допускаемое внутреннее избыточное давление, т. е. прочность стенок крышки резервуара обеспечен.

Расчет толщины стенки конического днища

Толщину стенки конического днища с углом при вершине $\alpha \leq 140^\circ$, нагруженного внутренним давлением рассчитываем по формулам:

Определяем толщину стенки цилиндрической части днища:

$$S_{R1} = P \cdot D \cdot \gamma / \{4 \cdot [\sigma] \cdot \varphi\};$$

Где γ - коэффициент формы днища, при $\alpha_1 \leq 60^\circ$ и отношении $R_a/D = 0,1$ (внутреннего радиуса отбортовки к диаметру днища) $\gamma = 3,2$

$$S_{R1} = 6,3 \cdot 300 \cdot 3,2 / \{4 \cdot 230 \cdot 1\} = 6,6 \text{ мм};$$

Определяем толщину стенки конической части днища:

$$S_{R2} = P \cdot D_p / (2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - P) \cdot 1 / \cos \alpha_1;$$

$$\text{Где } D_p = D - 2[R_a(1 - \cos \alpha_1) + (\sqrt{D} \cdot S_{R1} / \cos \alpha_1) \cdot \sin \alpha_1]$$

$$D_p = 300 - 2[30(1 - 0,5) + (\sqrt{300} \cdot 6,6 / 0,5) \cdot 0,8666] = 215,5 \text{ мм}$$

$$S_{R2} = 6,3 \cdot 215,5 / (2 \cdot 230 \cdot 1 - 6,3) \cdot 1 / 0,5 = 6 \text{ мм};$$

Из двух значений полученных по формулам, выбираем наибольшее $S_R = 6,6 \text{ мм}$.

Определяем исполнительную толщину стенки

$$S = S_{\max} + C = 6,6 + 2,4 = 9 \text{ мм}.$$

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Расчет фланцевых соединений

Фланцевые соединения устанавливаем в местах крепления трубной арматуры с резервуаром для реагента. Соединение состоит из двух фланцев, болтов, гаек, шайб и прокладки, которую размещают между уплотнительными поверхностями. Фланцевые соединения стандартизованы для труб и трубной арматуры. Размеры фланцевого соединения подбираем в зависимости от диаметра трубы. При $d_n = 80$ мм, принимаем болты М20, тогда наружный диаметр фланца будет соответственно равен $D_n = d_n + 4,8 \cdot (d_b + 2) = 80 + 4,8(20 + 2) = 186$ мм.

Для уплотнения во фланцах, учитывая агрессивность среды реагента и рабочую температуру, применяем прокладку из паронита, толщиной 2 мм, (материал прокладки: паронит по ГОСТ 481-71). Размеры прокладки выбираются в соответствии с размерами фланца. Фланцы и прокладки подобранные по стандартам в расчете не нуждаются.

При конструировании фланцевого соединения выполняется проверочный расчет болтов в соответствии с ОСТ26-373-82.

1. Определим нагрузку, действующую на фланцевое соединение от внутреннего давления $P_n = 6,3$ МПа:

$$Q_D = 0,785 \cdot D_{cp}^2 \cdot P_n = 0,785 \cdot 133^2 \cdot 6,3 = 657,8 \text{ Н}$$

$$D_{cp} = 0,5(D_n + d_n) = 0,5(186 + 80) = 133 \text{ мм средний диаметр прокладки.}$$

2. Рассчитываем реакцию прокладки:

$$R_n = 2 \cdot \pi \cdot D_{cp} \cdot b_o \cdot m \cdot P_n$$

где b_o – эффективная ширина прокладки, $b_o = 0,6 \cdot \sqrt{b_n} = 0,6 \cdot \sqrt{53} = 4,4$ мм при ширине прокладки $b_n = 0,5(D_n - d_n) = 0,5(186 - 80) = 53$ мм > 15 мм, $m = 2,5$ для прокладки из паронита

$$R_n = 2 \cdot 3,14 \cdot 133 \cdot 4,4 \cdot 2,5 \cdot 6,3 = 57882 \text{ Н}$$

Определяем болтовую нагрузку при сборке $P_{б1}$. Это значение выбираем наибольшим из трех:

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

$$P_{61} = \pi \cdot D_{cp} \cdot b_o \cdot q$$

где $q = 20$ МПа для прокладки из паронита

$$P_{61} = 3,14 \cdot 133 \cdot 4,4 \cdot 20 = 36750 \text{ Н}$$

$$P_{61} = 0,4[\sigma_6]^{20} \cdot n_6 \cdot f_6$$

где $[\sigma_6]^{20} = 130$ Мпа, допускаемое напряжение для материала болта при 20°C ; $n_6 = 4$, количество болтов;

$$f_6 = \pi \cdot d_6^2 / 4 = 3,14 \cdot 20^2 / 4 = 314 \text{ мм}^2, \text{ площадь поперечного сечения болта.}$$

$$P_{61} = 0,4 \cdot 130 \cdot 4 \cdot 314 = 65312 \text{ Н}$$

$$P_{61} = 1,2 \cdot Q_D + R_n$$

$$P_{61} = 1,2 \cdot 657,8 + 57882 = 58671 \text{ Н,}$$

т.о. окончательно принимаем наибольшее значение $P_{61} = 65312 \text{ Н}$.

