

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« _____ » _____ 2017г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Внедрение ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений нового
состава на Сузунском месторождении

Руководитель _____ доцент, к. т. н. Е.Л. Морозова
подпись, дата

Выпускник _____ П.С. Суханов
подпись, дата

Консультанты:

Безопасность и экологичность _____ Е.В. Мусияченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С.В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 20 ____ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Суханову Павлу Сергеевичу
Группа ЗНБ14-04БВ1
21.03.01.Нефтегазовое дело
21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Внедрение ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений нового состава на Сузунском месторождении

Утверждена приказом по университету № _____ от _____ г.
Руководитель ВКР – кандидат технических наук, доцент Морозова Елена Леонидовна.

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Сузунскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР

- Геология месторождения;
- Технологическая часть;
- Специальная часть;
- Технико-экономические показатели;
- Безопасность и экологичность.

Руководитель

подпись

Е.В.Морозова

Задание принял к исполнению

подпись

П.С. Суханов

« ____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 62 страницы, 4 рисунка, 18 таблиц, 12 источников.

СКВАЖИНА, АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, АГРЕГАТ, ИНГИБИТОР.

Объектом исследования Сузунское нефтегазовое месторождение.

Целью исследований является борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, вызывающими осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций.

В данной работе представлены исследования состава и свойств ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений (далее – АСПО) «СНПХ-7821», его влияние на свойства нефти Сузунского месторождения, на основании полученных данных обоснован выбор новых компонентов ингибитора, определен оптимальный количественный и качественный состав, приведены технико-экономические расчёты по проекту и указан ожидаемый экономический эффект от внедрения проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Геология месторождения.....	7
1.1 Общие сведения о месторождении.....	7
1.2 Горно-геологические условия.....	8
2 Технологическая часть	15
2.1 Понятие АСПО. Механизм и условия формирования АСПО	15
2.2.1 Механические методы	18
2.2.2 Термические методы.....	20
2.2.2.1 Промывка скважин горячей нефтью	21
2.2.3 Химические методы.....	23
2.2.3.1 Удалители и растворители АСПО.....	25
2.2.4 Вращающиеся гидромоторные насадки высокого давления.....	27
2.2.5 Перспективные методы предупреждения и борьбы с АСПО.....	29
2.2.5.1 Ввод ингибитора АСПО в поток ГЖС до приема УЭЦН.....	29
2.2.5.2 Микробиологическая депарофинезация нефтяных скважин	29
2.2.5.4 Применения гладких покрытий НКТ	31
3 Специальная часть. Внедрение ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений нового состава.....	32
3.2 Исследование ингибитора АСПО «СНПХ-7821».....	34
3.3 Исследование ингибитора нового поколения	35
4 Техничко-экономические показатели	40
5 Безопасность и экологичность	41
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	42
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	43
5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования.....	44
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	49
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	51
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	53
5.7 Экологичность проекта.....	55

Заключение	57
Список сокращений	58
Список использованных источников	59

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России и за рубежом в общем объеме добываемого нефтесодержащего сырья увеличивается доля проблемных нефтяных систем, характеризующихся высоким содержанием парафиновых углеводородов (ПУ) и смолисто-асфальтеновых компонентов (САК). При добыче и транспортировке парафинистых и высокопарафинистых нефтяных систем на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования происходит образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), что приводит к снижению производительности скважин, уменьшению поперечного сечения нефтепроводов, в некоторых случаях до полного прекращения перекачивания.

Существует ряд технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), причем большинство из них разработаны десятки лет назад и уже не в полном объеме отвечают современным требованиям. Так, применение традиционных технологий механического удаления АСПО не всегда рационально для скважин. Не всегда эффективными и безопасными оказываются и технологии, основанные на горячей промывке скважин и оборудования нефтью или водой с добавлением поверхностно-активных веществ, при этом довольно значительными являются потери нефти.

Из многочисленных способов борьбы с осадкообразованием наиболее эффективным является введение химических реагентов, предотвращающих или ингибирующих процесс образования АСПО в нефтяных дисперсных системах (НДС).

В данной работе представлены исследования состава и свойств ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений (далее – АСПО) «СНПХ-7821», его влияние на свойства нефти Сузунского месторождения, на основании полученных данных обоснован выбор новых компонентов ингибитора, определен оптимальный количественный и качественный состав,

приведены технико-экономические расчёты по проекту и указан ожидаемый экономический эффект от внедрения проекта.

1 Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 оС. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26 оС, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 оС. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра, в оврагах и распадках - до 3,0 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в

середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на р. Енисей (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток.

1.2 Горно-геологические условия

Проектный литолого-стратиграфический разрез месторождения составлен на основе данных поисковых и разведочных работ. Данные о стратиграфическом делении разреза приведены в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве			Коэффициент кавернозности
От (кровля)	До (подошва)	Название	индекс	угол		азимут	
				град.	мин.		
1	2	3	4	5	6	7	8
0	110	четвертичные отл.	Q	до 1	-	-	1,6
110	300	таманская свита	K2tn	до 1	-	-	1,6
300	420	салпадаяхинская свита	K2sl	до 1	-	-	1,6
420	775	насоновская свита	K2ns	до 1	-	-	1,6
775	895	дорожковская свита	K2dr	до 1	-	-	1,6
895	1130	долганская свита	K1-2dl	до 1	-	-	1,6
1130	1565	яковлевская свита	K1jak	до 1	-	-	1,6
1565	1925	малохетская свита	K1mkh	до 1	-	-	1,20
1925	2610	суходудинская свита	K1sd	до 1	-	-	1,20
2610	2660	Нижнехетская свита	K1nkh	до 1	-	-	1,20

Анализируя таблицу 1.1, приходим к выводу, что геологический разрез данного месторождения является типичным для Западной Сибири.

Таблица 1.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического разреза	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	110	пески, супески, суглинки, глины	Пески, глины, супеси, суглинки с редкой галькой изверженных пород. Имеют место межледниковые и ледниковые отложения в виде валунно-галечниковых, моренных образований.
K2tn	110	300	песчаник, алевролит	Песчаник кварцевый, серый, мелко-среднезернистый. Алевролит кварцевый, серый, на глинистом цементе порового типа
K2sl	300	420	глины, алевролит	Алевролит кварцевый, серый, на глинистом цементе порового типа Глина темно-серая, зеленовато-серая, плотная, вязкая.
K2ns	420	775	алевролит, аргиллит	Алевролит кварцевый, серый, на глинистом цементе порового типа, слабой крепости. Аргиллит серый, темно-серый, плотный, слоистый, слабо-слюдистый, крепкий.
K2dr	775	895	алевролит, глины	Алевролит кварцевый, серый на карбонатно-глинистом цементе порового типа, средней крепости. Глина серая, темно-серая, плотная, слоистая, слабо-слюдистая, крепкая.

Окончание таблицы 1.2

1	2	3	4	5
K1-2dl	895	1130	песчаники, алевролиты, глины	Песчаник кварцевый, серый, светло-серый, мелко- среднезернистый на глинистом, глинисто- карбонатном цементе порового типа, средней крепости. Алевролит кварцевый, серый, темно-серый. Глина серая, темно-серая, плотная.
K1jak	1130	1565	Глины	Глины светло-зелёные, алевролитистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
K1mkh	1565	1925	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опоковидные, в середине диатомовые, опоки серые
K1sd	1925	2610	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевролитистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита
K1nkh	2610	2680	Глины	Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные

Таблица 1.3 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (по вертикали), м		Краткое название основной горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, МПа	Твёрдость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность, Кабр.	Категория породы по промышленной классификации (мягкая и т.д.)
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	110	Пески, супеси, суглинки, глины	1,5-2,0	20-30	0-500	-	-	40-110	1,5- 3,0	1,3-3,3	4,5- 6,0	мягкая
K2tn	110	300	Пески, алевролиты	1,8-2,0	10-15	0-500	-	0-2	110-250	2,5- 4,0	1,5-4,2	1,5- 5,0	мягкая
K2sl	300	420	Глины, алевролиты	2,0	10-15	0-300	3-25	0-3	110-250	3,0	1,3-4,2	5,5	мягкая
K2ns	420	775	Алевролиты, глины	2,1	15-30	0-300	3-30	0-2	110-250	3,0- 4,0	1,5-4,2	5,0	мягкая
K2dr	775	895	Пески, глины	1,9-2,2	5-12	0-50	40	0-8	110-250	3,0- 5,0	1,3-3,3	3,5- 5,5	средняя
K1-2dl	895	1130	Песчаники, алевролиты, глины	1,9-2,05	10-25	0-500	5-7	0-15	250-550	3,5	1,3-4,2	6,5	средняя

Окончание таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K1jak	113 0	1565	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты, угли	1,95-2,3	10-35	0,10-1000	3-30	0-15	250-550	4,0- 5,0	1,3-4,2	4,0- 6,5	средняя
K1mkh	156 5	1925	Глины, алевролиты, песчаники	2,2	10-25	0-800	5-7	0- 15	250-550	5,0- 6,0	1,3-3,3	5,0- 6,5	средняя
K1sd	192 5	2610	Глины, алевролиты, песчаники	2,95-3	10-25	0,02-1000	6-8	0- 10	250-550	4,5- 6,0	1,5-4,2	4,5- 7,5	средняя
K1nkh	261 0	2680	Аргиллиты, алевролиты, песчаники	2,5-2,8	1,5- 30	0,02-910	2-9	0- 18	250-550	3,5- 5,5	1,5-4,2	3,5- 6,5	средняя

Согласно таблице 1.2, породы в основном представлены аргиллитами, песчаниками, глинами, алевролитами с нормальными физико-механическими и фильтрационно-емкостными свойствами. Из таблицы 1.2 видно, что породы слагающие разрез скважины типичны породам нефтегазовых месторождений Таймырского автономно округа. Продуктивный горизонт – нижнехетская свита выражена переслаиванием песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глинами темно-серыми, местами битуминозными.

Из анализа таблицы 1.3 следует, что породы имеют стандартные физико-механические свойства для данного региона: плотность 2,1 г/см³, твердость 14- 23,4кгс/ мм², по промышленной классификации породы в основном средне мягкие и средние пористость 18-30%. Продуктивный пласт в интервале 2660— 2680 метров представлен песчаником, плотностью 2100 кг/м³, проницаемостью 3,3 мДарси, пористостью 18%, глинистостью 11%.

