

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



Булчаев Н.Д.

подпись инициалы, фамилия

« 28 » 06 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

«Разработка оборудования для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в горизонтальных скважинах»

Руководитель \_\_\_\_\_ канд. техн. наук, . А.А. Азиев  
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник А.С. Мусихин  
28.06.2016  
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультанты: Мусияченко Е.В.  
28.06.2016  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер Помолотова О.В.  
28.06.2016  
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1. Характеристика Самотлорского месторождения .....	7
1.1. Общие сведения о месторождении .....	7
1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения .....	11
1.3. Физико-химические свойства нефти .....	16
1.4. Запасы нефти.....	19
2. Технологический раздел .....	22
2.1. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения .....	22
2.2. Анализ состояния фонда скважин.....	23
2.3. Анализ применяемых методов добычи нефти на Самотлорском месторождении.....	25
3. Специальная часть .....	29
3.2. Влияние состава и свойств углеводородов на возможность образования асфальтосмолопарафиновых отложений.....	31
3.3. Факторы, влияющие на интенсивность образования АСПО .....	35
3.4. Методы удаления и предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в насосно- компрессорных трубах горизонтальных скважин.....	39
3.5. Патентованные методы механической очистки скважин от АСПО ....	47
3.5.1 Скребок для очистки насосно-копмпессорных труб от АСПО .....	47
3.5.2. Устройство для очистки внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы.....	50
3.5.3. Автоматическое устройство очистки глубинно-насосной скважины от парафина .....	51
3.5.4. Устройство для термохимической обработки скважин.....	53
3.6. Механический метод как самый эффективный метод удаления АСПО	54
4 Экономическая часть .....	58

4.1. Расчет экономической эффективности применения механического метода удаления АСПО.....	58
4.2 Результаты экономической эффективности.....	61
5. Экология и безопасность производства.....	62
5.1 Охрана окружающей среды .....	62
6. Безопасность и экологичность .....	65
6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	65
6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	67
6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	68
6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	70
6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	71
6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	72
Заключение .....	76
Список сокращений .....	78
Список использованных источников .....	79

## 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 качестве объекта исследования – рассматривается Самотлорское месторождение, а предметом является технологии удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) из горизонтальных скважин.

На основании объекта и предмета исследования была поставлена цель дипломной работы, заключающая в разработке технологии методов удаления АСПО и применение их на Самотлорском месторождении.

В результате поставленной цели дипломной работы необходимо

рассмотреть следующие задачи:

- изучить основные характеристики Самотлорского месторождения;
- провести анализ текущего состояния данного месторождения;
- провести анализ применяемых методов добычи нефти на месторождении;
- провести исследование методов удаления АСПО;
- провести разработку предложений по совершенствованию технологии очистки скважин от АСПО;
- проанализировать эффективность наиболее перспективного метода;
- предложить мероприятия по технике-безопасности на месторождении.

Структура дипломной работы состоит из введения, пяти глав, разделенных на подпункты, заключения и списка использованной литературы.

# **1. Характеристика Самотлорского месторождения**

## **1.1. Общие сведения о месторождении**

Самотлорское нефтегазовое месторождение открыто в 1965 г. и было введено в разработку в 1969 г. Месторождение является одним из крупнейших не только в Западной Сибири, но и в России. Находится оно в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 750 км к северо-востоку от г.Тюмени, рядом с г. Нижневартовск. Месторождение приурочено к центральной части Нижневартовского свода. В его геологическом строении принимают участие породы доюрского фундамента, мезо-кайнозойских терригенных отложений и платформенного чехла.

В переводе с хантыйского Самотлор означает «мёртвое озеро», «худая вода».