4. Проверим прочность болтов при монтаже по условию:

$$\sigma_F = P_{61} / (n_6 \cdot f_6) \leq [\sigma_6]^{20} = 130 \text{ МПа}$$

$\sigma_F = 65312 / (4 \cdot 314) = 52 \text{ МПа} \leq [\sigma_6]^{20} = 130 \text{ Мпа}$, прочность болтов при монтаже соблюдается.

5. Проверим прочность болтов в период эксплуатации:

$$\sigma_F = P_{62} / (n_6 \cdot f_6) \leq [\sigma_6]' = 130 \text{ МПа}$$

где $[\sigma_6]' = 130$ МПа, допускаемое напряжение для материала болта при рабочей температуре;

P_{62} – болтовая нагрузка в рабочих условиях,

$$P_{62} \approx 1,3 P_{6max} = 1,3 \cdot 65312 = 84906 \text{ Н.}$$

$$\sigma_F = P_{62} / (n_6 \cdot f_6) = 84906 / (4 \cdot 314) = 67,6 \text{ МПа} \leq [\sigma_6]' = 130 \text{ МПа} .$$

Условие прочности болтов в период эксплуатации выполняется.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

5.1. Охрана труда и техника безопасности при удалении АСПО

При эксплуатации скважин для удаления АСПО применяется паропередвижная установка, при её работе должны выполняться следующие правила безопасности:

- паропередвижная установка (ППУ) на скважине устанавливается от устья на расстоянии не менее 25 метров с наветренной стороны так чтобы обеспечивался обзор для машиниста ППУ;

- обвязка выполняется бесшовными стальными трубами, испытанными на пробное давление $P_{пр}=1,5P_{раб}$;

- при пропаривании арматуры скважин, оборудования и трубопроводов, в которых ожидается повышение давления необходимо установить обратный клапан (непосредственно у установки или на любом стыке магистральных труб);

- на арматуре скважины, подвергаемой пропарке, необходимо предусматривать специальный патрубок с вентилем или задвижкой для подсоединения паропроводов от ППУ;

- при пропарке арматуры скважины, оборудования и трубопроводов надо знать максимальное рабочее давление, допускаемое для данного типа арматуры и не превышать его;

- для подачи пара в насосно - компрессорные трубы, уложенные на мостках, паропровод должен быть оборудован специальным наконечником, который должен соединяться к трубе на резьбе или накидным приспособлением на муфту.

Концы труб должны быть уложены со стороны устья в одной плоскости;

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

- пропарку с использованием шланга с наконечником, закреплённым на деревянном держаке, производить только наружных поверхностей труб, шланг и другого технологического оборудования;

- подача пара в пропарочные трубы должна быть постепенной до выхода пара из противоположного конца трубы, во избежание появления пробок;

- пуск пара производить только по сигналу с места присоединения паропроводов и после удаления людей на безопасное расстояние;

- пропарка штанг от замазученности и парафина производится с помощью шланга с наконечником, которые закреплены на деревянном держаке длиной не менее 1,5 м;

- очистка от парафина и замазученности насосов, арматурной площадки, отогрев территории от замазученности в зимнее время, разогрев парафина в амбарах, емкостях и колодцах, отогрев замерзшего грунта на территории скважины для заворота штопоров производится с помощью шланга наконечником на конце закрепленных на держаке длиной 1,5-2,5 метра;

- очистка и пропарка от замазученности станка- качалки машинист производит с помощью шланга с наконечником прикрепленных к деревянному держаку длиной не менее 2,5 метра. В случае невозможности пропарки балансира из-за высоты, то бригада КРС устанавливает стеллажи или подготавливает лестницу с которой производится пропарка оборудования находящееся на высоте.

При подъеме на высоту свыше 1,5 метра необходимо применять предохранительный пояс от падения;

- разработка паропроводов производится после снижения давления пара до атмосферного и охлаждения труб;

- замазученность и парафин оставшийся на территории скважин и баз необходимо убирать.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

При использовании удаления АСПО химическими методами необходимо соблюдать особые меры предосторожности и технику безопасности.