Таблица 1.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура °С
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	От (верх)	До (низ)	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	°С
Q- K2ns	0	775	1,00	1,00	1,77	0,19	8,25
K2ns – K1-2dl	775	1130	1,00	1,00	1,77	0,19	18,9
K1jak - K1mkh	1130	1925	1,00	1,00	1,77	0,19	42,75
K1mkh	1925	2680	1,00	1,00	1,77	0,19	65,4

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 65,4 0С.

Таблица 1.5 – Водоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Абсолютно-свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
1000	1050	поровый	1,01	3000
1050	1100	поровый	1,01	3000
1100	1200	поровый	1,01	3000

Таблица 1.6 – Нефтеносность/Газоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора/состояние	Плотность, г/см ³	Абсолютно-свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т
от	до				
1130	1550	поровый/газ	-	50-100	-
1890	1905	поровый/газ	-	-	-
2400	2460	поровый/газ	-	-	-
2600	2620	поровый/газ	-	-	-
2660	2665	поровый/нефть	0,832	800	139,5
2665	2670	поровый/нефть	0,832		139,5

2 Технологическая часть

2.1 Понятие АСПО. Механизм и условия формирования АСПО

АСПО – асфальтеносмолопарафиновые отложения (АСПО) в целом представляют собой тёмно-коричневую или чёрную твёрдую или густую мазеобразную массу высокой вязкости.

АСПО содержат парафины, смолы, асфальтены, масла, серу, металлы, а также минеральные вещества в виде растворов солей органических кислот, комплексных соединений или диспергированных минеральных веществ. В состав АСПО входит небольшое количество воды. Кроме того, отложения содержат механические примеси из привнесённого материала в виде глинистых частиц, кварцевых зёрен песчаника, железной окалины и т.д.

АСПО практически не растворяется повторно и не диспергируются в сырой нефти в условиях её добычи и транспортировки.

Асфальтены - в стандартных условиях порошкообразные вещества черного цвета с молекулярной массой от 1500 до 10000. Чем больше растворенных асфальтенов в пластовой нефти, тем больше вязкость нефти. Растворяются в ароматических углеводородах, хлороформе и сероуглероде.

Смолы - жидкости или пластические вещества высокой плотности и вязкости с молекулярным весом от 450 до 1500. Плотность близка к единице. Растворяются в предельных и ароматических углеводородах.

Церезины - смесь твердых алканов с числом атомов углерода в молекуле от С 35 до С 55. Растворяются в пентане, гексане, гептане и других углеводородах.

Парафины – смесь твердых углеводородов (твердые в обычных условиях) с числом атомов в молекуле от С16 до С35. Растворяются в насыщенных углеводородах - пентане, гексановой фракции, гептане.

АСПО начинают выделяться в нефти (кристаллизоваться) в стадии подъема на поверхность, главным образом при снижении температуры нефти ниже температуры ее насыщения парафином. Кроме того, при определенных

термобарических условиях асфальтены начинают откладываться в пласте и кальматируют призабойную зону скважины.

Необходимое условие образования АСПО является температура флюида у стенки скважины, которая должна быть ниже температуры насыщения нефти парафинами ($T_{стен.} < T_{нас. \text{ нефти парафином}}$).

Достаточное условие образования АСПО: является отрицательный радиальный температурный градиент ($\partial T / \partial r < 0$).

К факторам, влияющим на отложение парафинов относятся:

- перепад температур;
- давление и газовый фактор;
- скорость течения;
- свойства поверхности;
- обводненность продукции;
- содержание в нефти смол и асфальтенов;
- компонентный состав нефти;
- плотность, вязкость нефти;
- время.

Среди факторов, влияющих на интенсивность выпадения АСПО можно выделить следующие:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- состав углеводородов в каждой смеси фаз;
- соотношение объемов фаз;
- состояние поверхности труб.

Практика добычи нефти на Сузунском месторождении показывает, что основными участками накопления АСПО являются скважинные насосы,

подъёмные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно АСПО откладываются на внутренней поверхности подъёмных труб скважин. В выкидных линиях их образование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока.

Одним из перспективных и выгодных способов борьбы с запарафиниванием скважин и трубопроводов является химический метод, так как он имеет высокую эффективность, технология проведения работ несложна, эффект действия реагентов имеет пролонгированный характер. Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз: нефть–поверхность металла трубы, нефть–дисперсная фаза.

2.2 Методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений

В практике добычи и транспортировки нефти широко применяются различные методы предотвращения образования АСПО, а также удаления образовавшихся отложений с поверхностей нефтяного оборудования и призабойной зоны пласта — механические, химико-механические, термические, физические, химические, физико-химические и их различные комбинации. При выборе метода предупреждения или профилактического удаления отложений АСП следует учитывать, что эффективность метода зависит от способа добычи, а также от состава и свойств добываемой продукции. Следует отметить и то, что при выборе способа обработки скважины необходимо учитывать такие основные параметры, как: интервал возможного парафинообразования и интенсивность отложений на стенках оборудования.

Классификация методов борьбы с АСПО представлена на рисунке 2.1



Рисунок 2.1-Методы борьбы с АСПО

2.2.1 Механические методы

Механические методы используют в основном для периодического удаления АСПО - компонентов с поверхностей нефтяного оборудования, лифтов, а также с внутренних поверхностей нефтепроводов, коллекторов и т.д. Для этого применяют скребки различных конструкций, эластичные шары, перемешивающие устройства.

В настоящее время на скважинах широко используется скребокание по технологии Группы Компаний «Каскад» с применением фрезерного скребка СФ-99, выполненного в виде установленных на валу режущих головок, которые приводятся во вращение движущимся газожидкостным потоком. На рисунке 2.2.1.1 представлена схема фрезерования.



Рисунок 2.1 - Схема метода фрезерования

Размеры и число режущих головок подбирают в зависимости от диаметра труб, типа, толщины и протяженности интервала отложений. Размеры режущих головок приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Размеры режущих головок

Диаметр НКТ, мм	Диаметр фрезы, мм	Максимально возможный диаметр фрезы, мм
73	55	55
89	55-65	68
102	61-84	80
114	61-92	92

Технология депарафинизации скважин методом фрезерования имеет свои преимущества и недостатки:

Преимущество:

- надёжное удаление АСПО с внутренней полости НКТ, с применением фрезерующих элементов расположенных на ломе утяжелителе;
- наличие фрез различных диаметров позволяет провести удаление АСПО при наличие проходного сечения в НКТ от 30мм.

Недостатки:

- при прохождении наклонных участков в колонне НКТ сила трения компоновки Лом-Утяжнитель+Фреза будет увеличиваться пропорционально увеличению зенитного угла;
- двигаясь по НКТ в значительных зенитных углах при постоянном тесном контакте Фрезы с НКТ, высокая вероятность что Фреза не вращается тем самым усложняя прохождение данных участков, обозначая их как затяжки при спуске;
- выбор веса лома-утяжелителя должен проводиться с учётом дебита скважины, количеству газа и значений по зенитному углу.

В качестве предложения по совершенствованию использования метода рекомендуется так же провести испытание других «Скребокующих систем» при удалении АСПО с внутренней полости НКТ скважин, возможно применение систем с ударным механизмом для прохождения в сложных участках, а также при подъеме с затяжками.

2.2.2 Термические методы

Термические методы применяются как для удаления, так и для предотвращения образований АСПО. Предотвращение образований АСПО проводится путём поддержания температуры нефти выше температуры плавления парафина с помощью электронагревателей (греющий кабель, электроподогрев), горение термита в призабойной зоне пласта и т.д.

Но наиболее распространённым способом борьбы с АСПО является промывка скважин горячей нефтью. При использовании тепловых методов минимизировано участие человека, а управление посредством модема обеспечивает работу даже в самых отдаленных участках месторождения. Станция управления сама подстраивается под изменяющуюся среду нефтеносной жидкости, может работать в паре с любым электрическим

оборудованием и на любых типах скважин. Данный способ имеет главный недостаток — большие тепловые потери.

2.2.2.1 Промывка скважин горячей нефтью

Данная промывка представляет собой закачку в затрубное пространство скважины подогретой нефти (до 110 °С в зависимости от способа эксплуатации скважины) агрегатом АДП. При этом горячая нефть нагревает НКТ, а восходящий поток выносит растворенные отложения. Необходимо отметить, что данный метод эффективен на скважинах, оборудованных УШГН, и фонтанных скважинах. На скважинах, эксплуатируемых с помощью УЭЦН, вследствие ограничения давления (не больше 90 атм.) и температуры (80 градусов) закачки, удаление и вынос АСПО практически не происходит.

Из-за высокой температуры плавления смол и асфальтенов при промывке имеют место высокие начальные и конечные давления прокачки. Как показали исследования, вынос смол и асфальтенов на большинстве скважин начинается только после прокачки 30 м³. Для увеличения эффективности использования АДП необходимо своевременно корректировать и соблюдать межочистной период скважин, а также планировать объем прокачки индивидуально для каждой скважины (рисунок 2.2).

Перспективным методом увеличения эффективности является комбинированное применение горячей промывки и ПАВ, обладающих отмывающими свойствами, или растворителей АСПО.

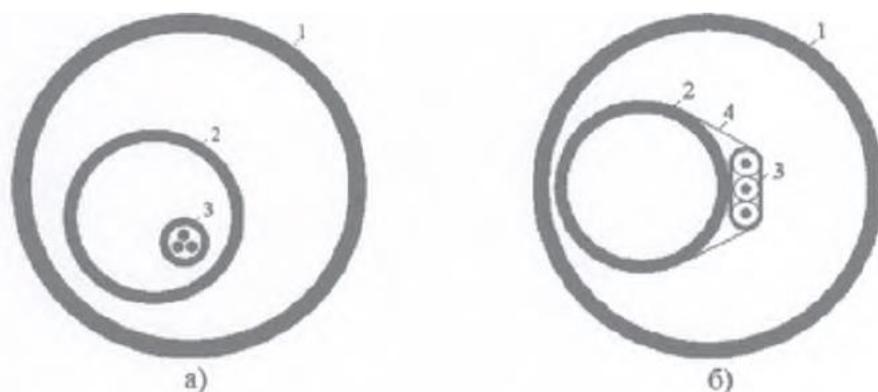


Рисунок 2.2 - Расположение нагревательного кабеля внутри (а) и снаружи насосно-компрессорной трубы (б): 1- обсадная колонна, 2 — насоснокомпрессорная труба, 3 - нагревательный кабель, 4 – бандаж

Расположение нагревательного кабеля внутри НКТ более эффективно, так как весь тепловой поток от кабеля передается нефти. При наружном расположении греющего кабеля значительная часть тепла рассеивается в окружающую среду. Однако первый вариант расположения применим лишь для фонтанирующих скважин и скважин с электронасосами, и не применим для скважин со штанговыми насосами.