Среди химических реагентов, используемых для борьбы с АСПО, имеются токсичные, взрывоопасные, с низкой температурой вспышки. Поэтому при работе с такими реагентами должны соблюдаться особые меры предосторожности.

На территории (или в помещении) для хранения и применения газового бензина запрещается обращаться с открытым огнем; искусственное освещение должно быть выполнено во взрывобезопасном исполнении.

Ремонтные работы на резервуарах, сосудах должны производиться инструментами, не дающими при ударе искру. Технологическое оборудование и коммуникации для транспортирования газового бензина должны быть заземлены.

Запрещается перекачивание газового бензина при помощи сжатого воздуха. Содержание паров газового бензина в воздухе рабочей зоны должно составлять не более 300мг/м³.

При разливе бензина облитые части машины должны быть насухо протерты, а пролитый на пол или на землю бензин – засыпан песком. Последний необходимо собрать в отдельную тару и вывезти из территории или помещения. Указанные работы должны производиться в фильтрующем противогазе марки А (коробка коричневого цвета).

Сосуды, смесители, коммуникации, насосные агрегаты должны быть герметичны.

Помещение должно быть снабжено общеобменной механической вентиляцией согласно действующим нормам.

При работе с газовым бензином применяют индивидуальные средства защиты: противогаз и спецодежду.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Запрещается использовать газовый бензин для мытья рук и чистки одежды.

Рабочие места должны быть оборудованы источником острого пара, песком, пенным или углекислотными огнетушителями, кошмой, асбестовой тканью.

Аналогичные меры предосторожности должны соблюдаться и при использовании других углеводородных растворителей.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

5.2. Производственные средства безопасности

К средствам производственной безопасности относятся устройства, которые предназначены для оповещения или человека от воздействия опасных производственно и внешних факторов. Конструкции СПБ разнообразны, размерами, назначением, областью применения, принципами действия.

Оградительные устройство предназначены для ограждения опасной зоны либо для предупреждения воздействия опасных производственных факторов на человека. Этот вид устройств получил широкое распространение во всех отраслях экономики.

По конструктивным особенностям оградительные устройства делятся на три типа: *стационарные* (съёмные и несъёмные), *подвижные и полуподвижные*.

Стационарные несъёмные устройства устанавливают на границе опасной зоны постоянно действующего производственного фактора — работающих агрегатов, машин, механизмов, компьютеров.

Стационарные съёмные оградительные устройства выполняют те же функции, однако в отличие от несъёмных они имеют съёмное крепление, меньшие массу и размеры.¹ Это наиболее распространённый тип оградительных устройств.

Подвижные оградительные устройства используют для ограждения перемещающихся опасных производственных факторов. Разновидностью этих устройств являются временные незакрепленные и переносные оградительные устройства. Подвижные оградительные устройства имеют ручной или механический привод.

Полуподвижные оградительные устройства одной стороной жестко крепятся к неподвижной части агрегата, конструкции механизма, сооружения. Другая часть остается подвижной. При перемещении подвижной части происходит либо поворот оградительного устройства, либо

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

складывание в гармошку, либо сокращение площади ограждения. Полуподвижные оградительные устройства применяют для ограждения перемещающихся опасных зон, а также опасных зон временных производственных факторов.

Блокирующие устройства — СПБ; предупреждающие возникновение опасных производственных факторов при нарушениях параметров технологических процессов и действующего оборудования. Блокирующие устройства либо приостанавливают процесс или работу оборудования, допуская возникновения опасных производственных факторов, либо нормализуют параметры оборудования при их отклонениях выше установленных пределов. По конструкции блокирующие устройства делятся на электронные, механические, электромеханические, фотоэлектрические и электрические.

Электромеханические блокирующие устройства применяют, когда блокирующим элементом является концевой выключатель, соединенный с электромагнитом, при замыкании цепи электромагнит включает рубильник. Такая конструкция универсальна и может быть использована в различных установках.

Электрические блокирующие устройства чаще всего используют в электроустановках высокого напряжения, химических производствах при переработке ядовитых и токсических веществ, на установках и агрегатах с принудительной системой охлаждения.

Фотоэлектрическое блокирующее устройство состоит из источника света, концентрированный луч которого попадает на освещаемый элемент. В результате этого в цепи поддерживается электрический ток, который вызывает размыкание выходных контактов реле и удерживает их в таком положении, пока фотоэлемент освещен. Фотоэлектрические блокирующие устройства применяют для приостановки технологического процесса или работы оборудования при пересечении человеком границы опасной зоны.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Ограничительная техника. К ней относятся технические средства и приспособления, ограничивающие опасную возможного воздействия на человека производственных факторов.