Существуют различные конструкции кабелей, предназначенных для обогрева нефтяных скважин при расположении внутри НКТ, и обладающих различными эксплуатационными характеристиками. В статье сделан анализ эксплуатационных характеристик трех конструкций самонесущих нагревательных кабелей, которые опускаются в НКТ: кабель КГБнП (кабель грузонесущий, нагревательным элементом которого является проволочная броня, выполненная из стренг); кабель КГнМП (кабель грузонесущий нагревательный с медными жилами постоянно тока) и КГн 3х4 (кабель грузонесущий нагревательный переменного тока) (рисунок 2.3).

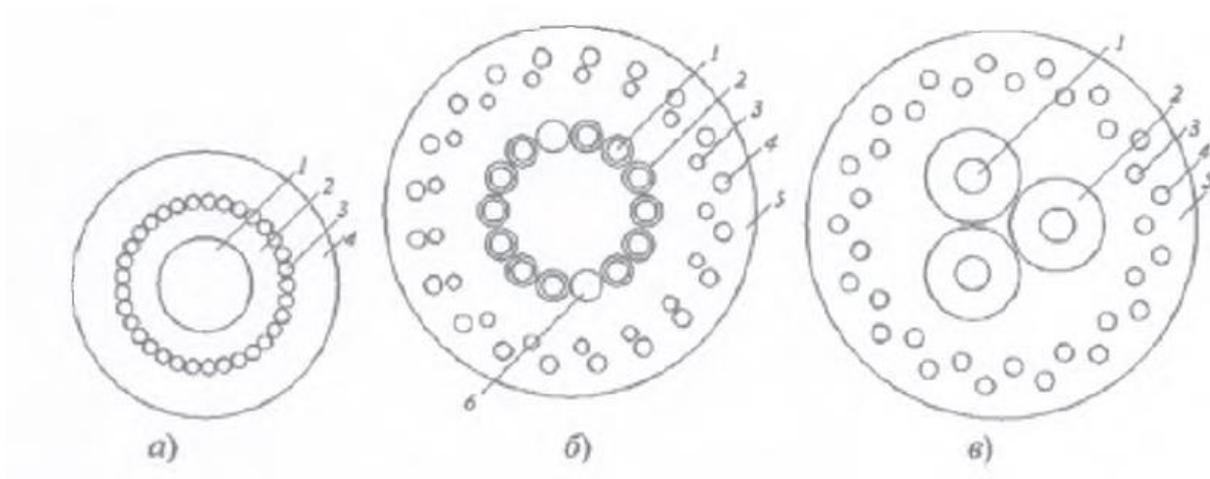


Рисунок 2.3 - Конструкции кабелей: а) КГБнП:1- токопроводящая жила, 2 — изоляция, 3 — нагревательный элемент из стальных стренг, 4 — оболочка; б) КГнМП:1- нагревательный элемент из медных проволок, 2 — изоляция, 3 — первый повив брони, 4 — второй повив брони, 5 - оболочка, 6— разделяющие диэлектрические жгуты; в) КГн 3х4:1- нагревательный элемент из медных проволок, 2 — изоляция, 3 — первый повив брони, 4 — второй повив брони, 5 – оболочка.

2.2.3 Химические методы

Одним из перспективных и выгодных способов борьбы с запарафиниванием скважин и трубопроводов является химический метод, так как он имеет высокую эффективность, технология проведения работ несложна, эффект действия реагентов имеет пролонгированный характер.

Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз: нефть-поверхность металла трубы, нефть-дисперсная фаза.

В настоящее время ингибиторы АСПО условно разделяют на группы по предполагаемому механизму действия. В таблице 8 приведена

современная классификация химических реагентов, предотвращающих отложения асфальто-смоло-парафиновых веществ.

Таблица 2.2 - Классификация химических реагентов, предотвращающих отложения АСПО

Группа ингибитора	Основной компонент	Основной принцип действия
Смачиватели	Полиакриамид Кислые органические фосфаты Силикаты щелочных металлов Водные растворы синтетических полимерных ПАВ	Поверхности и образуют гидрофильную пленку, препятствующую адгезии гидрофобных кристаллов парафина к внутренней поверхности труб
Диспергаторы	Соли металлов Соли высших СЖК Силикатно-сульфенольные растворы Сульфатированный щелочной лигнин	Воздействуют на процесс кристаллизации твердых компонентов нефти на макромолекулярном уровне, с образованием адсорбционного слоя из молекул реагента на мелких зародышевых кристаллах углеводородов, препятствуя их слипанию
Модификаторы	Атактический полипропилен (Мш=2000-3000) Низкомолекулярный полиизобутилен (Мт=2000-3000) Сополимеры этилена и сложных эфиров Тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпироллидоном	Изменяют форму и поверхностную энергию кристаллов парафина, в результате этого снижается склонность кристаллов к взаимному объединению или присоединению к стенкам трубы
Депрессоры	Сополимеры этилена с винилацетатом (ВЭС) Полиметакрилаты (ПМА «Д») Парафлоу Алкилфенолы	А) адсорбируются на кристаллах парафина, что затрудняет способность последних к агрегации и накоплению. Б) молекулы депрессора в углеводородной среде сцепляются своими полярными концами, образуя мицеллы.
Реагенты комплексного действия	Реагенты марки СНПХ, композиции присадок	Комплексное действие

Ингибирующие свойства проявляет весьма широкий набор соединений различной химической природы. Однако при всем их разнообразии можно выделить три общих признака. Во-первых, все они, даже присадки неполимерного типа, обладают довольно значительной молекулярной массой (в диапазоне 500-10000), которая в несколько раз больше молекулярной массы наиболее тяжелых n-алканов нефтепродуктов и нефтей, обуславливающих их низкотемпературные свойства. Во-вторых, макромолекула присадок, как правило, представляет собой сочетание полиметиленовой цепи с полярными группами. В-третьих, все вещества, даже неполимерного типа, поли дисперсны по молекулярной массе и по составу. Иными словами, присадка не является индивидуальным веществом, а представляет собой смесь молекул различного состава и молекулярной массы.

В последнее время наметилась тенденция к разработке присадок комплексного действия, что достигается за счет создания композиции присадок с различным спектром действия. Использование химреактивов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещается с:

- процессом разрушения устойчивых нефтяных эмульсий;
- защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии;
- защитой от солеотложений;
- процессом формирования оптимальных структур газожидкостного потока.

2.2.3.1 Удалители и растворители АСПО

Несмотря на возросшее число отечественных и зарубежных публикаций по химическим методам депарафинизации нефтепромыслового оборудования и призабойных зон скважин, прогнозных рекомендаций по применению определенных составов для удаления того или иного типа АСПО и универсального удалителя нет. Это объясняется в основном,

различием в составах АСПО по месторождениям, их изменением, как по пути движения нефти, так и в процессе разработки месторождений; отсутствием теоретических разработок по взаимодействию твердых углеводородов и реагентов.

В настоящее время поиск удалителей и растворителей АСПО, как правило, проводится опытным путем. Многие предложенные составы подбирают лишь с учетом наличия сырья в нефтедобывающем регионе, причем выявляется общий эффект взаимодействия АСПО-удалитель, без определенного механизма его действия. Естественно, что такие составы нашли успешное применение лишь на отдельных месторождениях и не во всех технологических процессах удаления АСПО.

Анализ ассортимента удалителей и растворителей АСПО, который описан в отечественной и зарубежной литературе, показал, что все составы можно разделить на несколько классификационных групп:

- индивидуальные органические растворители; растворители различных классов органических соединений природного характера;
- смесь одного или различных классов органических соединений производств нефтехимии и нефтепереработки;
- органические смеси с добавками ПАВ; удалители на водной основе и многокомпонентные смеси.

Удалители последнего типа можно классифицировать как моющие смеси, так как их действие сводится в основном не к растворению составляющих АСПО, а к их диспергированию и отмыву. В состав моющих средств, как правило, входят различные оксиалкилированные продукты, щелочи, электролиты, спирты, кислоты и другие компоненты. Многие составы обладают рядом преимуществ перед удалителями органического характера. Они менее взрыво и пожароопасны, более технологичны (при условии поставки их на промыслы в товарной форме), создают гидрофилизирующие пленки на твердых поверхностях.

Удалитель парафиноотложений можно применять путем прямой закачки в трубное пространство скважин (НКТ) и путем закачки через затрубное пространство, с последующей продавкой реагента через прием ЭЦН до интервала отложений.

Расход реагента зависит от степени запарафинивания НКТ. Для скважин со средней степенью запарафинивания закачку можно проводить через затрубное пространство или непосредственно в НКТ на интервал образования отложений. Для сильно запарафиненных скважин закачку необходимо проводить непосредственно в НКТ на интервал образования отложений с остановкой на реагирование. Расход реагента при закачке через затрубное пространство необходимо рассчитывать, как 20-30 % от объема НКТ (2-3,5 м³). Расход реагента при закачке в НКТ необходимо рассчитывать по интервалу образования отложений (если известно), как 30-40 % от объема НКТ (при сильном запарафинивания) или как 20-30 % от объема НКТ (при средней степени запарафинивания).

2.2.4 Вращающиеся гидромоторные насадки высокого давления

Одним из самых эффективных способов очистки является применение вращающихся гидромониторных насадок высокого давления. Ударная сила реактивной струи удаляет отложения, и они увлекаются потоком жидкости. Вращение насадки гарантирует, что ее действие полностью охватит всю внутреннюю часть трубы. Дополнительная польза от вращения заключается в добавлении турбулентного течения к потоку жидкости, что усиливает ее способность транспортировать частицы. Гидромониторная насадка высокого давления, соответствующая современному техническому уровню, была применена на Ванкорском месторождении для очистки сетчатых трубных фильтров и лифтовой колонны скважин от АСПО. Самовращающаяся промывочная головка гидромонитора с возможностью контроля скорости вращения специально разработана для очистки скважин от отложений.

Мощные реактивные струи эффективно производят очистку на большой площади. Сила реакции струи вызывает центробежное движение головки гидромонитора со скоростями порядка от 200-400 (гидромонитор первого порядка) до 2000 (гидромонитор второго порядка) оборотов в минуту. Вращающаяся гидромониторная насадка позволяет струе воздействовать на ствол скважины под углами 45° и 90° , что гарантирует полное покрытие зоны обработки. Насадка также совместима с кислотами и азотом. При непосредственной работе в скважинах Ванкорского месторождения гидромониторная насадка работала в оптимальном режиме, обеспечивая как ударную силу для удаления любых твердых отложений, образовавшихся на трубных фильтрах, так и вращение, необходимое для турбулентного течения жидкости. Рабочая скорость 3 м/мин гарантировала, что трубные фильтры были полностью обработаны. Отбор проб на КВЧ в процессе выполнения операций подвергался анализу в лабораторных условиях и свидетельствует об эффективной работе и правильности предположения о состоянии скважины до выполнения работ.