Особую конструкцию представляют устройства, ограничивающие перемещение отдельных видов оборудования и грузов, такие конструкции применяются на оптовых юзах, например, тупиковые ограничители перемещения, мостовых кранов, ограничители массы высоты подъема грузов.

Предохранительные устройства — это устройств; которые предупреждают возникновение опасных произвол факторов при различных технологических процессах и работе оборудования путем нормализации паре метров процесса или отключения оборудования.

Предохранительные устройства обеспечивают безопасный выпуск избытков газов, пара или жидкости и снижаю давление в сосуде до безопасного; предупреждают материалов; отключают оборудование при перегрузка и т. д.

Средства сигнализации. К средствам сигнализации относятся устройства, предупреждающие обслуживающие персонал о пуске и остановке оборудования, нарушения и экстремальных отклонениях технологических процесса и работы производственного оборудования, концентрациях ядовитых и взрывоопасных газов в помещении. Сигнализация может быть световой, звуковой или и другой одновременно.

Защитные устройства ограждают человека от возможного воздействия опасных производственных факторов.разнообразны по назначению и конструктивному оформлению. К ним относятся различные экраны, защищающие человека или части его тела отосколками или частицами обрабатываемых материалов; устройства, защищающие от воздействия брызг кислот, и расплавов. Например, мониторы компьютеров озащитными экранами, чтобы предотвратить воздействие на организм оператора.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Средства индивидуальной защиты

Если безопасность работ не может быть обеспечена инструкцией оборудования, организацией производственных процессов, архитектурно-планировочными решениями

техническими средствами безопасности, то применяют средства индивидуальной защиты. В зависимости от назначения средства индивидуальной защиты (СИЗ) включают: специальную одежду и обувь, изолирующие костюмы, средства защиты органов дыхания, глаз, рук, головы, лица, органов слуха, предохранительные приспособления и защитные дерматологические средства.

Специальная одежда служит для предохранения тела работающих от неблагоприятного воздействия механических, физических и химических факторов производственной среды.

Спецодежда должна надежно защищать от вредного производственного фактора, не нарушать нормальной терморегуляции организма, обеспечивать свободу движений, удобство ношения и хорошо очищаться от загрязнений, не изменяя при этом своих свойств.

Специальная обувь должна защищать ноги работников от воздействия опасных и вредных производственных факторов. Спецобувь изготавливают из кожи и кожзаменителей, плотных хлопчатобумажных тканей с полихлорвиниловым покрытием, резины. Вместо кожаной подошвы часто применяют кожзаменитель, резину и др. В химических производствах, где применяют кислоты, щелочи и другие агрессивные вещества, пользуются резиновой обувью. Широко применяют также пластмассовые сапоги из смеси поливинилхлоридных смол и синтетических каучуков. Для защиты стопы от повреждений, связанных с падением на ноги отливок и поковок, обувь снабжают стальным носком, выдерживающим удар до 20 кг.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Средства защитные глаз и лица — это очки открытого и закрытого типов, козырьковые очки, ручные и неголовные щитки, шлемы, защищающие глаза и органы дыхания.

При механической обработке материалов применяют очки закрытого типа с безосколочными стеклами. Для защиты маляров-пульверизаторщиков от лакокрасочного тумана при особо неблагоприятных условиях рекомендуется пользоваться шланговым респиратором РМП-62.

При работах в условиях высокой запыленности пользуются шлемами с подачей воздуха в подшлемное пространство; при работах с веществами, раздражающими или проникающими через кожный покров, применяют пневмокостюм из полиэтиленовой пленки, также с подачей внутрь чистого воздуха. Аналогичные пневмокостюмы, но из невоспламеняемых и неплавящихся тканей (прорезиненные ткани, брезент) применяют для кратковременных работ при особо высоких температурах.

Защитные дерматологические средства служат для предупреждения заболеваний кожи при воздействии некоторых вредных производственных факторов. Эти защитные средства выпускают в виде мазей или паст, которые по назначению делятся на:

- мази и пасты для защиты от нефтепродуктов, растворителей различных углеводородов, жиров, масел, лаков, красок и других органических веществ;
- мази и пасты для защиты от воды, водных растворов кислот, щелочей, солей, охлаждающих водомасляных эмульсий.