Из-за того что каждый участок сетчатого трубного фильтра при заданной ударной силе подвергается многократному воздействию струи, степень очистки скважины от твердых отложений составляет порядка 100% или весьма близка к этому значению. Турбулентное течение, создаваемое вращающимися насадками, гарантирует, что твердые частицы будут увлекаться потоком жидкости. Скорость восходящего потока, который формируется в области трубных фильтров и лифтовой колонны, обеспечивает перемещение твердых частиц на поверхность. Частые рейсы при спуско-подъемных операциях помогают поднимать шлам, застрявший в обсадной колонне.

2.2.5 Перспективные методы предупреждения и борьбы с АСПО

2.2.5.1 Ввод ингибитора АСПО в поток ГЖС до приема УЭЦН

Применение ингибиторов АСПО, будет максимально эффективно при обеспечении ввода ингибитора АСПО в поток ГЖС до приема УЭЦН, по капиллярному трубопроводу.

Также допустимо применять схему подачи ингибитора непосредственно в НКТ при помощи вводных муфт (непосредственно на участке отложения АСПО), однако такая схема имеет ограничения: при фонтанировании по затрубному пространству в нем возможно парафиноотложение, а также остается риск парафиноотложений в УЭЦН. Использование других систем ввода ингибитора АСПО в скважину для предупреждения отложения АСПО в большинстве случаев малоэффективно по причине влияния различных факторов (перепад давления между затрубом и линейным давлением, обводнённость скважины и т.д.)

2.2.5.2 Микробиологическая депарафинизация нефтяных скважин

Предлагаемая современная экологически чистая технология основана на использовании микробной ассоциации углеводородокисляющих бактерий, активно трансформирующей АСПО, отлагающиеся внутри НКТ-скважины в ходе добычи нефти. В результате обработки в короткий срок бактерии вырабатывают биоПАВы, что способствует интенсивному отмыву от АСПО рабочих поверхностей оборудования.

Разработанная технология биопрепарата от компании "INGEEOIL" для очистки скважин осуществляется с помощью стандартных технических средств (насосный агрегат типа ЦА-320, автоцистерна типа АЦ и т.д.).

Технологический процесс осуществляется на скважинах со статическим уровнем ниже уровня устья (при нулевом затрубном давлении). Для очистки НКТ-скважины от АСПО в затрубное пространство скважины

закачивается биопрепарат и раствор биогенов. Реализация технологии не требует специальных подготовительных работ. Цикл обработки занимает 5-7 дней и включает в себя 2 стадии:

- закачка биомассы микроорганизмов и биогенов;
- циркуляция.

Промысловые испытания показали, что предлагаемая технология высокоэффективна, позволяет существенно уменьшить период простоя эксплуатационной скважины и снизить затраты на очистку оборудования.

Испытания предлагаемой технологии проведены на объектах ОАО "Татнефть" (НГДУ "Джалильнефть" "Лениногорскнефть" "Иркеннефть", "Прикамнефть" и др). Анализ полученных результатов показал:

- в НГДУ "Джалильнефть" средняя продолжительность работы скважины между плановыми остановами по причине парафиноотложения составляла 45-60 дней. После микробиологической обработки 11 скважин семь из них продолжали безостановочную работу в течение 323-326 дней. Две скважины были остановлены по иным причинам после 126 и 176 дней работы;

- в НГДУ "Лениногорскнефть" и "Прикамнефть" средняя продолжительность работы скважины между остановами по причине парафиноотложения составляла 30-45 дней. После микробиологической обработки период безостановочной работы доходил до 300—345 дней.

Таким образом, с использованием микробиологической депарафинизации возможно добиться бесперебойной работы скважины от трех месяцев до одного года, в зависимости от содержания парафинов в добываемой нефти.

Биопрепарат от компании "INGEEOIL" эффективен при температуре до 188 градусов по Цельсию, при значениях pH от 4 до 10 и при солености до 25-30%.

2.2.5.4 Применения гладких покрытий НКТ

Защита НКТ от коррозии и вредных отложений асфальтенов, смол и парафинов полимерным покрытием резко увеличивает срок их службы, а также позволяет сократить затраты на различные виды обработок скважины.

Для создания полимерного покрытия применяется два типа пластмасс: термопластичные (поливинилхлорид, полиэтилен, полипропилен, фторопласт и т.д.) и терморезистивные (фенопласты, эпоксидные, полиэфирные). Такие покрытия имеют высокую коррозионную стойкость (в т.ч. в высокоминерализованных средах) и длительный срок службы.

Характерное свойство покрытия - очень высокая эластичность, оно устойчиво к любым деформациям НКТ, в том числе к изгибу на любой угол и кручению. Покрытие не склонно к сколам и трещинообразованию, экологически чисто. Что важно, при очистке и ремонте НКТ допустимы кратковременная обработка паром с температурой до 200 °С и кислотная промывка.

В целом, гладкая пленка внутреннего покрытия значительно снижает гидравлическое сопротивление и, как следствие, энергозатраты на подъем нефти на поверхность. Применение НКТП (НКТ с полимерным покрытием) позволяет увеличивать межремонтный период на скважинах с парафинопроявлениями в среднем в четыре раза. Пониженная адгезия АСПО с покрытием позволяет обходиться практически без применения высокотемпературных обработок, а отложения в виде подвижной тонкой корки легко удаляются при гидроструйной промывке.

В большинстве случаев причиной возникновения дефектов покрытия является нарушение правил эксплуатации (режимов тепловой обработки, кислотных промывок и т.д.), а также повышенное содержание механических примесей в добываемой продукции.

Недостаток данного метода заключается в том, что подвержен большому воздействию песка.

Рассматривая использование защитных покрытий и стеклопластиковых НКТ на скважинах Сузунского месторождения, а также учитывая положительные и отрицательные стороны использования данного вида защиты, считаю целесообразным проведение опытно-промысловых испытаний насосно-компрессорных труб с использованием полимерных покрытий.

3 Специальная часть. Внедрение ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений нового состава

3.1 Определение группового состава нефти

АСПО, образовавшиеся в разных скважинах, отличаются друг от друга по химическому составу в зависимости от группового углеводородного состава нефтей, добываемых на этих скважинах. Но при всём возможном разнообразии составов для всех отложений установлено, что содержание в них асфальтосмолистых и парафиновых компонентов будут обратными: чем больше в АСПО доля асфальтосмолистых веществ, тем меньше будет содержаться парафинов, что в свою очередь определится их соотношением в нефти. Такая особенность обуславливается характером взаимного влияния парафинов, смол и асфальтенов, находящихся в нефти до момента их выделения в отложения.

Также прослеживается зависимость: если нефть содержит достаточно большое количество асфальтенов (4-5 % и выше), сказывается их депрессорное действие. Асфальтены могут сами выступать зародышевыми центрами. Парафиновые молекулы участвуют в сокристаллизации с алкильными цепочками асфальтенов, образуя точечную структуру. То есть образование сплошной решётки не происходит. В результате такого процесса парафин перераспределяется между множеством мелких центров и выделение парафинов на поверхности существенно ослабляется.

В таблице 3.1 представлен групповой углеводородный состав нефти Сузунского месторождения.

Таблица 3.1 – Групповой углеводородный состав нефти Сузунского месторождения

Групповой углеводородный состав	Содержание,% масс
Парафины (П)	6,6
Смолы (С)	7,9
Асфальтены (А)	1,2

Полученные данные свидетельствуют о том, что нефть Сузунского месторождения является высокопарафинистой, а содержание асфальтенов незначительно. При кристаллизации парафины образуют сплошную решётку подобно широкой ленте. В такой форме адгезионные свойства парафина усиливаются во много раз, и его способность «прилипнуть» к твёрдым поверхностям значительно интенсифицируется. Кроме того, из-за низкого содержания асфальтенов сокристаллизация парафиновых молекул с алкильными цепочками асфальтенов практически отсутствует, а значит образования точечной структуры, при которой парафин перераспределяется между множеством мелких центров и выделение парафинов на поверхности существенно ослабляется, не происходит. Все это приводит к активному отложению парафинов на поверхности скважинного оборудования.

3.2 Исследование ингибитора АСПО «СНПХ-7821»

В рамках проектной работы были проведены испытания ингибитора парафиноотложений «СНПХ-7821» на сузунской нефти. Для исследований использовалась нефть 175-й и 178-й скважин 4-го куста, поскольку данные скважины имеют малый дебит: 63,6 т/сут и 54,3 т/сут соответственно. Выбор обусловлен тем, что скорость движения нефти в скважинах с низким дебитом ниже по сравнению с высокодебитными скважинами, следовательно, интенсивность отложений выше, что объясняется увеличением турбулизации потока и, как следствие, увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности трубы, флотирующих взвешенные частицы парафина и асфальтосмолистых веществ. Кроме того, движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем и можно объяснить резкое снижение отложений в интервале 0-50 м от устья, а также, имея большие скорости течения, он оказывается более стойким к охлаждению, что тоже замедляет процесс образования АСПО.

Эффективность ингибитора оценивалась по трём параметрам:

- снижение температуры застывания нефти (ГОСТ 5066-91);
- влияние реагентов на профиль вязкости нефти (ГОСТ 33-2000);
- эффективность действия ингибитора АСПО («метод холодного стержня»).

В таблицах 3.2 и 3.3 приведены результаты испытаний ингибитора парафиноотложений «СНПХ-7821». Рабочая дозировка: 200 грамм ингибитора – на 1 тонну нефти.

Таблица 3.2 – Результаты испытания ингибитора АСПО «СНПХ-7821» на нефти Сузунского месторождения (скв.175, 4-й куст).

Наименование показателя	Нефть	Нефть + 1/2 · рабочей дозировки	Нефть + рабочая дозировка	Нефть + 3/2 · рабочей дозировки	Нефть + 2 · рабочей дозировки
1. Температура застывания, °С	-13	-13	-15	-16	-18
2. Вязкость, сСт	7,8	7,8	7,7	7,6	7,3
3. Защитный эффект ингибирования парафиновых отложений, %	-	45	62	64	71

Таблица 3.3 – Результаты испытания ингибитора АСПО«СНПХ-7821» на нефти Сузунского месторождения (скв.178, 4-й куст).