Мази и пасты первой группы гидрофильны и содержат в основном вещества, легко смачиваемые водой и растворимые в ней. Будучи нанесены на кожу, они создают защитный слой, непроницаемый для органических веществ. К ним относятся паста ХИОТ-6, паста Селисского, ИЭР-1, "Миолан", "Флот". Мази и пасты второй группы гидрофобны и содержат в основном жиры и невысыхающие масла или пленкообразующие вещества.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Будучи втертыми в кожу, они образуют в порах и на поверхности кожи барьер, защищающий от вредного воздействия воды, водных растворов солей, кислот, щелочей. К ним относятся цинкстеаратная паста № 2, ИЭР-2, паста Чумакова, защитный силиконовый крем.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

ВЫВОД

На современном этапе разработки Лялмикарской площади, характеризующейся снижением темпов отбора жидкости, падением пластового давления, увеличением обводнённости продукции, вопросы поддержания эксплуатационного фонда скважины в работоспособном состоянии имеют большое актуальное значение. Одной из мер по повышению работоспособности скважин - является борьба с запарафиниванием.

В дипломном проекте рассмотрены способы и методы борьбы с АСПО, применяемая техника и оборудование. Каждый из рассматриваемых методов и способов борьбы с АСПО имеет свои положительные и отрицательные стороны. Главной целью дипломного проекта было предложить технику и оборудование для наиболее экономичных из них.

Проанализировав затраты на осуществление всех применяемых методов борьбы с АСПО можно сделать следующие выводы:

- рекомендации для того или иного метода борьбы с АСПО должны осуществляться индивидуально для каждой конкретной скважины, используя сведения о её эксплуатации и анализируя затраты на ведение профилактических работ по АСПО;

- приоритетным направлением в борьбе с АСПО должно быть применение наиболее экономичных методов, не требующих больших материальных и трудовых затрат.

Из всех рассмотренных в дипломном проекте методов и способов борьбы с АСПО более широкое распространение получил метод использования НКТ с защитным покрытием - гранулированным стеклом. Длительный опыт эксплуатации таких труб даёт хорошие результаты, особенно на скважинах, эксплуатируемых электропогружными установками.

На сегодняшний день такими НКТ оборудованы около 80 % фонда скважин, осложненных АСПО.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

Недостатком этого метода является то, что в процессе длительной эксплуатации при подземных ремонтах целостность остеклованного покрытия нарушается, в результате чего создаются дополнительные “очаги” отложения парафина и поэтому возникает необходимость в применении дополнительных методов борьбы с АСПО.

При обводнённости продукции более 80 % , где отложения парафина уже не так значительны, возможно, применение остеклованных НКТ без применения других методов.

Тепловые методы борьбы с АСПО:

- промывка скважин горячей нефтью с использованием АДП и ППУ дают хорошие результаты, но применение этого метода без комбинирования с другими с другими методами неприемлемо из-за больших затрат.

Обработка скважин нефтестиллятной смесью (НДС) не дает хорошего эффекта без сочетания с другими методами борьбы с АСПО. Наиболее эффективен химический метод предотвращения отложения парафина с применением ингибиторов в сочетании с промывкой нефтестиллятной смесью.

Анализ результатов обработки скважин химическими реагентами против парафиноотложений показал, что после применения ингибиторов межочистой период работы скважин увеличивается в 3 раза и более.

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. В.С.Бойко. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений, М., Недра, 1990 г. с-428.
2. Акульшин А.И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин М. : Недра 1989
3. «Нефтепромысловое оборудование». Справочник под редакцией Е.Н.Бухаленко. М.; «Недра», 1990, 560с.
4. Гайдуков В.П. Технические расчеты при эксплуатации нефтяных скважин. М. : Недра. 1986
5. Ибрагимов Г.З. Технология добычи нефти и газа. М. : МГОУ. 1992
6. Шкляр Ю. В., Островская Э. Н.: Проектирование химических аппаратов с механическими перемешивающими устройствами: Учебно – справочное пособие по курсовому проектированию; Казан. Гос. Технол. Ун-т. Казань, 1998.
7. Юрчук А.М. Расчеты в добыче нефти М. : Недра 1974
8. Тухтеев Р.М. и другие. Интенсификация добычи нефти из карбонатных коллекторов. Нефтяное хозяйство. N4, 2002 68-71.
9. Уметбаев В.Г., Стрижнев В.А. Капитальный ремонт скважин на поздней стадии разработки месторождений. Нефтяное хозяйство. N 4, 2002 71-76.
10. www.ziyonet.uz
11. www.neftgaz.ru
12. www.twirpx.com
13. www.qmii.uz
14. www.google.uz

Изм	Лист	№ Документ	Подп	Дата	01.01.Ф.ОДНС.00.00.000. ПЗ	стр
Выполнил		Асадов А				
Руководит		Сатторов М.О.				