Наименование показателя	Нефть	Нефть + 1/2 · рабочей дозировки	Нефть + рабочая дозировка	Нефть + 3/2 · рабочей дозировки	Нефть + 2 · рабочей дозировки
1. Температура застывания, °С	-12	-14	-16	-18	-19
2. Вязкость, сСт	7,9	7,9	7,8	7,7	7,4
3. Защитный эффект ингибирования парафиновых отложений, %	-	48	63	64	70

На основании полученных данных можно сделать вывод, что ингибитор парафиноотложений «СНПХ-7821» дает удовлетворительные результаты, но не является высокоэффективным.

3.3 Исследование ингибитора нового поколения

К химическим обработкам скважин разных месторождений следует подходить строго индивидуально. Нельзя полностью полагаться на опыт использования ингибитора «СНПХ-7821» на Ванкорском месторождении,

поскольку ванкорская и сузунская нефти существенно различаются по составу. Данное заключение ведёт к необходимости создания нового ингибитора АСПО.

Ингибитор АСПО «СНПХ-7821» имеет следующий состав:

- гексан (50%);
- толуол (40%);
- этилбензол (8%);
- диэтилбензол (2%).

Создание нового ингибитора АСПО влечёт за собой подбор оптимального по свойствам и стоимости состава. В лабораторных условиях в качестве ингибитора АСПО была опробована смесь состава:

- гексан (40%);
- толуол (60%).

Для дальнейшей оценки эффективности полученного ингибитора нового состава (далее – ИНС) были проведены аналогичные испытания. Результаты представлены в таблицах 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4 – Результаты испытания ингибитора нового состава на нефти Сузунского месторождения (скв.175, 4-й куст)

Наименование показателя	Нефть	Нефть + 1/2 · рабочей дозировки	Нефть + рабочая дозировка	Нефть + 3/2 · рабочей дозировки	Нефть + 2 · рабочей дозировки
1. Температура застывания, °С	-13	-14	-16	-17	-20
2. Вязкость, сСт	7,8	7,8	7,6	7,5	7,2
3. Защитный эффект ингибирования парафиновых отложений, %	-	52	68	70	76

Таблица 3.5 – Результаты испытания ингибитора нового состава на нефти Сузунского месторождения (скв.178, 4-й куст)

Наименование показателя	Нефть	Нефть + 1/2 · рабочей дозировки	Нефть + рабочая дозировка	Нефть + 3/2 · рабочей дозировки	Нефть + 2 · рабочей дозировки
1. Температура застывания, °С	-13	-14	-17	-18,5	-20
2. Вязкость, сСт	7,9	7,7	7,5	7,4	7,3
3. Защитный эффект ингибирования парафиновых отложений, %	-	49	68	69	72

Результаты испытаний наглядно представлены на графиках 1-6.

Зависимость t° застывания нефти от концентрации ингибитора

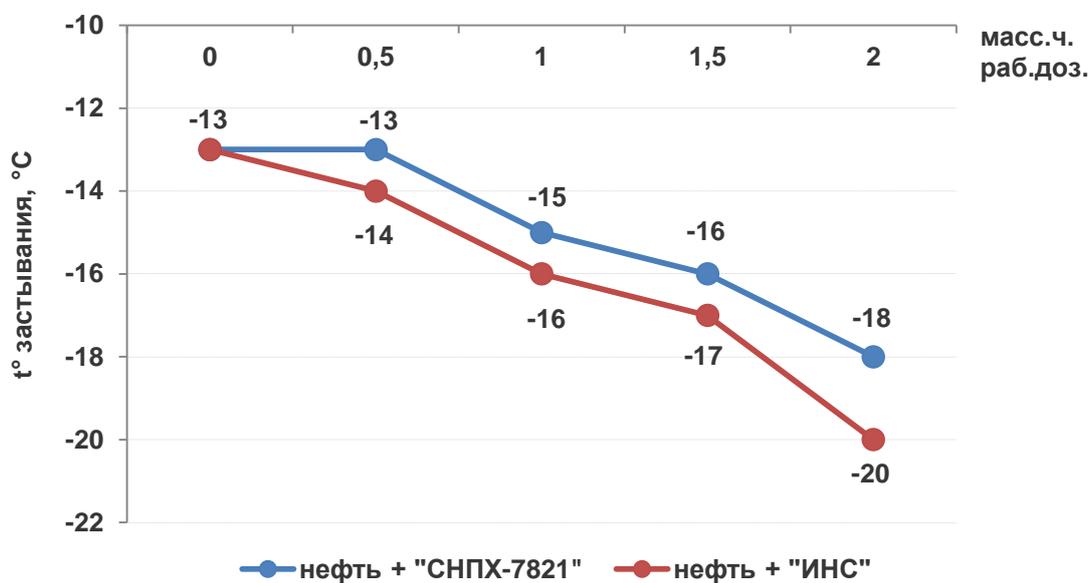


График 3.1 – Зависимость t° застывания нефти от концентрации ингибитора (175-я скважина 4-го куста)

Зависимость вязкости нефти от концентрации ингибитора

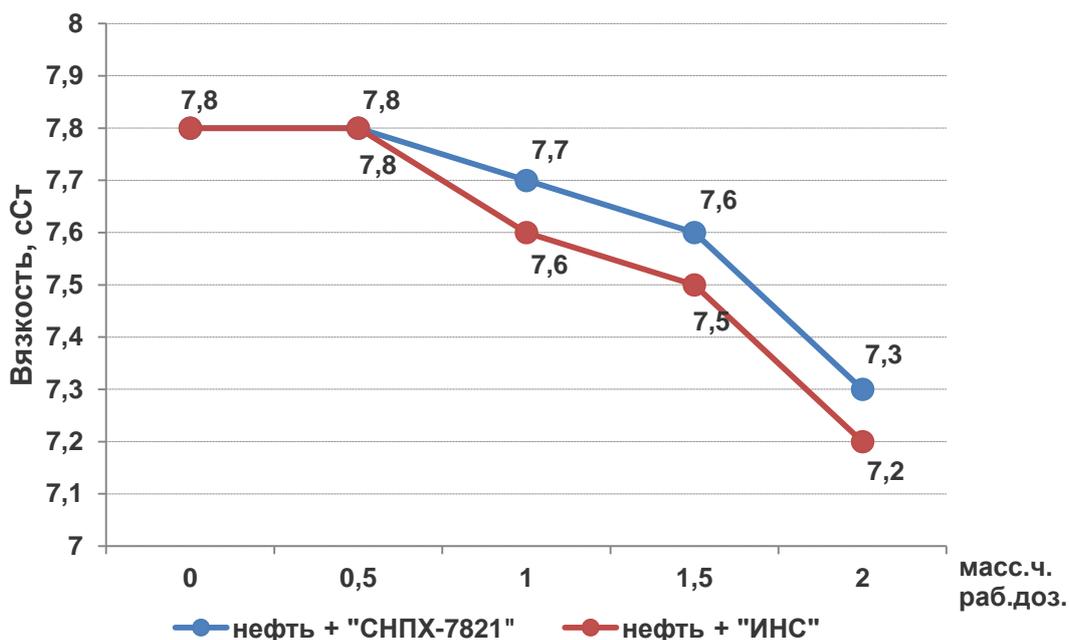


График 3.2 – Зависимость вязкости нефти от концентрации ингибитора (175-я скважина 4-го куста)

Зависимость защитного эффекта ингибирования от концентрации ингибитора

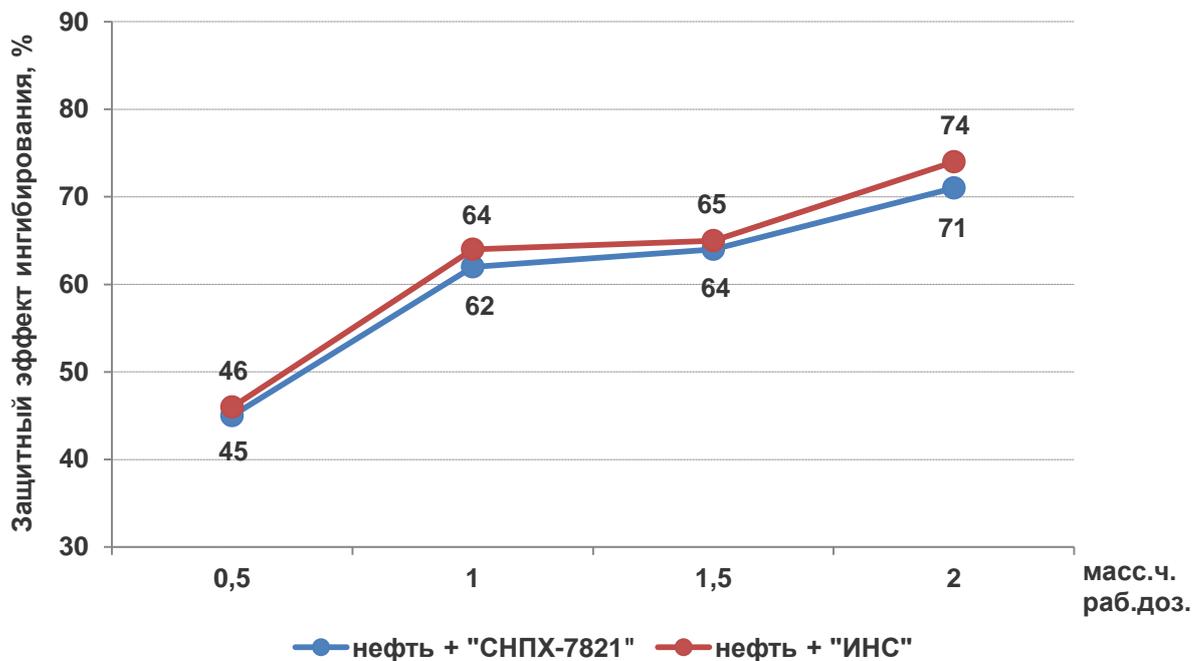


График 3.3 – Зависимость защитного эффекта ингибирования от концентрации ингибитора (175-я скважина 4-го куста)

Зависимость t° застывания нефти от концентрации ингибитора

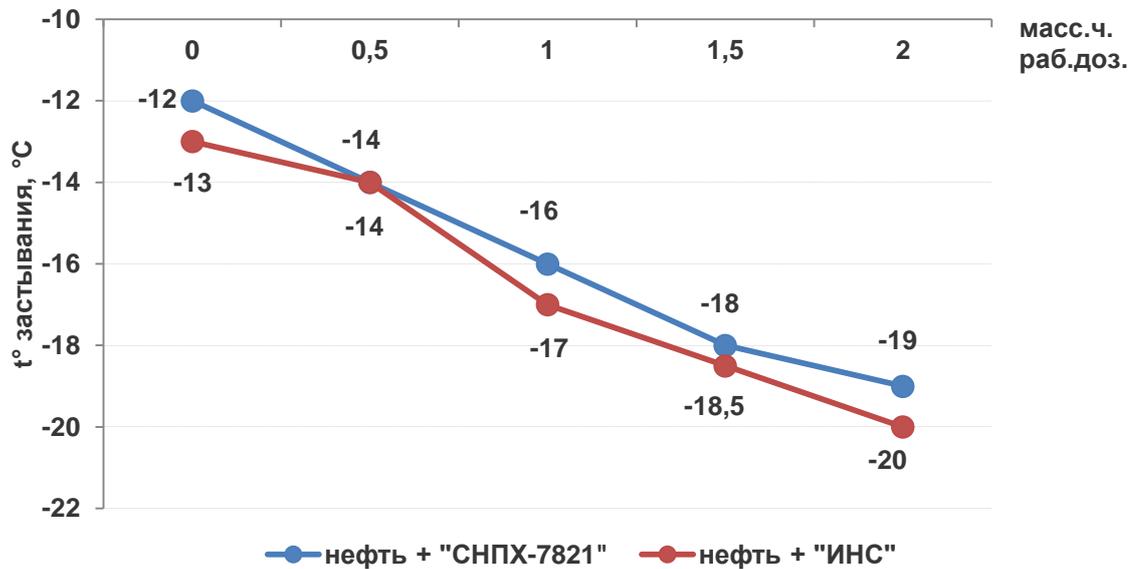


График 3.4 – Зависимость t° застывания нефти от концентрации ингибитора (178-я скважина 4-го куста)

Зависимость вязкости нефти от концентрации ингибитора

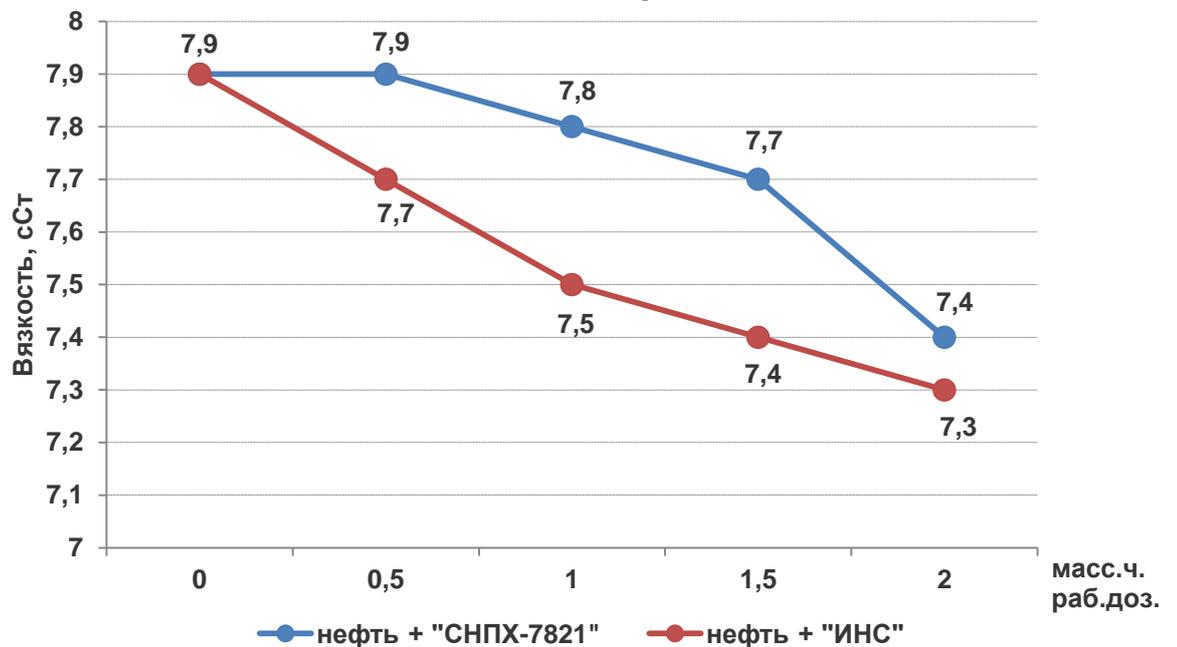


График 3.5 – Зависимость вязкости нефти от концентрации ингибитора (178-я скважина 4-го куста)

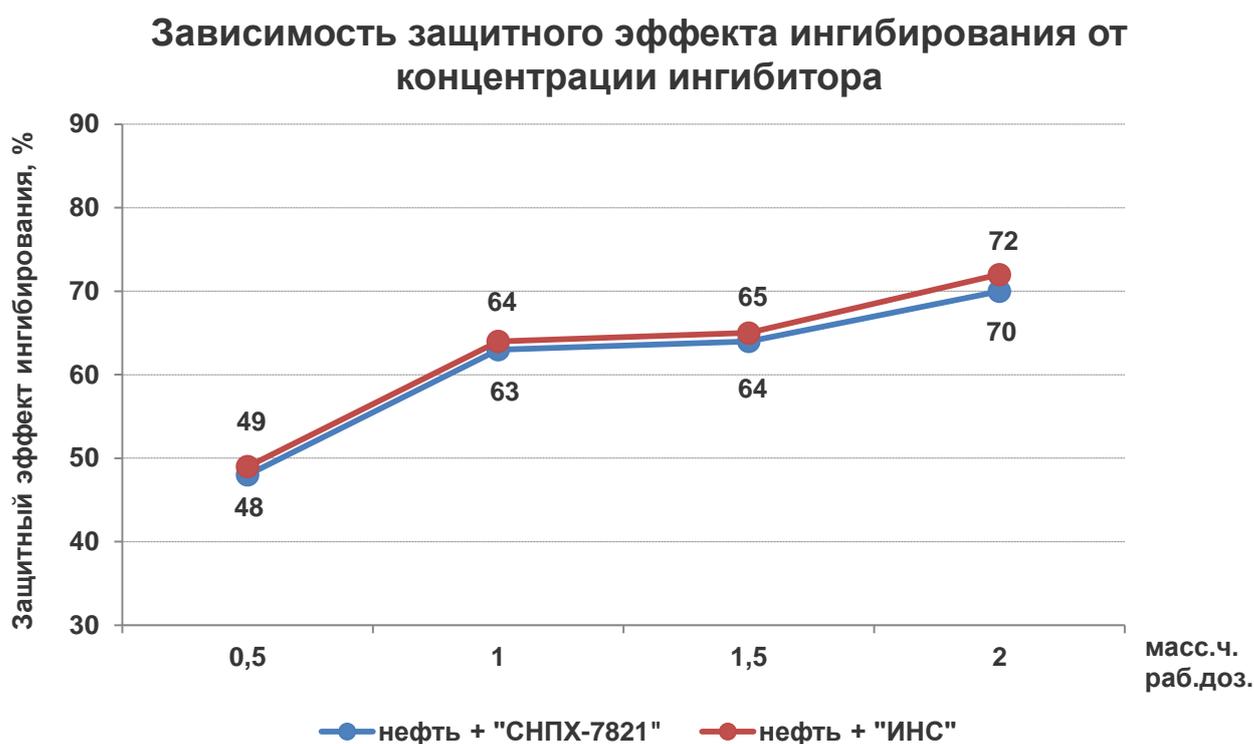


График 3.6 – Зависимость защитного эффекта ингибирования от концентрации ингибитора (178-я скважина 4-го куста)

4 Технико-экономические показатели

В ходе работы рассчитаны технико-экономические показатели по проекту. В таблице 4.1 представлены ежемесячные затраты на предотвращение и удаление АСПО одной скважины.

Таблица 4.1 –Ежемесячные затраты на предотвращение и удаление АСПО одной скважины

Применяемые меры борьбы с АСПО	Цена, руб	Кол-во в месяц	Стоимость, руб.
1. Горячая обработка	40 000	3	120 000
2. Скребоквание	35 000	1	35 000
3. Химическая обработка	34 030	1	34 030
4. Разовая химическая обработка	2 600	8	20 800
Итого:			209 830

Исходя из результатов экспериментов видно, что применение новой смеси в качестве ингибитора АСПО увеличивает эффект ингибирования парафиновых отложений на 2,4%. Следовательно, затраты на предотвращение и удаление АСПО снижаются (таблица 4.2).

Таблица 4.2 –Экономический эффект от внедрения ингибитора нового состава

Затраты на одну скважину в месяц при использовании ИНС	Эффект от внедрения ИНС в одну скважину в месяц, руб.	Эффект от внедрения ИНС в одну скважину в год, руб.	Количество скважин	Эффект от внедрения ИНС в год, руб.
204 794	5 036	60 432	37	2 235 984

5 Безопасность и экологичность

Значение безопасности производства, сохранения окружающей среды и предупреждения аварий и чрезвычайных ситуаций является важным фактором на любом производственном предприятии.

Технология добычи нефти и газа связана с эксплуатацией опасных производственных объектов, которые расположены в населенных районах, что накладывает на производственные предприятия особую ответственность по обеспечению безопасности людей и охране окружающей среды.

Основной целью деятельности в области промышленной безопасности является обеспечение защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий.

5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Рабочим местом оператора по отчистке НКТ от АСПО с установкой «Каскад» являются кустовая площадка, ПКУ, БТВН (АГЗУ).

При обслуживании агрегатов и проведении работ по борьбе с АСПО возможны следующие опасные и вредные производственные факторы:

- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума из-за работающего АДПМ;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- высокое давление рабочей среды в коммуникациях и оборудовании;
- взрывопожароопасность производственного процесса. [12]

Для осуществления технологического процесса в качестве технических средств предварительной очистки НКТ от АСПО вводится ингибитор в добывающую скважину. Но прежде в лаборатории проводится анализ соответствия ингибитора норме.

При работе в химико-аналитической лаборатории на лаборанта химического анализа возможно воздействие опасных и вредных производственных факторов:

- химические ожоги при попадании на кожу или в глаза едких химических веществ;
- термические ожоги при нагревании химических веществ;
- отравление парами и газами токсичных химических веществ;
- возникновение пожара при обращении с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями.

При работе установки «Каскад» и агрегата АДПМ возможны следующие аварийные ситуации:

- взрыв газовой-воздушной смеси;
- выброс нефти без возгорания;
- выброс нефти с возгоранием;

- прорыв технологического трубопровода.

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования.

Наиболее аварийная опасная ситуация при работе с нефтью – взрыв газовоздушной смеси, к которому может привести нарушение технологического процесса или изношенность оборудования.

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Работы производятся на севере Красноярского края, в районе Крайнего Севера, в зоне вечной мерзлоты, за Северным полярным кругом.

Регион отличается крайне суровым климатом субарктического типа. Зима долгая и очень холодная, характерной особенностью является установление морозной погоды с сильным ветром. Снежный покров сохраняется от 7,5 до 9 месяцев в году. Лето короткое (с конца июня по конец августа), прохладное и пасмурное. Среднегодовая температура воздуха около -8°C , среднегодовая влажность воздуха 76%.

При проведении процесса очистки НКТ от отложений оборудование работает круглосуточно, в сменном режиме. Агрегаты располагаются в специальных индивидуальных помещениях.

Категория энергозатрат Пб – работы с интенсивностью энергозатрат 233-290 Вт, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг, сопровождающиеся умеренным физическим напряжением [35].

Поскольку район размещения находится в зоне Крайнего Севера, зимой преобладают крайне низкие температуры воздуха, поэтому необходимо предусмотреть перерывы в работе персонала для обогрева, а также

оборудовать места обогрева для сотрудников, работающих на участках без централизованного отопления.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 250 м². Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются в сменном режиме, как в дневную, так и в ночную смену.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях. [Типовые инструкции по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений]

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м².

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м².

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ. [20]

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 5.1. [34]

Таблица 5.1– Санитарно-гигиенические условия труда

Показатели условий труда	Оборудование, значение
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газозащищенное и взрывозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении.

Каждый оператор установки должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.).

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами.

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

Лаборатория относится к категории помещения - «взрывопожароопасное». В лаборатории имеется достаточное количество помещений для проведения испытаний (измерений), весовая комната, моечная и помещение для приема проб (допускается совмещать функции в помещении моечной), склад для реактивов, помещение для хранения лабораторной посуды, помещение для бытовых нужд и гардеробная, душевую, помещение для приема пищи, помещение для компьютерной и множительной техники, комната для руководителя, комната для инженерно-технических работников, помещения для приточной и вытяжной систем вентиляции, помещение теплового ввода, помещение для хранения инвентаря. Лаборатория кроме главного входа имеет запасной выход.

Электроснабжение, силовое электрооборудование, электрическое освещение, молниезащита, заземление и зануление соответствуют Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), НТП ЭПП-94 соответствуют нормативным документам.

Геометрические размеры бытовых помещений выполнены в соответствии с требованиями. Высота потолков всех помещений, коридоров и тамбуров - 3 м. [28]

Помещения оборудованы принудительной приточно-вытяжной вентиляцией и местными вытяжками из шкафов, раковин и других мест газовыделений. Для обеспечения требуемого температурного режима в помещении приточную вентиляцию оборудуют кондиционерами, калорифером.

Лабораторные помещения оборудованы системами отопления, электроснабжения, приточно-вытяжной вентиляции, холодного и горячего водоснабжения, системами связи, газоснабжения, сжатого воздуха, противопожарным инвентарем, системой пожарной сигнализации, системой

промышленной и бытовой канализации с отдельным выводом нефтесодержащих и бытовых стоков.

Работы, связанные с выделением вредных для здоровья веществ, проводятся в вытяжных шкафах. Устанавливаемые в помещениях для работы с вредными веществами вытяжные шкафы оборудуют коммуникациями для подвода воды, газа, электроэнергии. Рабочие поверхности вытяжных шкафов покрывают материалом, обладающим высокой химической и термической стойкостью. Рабочие поверхности вытяжных шкафов должны иметь бортики, исключающие разлив жидкости за рабочую поверхность шкафа. Электропроводка в шкафах защищена от воздействия химических веществ. Штепсельные розетки электропроводки в вытяжном шкафу находятся снаружи, установлены в месте, защищенном от брызг жидкости. Светильники в вытяжных шкафах взрывобезопасного исполнения.

Вентиляция рабочих помещений обеспечивает не менее трехкратного воздухообмена в час, 8-10-кратный воздухообмен предусмотрен при работе с высокосернистыми нефтями. Объем удаляемого воздуха из помещений превышает на 10 % объем приточного воздуха. Для проветривания помещений в нерабочее время необходимо предусмотреть систему естественной вентиляции.

В лаборатории для проведения каждого вида анализа оборудуется рабочее место. Рабочие места персонала оснащены специальной мебелью и оборудованием:

- лабораторными столами;
- столами для титрования;
- шкафами вытяжными или вытяжными зонтами;
- шкафами для хранения реактивов, приборов, посуды;
- столами-мойками лабораторной посуды;
- столами-приставками.

Кроме специальной лабораторной мебели, лаборатория укомплектована мебелью общего назначения:

- письменными столами для ведения документации;
- компьютерными столами;
- шкафами для хранения документации;
- стульями и высокими табуретами.

Рабочие места имеют как общее, так и местное освещение, оборудованное светильниками. Рабочие столы покрыты несгораемыми материалами.

Температура воздуха на рабочих местах в помещениях ИЛ (ИЦ) обеспечивается на уровне 20 ± 5 °С.

Относительная влажность воздуха в помещениях обеспечивается на уровне: при оптимальных условиях микроклимата - 40-60%, при допустимых условиях микроклимата - 15-75%.

Концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны не превышает предельных допустимых концентраций.

Освещённость рабочих мест: общее освещение - 200-500 лк, в зависимости от вида выполняемых в ИЛ (ИЦ) работ. [19]

Коэффициент светового климата 1,0 (пояс светового климата III, Группа помещений по задачам зрительной работы - 1. [19]

Уровень шума в помещениях лабораторий не более 60 дБ А. [20]

Химико-аналитическая лаборатория предназначена для контроля показателей качества нефти при приемо-сдаточных испытаниях, турбинного масла, технологических газов (азота и кислорода), воды для питьевых нужд, сточных вод после очистных сооружений, атмосферного воздуха рабочей зоны, а также для мониторинга окружающей среды - контроля атмосферного воздуха, поверхностных вод, отложений АСПО, подземных вод и почвы. Для обслуживания химико-аналитической лаборатории в проекте предусмотрен ряд дополнительных сооружений:

- площадка резервуаров для отработанных нефтепродуктов и химреактивов;
- вспомогательный блок;

- аварийный резервуар;
- заливочный островок с площадкой для автоцистерны.

Вся система сбора и утилизации отходов лаборатории - герметичного исполнения. От емкостей за пределы вспомогательного блока выведены дыхательные патрубки. Все оборудование в помещении насосной заземлено и выполнено во взрывобезопасном исполнении. Для удаления вредных для здоровья людей и взрывоопасных газов, выделяющихся в процессе приемки и хранения отходов от химлаборатории, выполнена механическая приточновытяжная вентиляция. При достижении 10 % НКПРП происходит автоматическое включение аварийной вентиляции.

Все электрические датчики системы контроля и управления технологическим процессом имеют взрывозащищенное исполнение.

Контроль загазованности воздушной среды осуществляется инфракрасными измерительными головками Polytron IR QT-90445, QT-90446.

Информация с объектов автоматизации поступает в химико-аналитическую лабораторию на шкаф автоматизированной системы управления УСО ВП. Сигналы о достижении «1» и «2» порогов загазованности (10 % и 30 % НКПРП) передаются по системе телемеханики в местный диспетчерский пункт административного здания, а по месту осуществляется звуковая и световая сигнализация.

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

В летнее время запрещается использовать растворители и ингибиторы с температурой начала кипения ниже +30°C.

По санитарным условиям растворители и ингибиторы АСПО относятся к 3-му классу опасности, при вдыхании паров оказывают общетоксическое воздействие на организм человека. По пожарным свойствам растворители и ингибиторы относятся к легковоспламеняющимся жидкостям (ЛВЖ),

поэтому противопожарные меры необходимо соблюдать такие же, как при работе с бензином.

При работе с растворителем и ингибиторами запрещается применение открытого огня, инструмент должен быть искробезопасного исполнения, электрооборудование в зоне использования растворителей и ингибиторов должно быть во взрывобезопасном исполнении.

Транспортные средства (автоцистерны, промывочные агрегаты) должны обеспечиваться искрогасителями, песком, кошмой, огнетушителями и другими средствами согласно требованиям органов пожарного надзора.

Во избежание вдыхания паров растворителей и ингибиторов во время проведения рабочих операций (замера расхода, отборе проб и т.д.) необходимо находиться с наветренной стороны или использовать противогаз.

Емкость хранения растворителя и ингибитора должна быть ограждена, обеспечена предупреждающими знаками и надписями. Доступ к емкости должны иметь только ответственные лица за применение и учет химреагентов, назначенных приказом по предприятию. Место хранения обеспечивается первичными средствами пожаротушения.

Работникам лабораторий выдаются для защиты от опасных и вредных производственных факторов спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты. Работник, получающий специальные предохранительные приспособления и средства защиты, должен пройти инструктаж по правилам их применения.

Величины предельно допустимых концентраций (ПДК) компонентов рабочей зоны указаны в таблице 5.2. [33]

Таблица 5.2 Величины предельно допустимых концентраций (ПДК) рабочей зоны

Компонент	Массовая доля	ПДК р.з. мг/м ³	Класс опасности
-----------	---------------	----------------------------	-----------------

Гексан	около 50	900/300	4
Тоулол	около 40	150/50	3
Этилбензол	около 8	150/50	4
Диэтилбензол	около 2	30/10	3
Болксополимер окиси пропилена и окиси этилена	около 0,05	Не установлено	Не классифицируется

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

На территории кустовой площадки находятся три помещения, в которых работает оператор по добыче нефти и газа.

По взрывопожарной и пожарной опасности БТВН (АГЗУ) относится к категории А (высшая). [30]

Станция управления УЭЦН имеет категорию В – помещения, в котором находятся горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть.

ПКУ имеет категорию Д – помещение, в котором находятся негорючие вещества и материалы в холодном состоянии. [32]

Все кустовые площадки оборудованы следующими средствами пожаротушения:

- пожарный гидрант с площадкой под пожарный автомобиль размером не менее 20x20 метров ;

- пожарный щит ЩП-В (багор, кошма, ведро, лопата штыковая, лопата совковая, ящик с песком, огнетушитель ОП-8) ;

- пожарный ЩП-Е (багор, кошма, ведро, лопата штыковая, лопата совковая, ящик с песком, диэлектрический коврик, диэлектрические перчатки, огнетушитель ОУ-8) ;

- датчиками загазованности среды (% от НКПР) с предупредительной сигнализацией при 10% НКПР и аварийной остановкой при 50% НКПР.

Уровень взрывозащиты оборудования “Gc” (повышенный), знак взрывозащиты вида “e” – повышенная взрывозащита. [32]

Система пожарной сигнализации предназначена для автоматического обнаружения пожара, подачи управляющих сигналов на технические средства оповещения людей о пожаре и управление эвакуацией людей, на приборы управления автоматическими установками пожаротушения, инженерным и технологическим оборудованием. На рабочей площадке установлена автоматическая система пожарной сигнализации, оборудованная независимыми с ней ручными пожарными извещателями через каждые 50 м. [32]

Выбор типа огнетушителя (передвижной или ручной) для тушения пожара обуславливается размерами возможных очагов пожара; соответствием их температурного диапазона применения и климатического исполнения условиям эксплуатации на защищаемом объекте.

Первичным средством пожаротушения в лаборатории является огнетушитель. По назначению, в зависимости от вида заряженного ОТВ, огнетушители подразделяют по эффективности:

- для тушения загорания твердых горючих веществ (класс пожара А);
- для тушения загорания жидких горючих веществ (класс пожара В);
- для тушения загорания газообразных горючих веществ (класс пожара С);
- для тушения загорания металлов и металлосодержащих веществ (класс пожара Д);
- для тушения загорания электроустановок, находящихся под напряжением (класс пожара Е).

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации: взрывы газовых баллонов или взрывоопасных смесей при проведении работ в газоопасной зоне, взрыв дренажной емкости на промышленном объекте или на кусте скважин.

Анализ возможных аварийных ситуаций на территории кустовой площадки представлен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Превышения давления закачки, для УЭЦН выше давления опрессовки эксплуатационной колонны	- порыв технологических трубопроводов - прорыв лишнего объема в скважину
Разгерметизация емкости для хранения горячей нефти в АДПМ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив горячей нефти из АДПМ - загазованность помещения
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения
Облом или заклинивание оборудования в скважине	- немедленное прекращение работ - длительная выемка сломанного оборудования - выброс газа и нефти в окружающую среду
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	- выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Для предотвращения аварийной ситуации в компании существует «План ликвидации аварий»:

- при возникновении пожара на агрегате;

- при порыве технологических трубопроводов;
- при нарушении нормальной работы систем агрегата, грозящем безопасности обслуживающего персонала.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

При обнаружении на месте производства работ загазованности воздушной среды необходимо сообщить мастеру или начальнику цеха о случившемся, принять меры по устранению загазованности, и действовать, согласно оперативной части плана ликвидации аварий.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

5.7 Экологичность проекта

Природоохранные мероприятия при эксплуатации Сузунского месторождения направлены на решение следующих основных задач:

- предупреждение загрязнения недр, и в первую очередь, подземных вод хозяйственно-питьевого назначения и потенциально минеральных (бальнеологических) вод нефтью, промышленными стоками и вредными отходами, разлившимися на поверхности в аварийных ситуациях;

- недопущение проникновения флюидов из продуктивных пластов по заколонному пространству в пресные водоносные горизонты в процессе строительства и эксплуатации скважин;

- полное и комплексное извлечение из месторождения всех его полезных компонентов;

- недопущение вредного влияния работ, связанных с использованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых, а также эксплуатируемых и находящихся в консервации скважин;

- разработка и соблюдение технологий, обеспечивающих сохранение криолитозоны в естественном состоянии;

- недопущение развития негативных инженерно-геологических процессов.

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу при разработке Ванкорского месторождения предусматривается:

- закачка большей части (90 %) добытого газа в систему ИНД;

- утилизация оставшейся части (10 %) добытого газа для нужд собственного энерго- и теплоснабжения;

- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключаящих выделение нефтепродуктов в атмосферу;

- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;

оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;

на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);

организация санитарно-защитной зоны от объектов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эксплуатация нефтяных скважин во многих регионах страны осложнена образованием твердых асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в подземном оборудовании. Такие осложнения частично или полностью перекрывают проходное сечение насосно-компрессорных труб (НКТ), являясь причиной роста нагрузок на оборудование скважин и снижения подачи погружных насосов.

В настоящее время на Сузунском месторождении при добыче нефти наиболее остро стоит проблема осложнения скважин в виде отложений на НКТ асфальтенов, смол, парафинов.

В ходе выполнения данной работы изучены состав и свойства ингибитора АСПО «СНПХ-7821». На первоначальном этапе подбора оптимального состава ингибитора 40% гексана и 60% толуола – уже получены положительные результаты: показатели температуры застывания улучшились на **6,5%**, вязкости – на **2,7%**, защитного эффекта ингибирования – на **2,4%**. Также определены технико-экономические расчеты по проекту: ожидаемый экономический эффект от внедрения проекта составляет **2 236 тыс. руб. в год.**

На данный момент разработка нового состава ингибитора продолжается, создан план по подбору оптимального количественного и качественного соотношения компонентов ингибитора, планируется проведение лабораторных исследований и – в случае положительного эффекта – опытно-промышленные испытания на скважинах с малым дебитом.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ВДС - волокнисто-дисперсная система
- ВНГЗ - водонефтегазовая зона
- ВНЗ - водонефтяная зона
- ВНК - водонефтяной контакт
- ВПП - выравнивание профиля приёмистости
- ВУС - вязкоупругий состав
- ГИС - геофизические исследования скважин
- ГНК - газонефтяной контакт
- ГОС - гелеобразующий состав
- ГТЭС - газотурбинная электростанция
- КИН - коэффициент извлечения нефти
- КИК - коэффициент извлечения конденсата
- НТК - нефтегазоконденсатный
- НГКМ - нефтегазоконденсатное месторождение
- ПАА - полиакриламид
- ПАВ - поверхностно-активное вещество
- ПГС - полимер-гелевая система
- ПДС - полимер-дисперсная система
- ПДНС - полимерная дисперсно-наполненная система
- ПЗП - призабойная зона пласта
- ПОТ - потокоотклоняющие технологии
- ПЖД - поддержание пластового давления
- СПС - сшитые полимерные системы
- СПГ - силикатно-полимерный гель
- ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства
- ЧНЗ - чистонефтяная зона
- ЭСС - эмульсионно-суспензионная система
- ЭЦН - электроцентробежный насос

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. 653 с.
2. Тронов В.П. Механизм образования смолотпарафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 192 с.
3. Трофимов, А. С. Новая технология Majorack для увеличения СНО НКТ на осложненном фонде скважин: Инженерная практика / Трофимов, А. С. – Москва, 2012. №1 – 74 с.
4. Селютин, Г.Е. Композиционные материалы на основе сверхвысокомолекулярного полиэтилена: свойства, перспективы использования: статья/ Г. Е. Селютин, Ю. Ю. Гаврилов, Е. Н. Воскресенская, В. А. Захаров, В. Е. Никитин, В. А. Полубояров – Красноярск: Институт химии и химической технологии Сибирского отделения РАН, 2015. – 28 с.
5. Каюмов М.Ш., Тронов В.П., Гуськов И.А., Липаев А.А. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2006. №3. С. 48-49.
6. Галибеев, С.С. С сверхвысокомолекулярный полиэтилен. Тенденции и перспективы/ С.С. Галибеев, Р.З. Хайруллин, В.П. Архиреев. – Казань: Вестник Казанского технологического университета, 2008 – 6 с.
7. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие для вузов / И.Т.Мищенко. – Москва: ФГУП Издательство Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
8. Чикалов, С.Г. Коррозионно-стойкая сталь для наносно-компрессорных труб и нефтегазодобывающего оборудования [Текст]: реферат/ С.Г. Чикалов, В.И. Тазетдинов, С.А. Ладыгин, С.В. Александров, С.Б. Прилуков, Ю.Б. Белокозович, А.П. Медведев, О.В. Ярославцева – Первоуральск, 2010 – 8 с.

9. Мусияченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности: учеб-м пособие / Е.В. Мусияченко, А.Н. Минкин. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2016. – 47 с.
10. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях. – Введен 01.11.2006. – Москва: ГУ «Научно-исследовательский институт медицины труда» РАМН, 2006. – 14 с.
11. приказ № 786 О режимах работы в холодное время года. – Введен 12.11.2001. – Красноярск: Администрация Красноярского края, 2001. – 3 с.
12. ГОСТ 12.0.03-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. – Введен 01.01.1976. – Москва: Госкомитет стандартов Совета Министров СССР, 1976. – 12 с.
13. Мусияченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие/Е.В. Мусияченко, А.Н. Минкин. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2016. – 47 с.
14. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003. – Введен 01.01.2013. – Москва: Минрегион России, 2012. – 67 с.
15. СНиП 2.09.04 - 87 Административные и бытовые здания. – Введен 20.05.2011. – Москва: Минрегион России, 2010. – 30 с.
16. СНиП II-92-76 Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий. – Введен 26.07.1976. – Москва: Стройиздат, 1977. – 35 с.
17. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Введен 01.10.1996. – Москва: Стандартинформ, 1996. – 20 с.
18. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введен 01.01.1989. – Москва: Стандартинформ, 1988. – 78 с.

19. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введен 01.01.1996. – Москва : Стандартинформ, 1996. – 9 с.
20. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Введен 31.10.1996. – Москва : МинздравРоссии, 1996. – 8 с.
21. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – Введен 31.10.1996. – Москва: МинздравРоссии, 1996. – 20 с.
22. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введен 01.07.1991. – Москва: Государственный комитет СССР по Управлению качеством продукции и стандартам , 1996. – 37 с.
23. ГОСТ 12.1.002-84 "Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. – Москва: Государственный комитет СССР по стандартам , 1986. – 8 с.
24. СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях. – Введен 19.02.2003. – Москва :МинздравРоссии, 2003. – 41 с.
25. Руководство 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – Введен 01.11.2005. – Москва: ГУ НИИ медицины труда Российской академии наук, 2005. – 182 с.
26. Трудовой кодекс Российской Федерации: федер. закон от 30.03.1999. № 52-ФЗ – Москва :Совет Федерации, 1999. – 74 с.
27. Приказ № 443 Типовые нормы бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, в организациях нефтегазового комплекса. – Введен 06.07.2005.

– Москва: Министерство Здравоохранения и Социального развития Российской Федерации, 2005. – 165 с.

28. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введен 05.01.2009. – Москва: ВНИИПО МЧС России, 2008. – 37 с.

29. ГОСТ 12.1.044-89 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. – Введен 01.01.1991. – Москва: Государственный стандарт союза СССР, 1985. – 153 с.

30. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. – Введен 28.11.1985. – Москва: Министерство нефтяной промышленности СССР, 1985. – 153 с.

31. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. - СПб.: типография «Авангард», 2003- 38 с.

32. СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования».

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

34. СНиП 11-4-79. Естественное и искусственное освещение/

35. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.