Основными видами деятельности предприятия являются разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин, добыча, транспортировка, подготовка, переработка и реализация углеводородного сырья, обустройство нефтяных и газовых месторождений

Площадь лицензионного участка Самотлора, разработку которого ведет Самотлорнефтегаз, – 1751 кв. м. На месторождении около 8300 добывающих и более 2700 нагнетательных скважин, оснащенных новейшим высокотехнологичным оборудованием. Протяженность нефтепроводов – 1140 км, водоводов – 1223 км, других трубопроводов – 2833 км (рис. 1.1). Разветвленная сеть автомобильных дорог с твердым покрытием общей протяженностью 2077 км проложена по всему месторождению. [25]

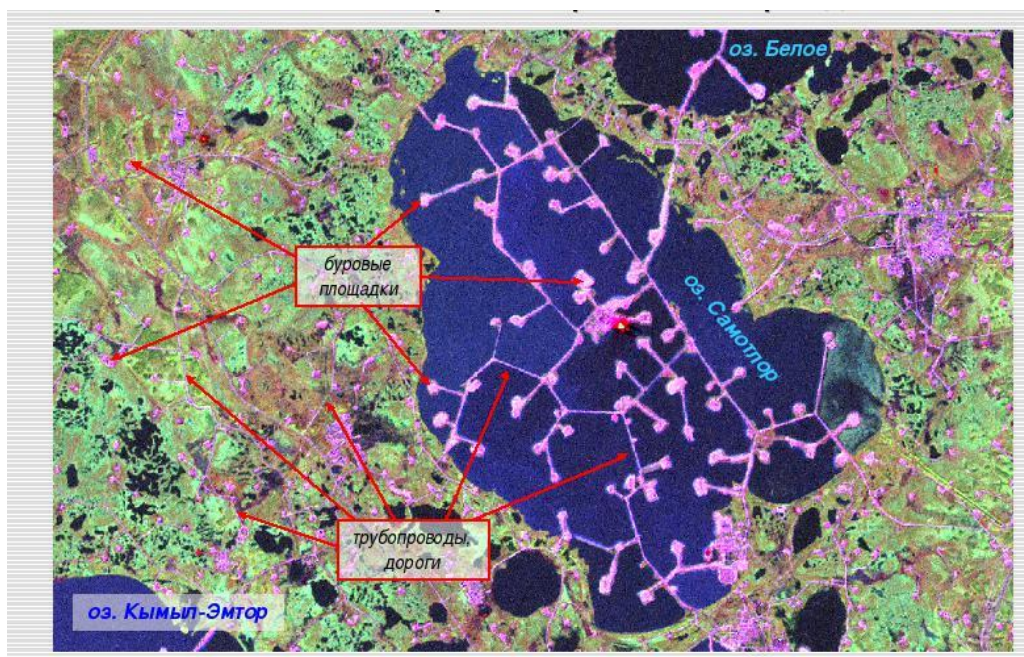


Рис 1.1 – Схема расположения трубопроводов и буровых площадок на Сомотлорском месторождении

Сомотлорское месторождение на многие километры окружают непроходимые болота.

Для создания нефтепромысла на озере-болоте отсыпали искусственные острова для буровых вышек.

Бурение 1-й эксплуатационной скважины было начато зимой 1968 г.

Залежи на глубине 1,6-2,4 км.

Начальный дебит скважин 47-200 т/сут.

Плотность нефти 0,85 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,68-0,86 %.

В 1981 г была добыта 1 -млрд тонна нефти.

В 1980-х гг, на полке добыча нефти составляла около 150 млн т/год.

В 1996 г было добыто лишь 16,74 млн т нефти.

Всего на месторождения было пробурено 16 700 скважин, добыто более 2,3 млрд т нефти.

В 2009 г ТНК-ВР планировала добывать на Сомотлоре 27,8 млн т/год нефти, предполагая инвестировать до 2015 г 4,6 млрд долл США.

Тогда на месторождение мощно работали нефтесервисные компании, в тч, Halliburton, Schlumberger и др.

В настоящее время оператором Самотлорского месторождения является Роснефть.

Добыча нефти составляет на месторождении составляет около 22 млн т/год.

Разработку месторождения ведут Самотлорнефтегаз (экс - Нижневартовскнефтегаз) и РН-Нижневартовск, дочки Роснефти.

Всего за время разработки Самотлорского месторождения построено 2 086 куста скважин. Подобный подход обусловил основную нынешнюю особенность месторождения – значительное количество бездействующих скважин. Однако за время работы ТНК-ВР бездействующий фонд за счет гелого-технических мероприятий сократился на 39% и сегодня составляет около 2 100 скважин.

В свою очередь, за счет применения новых технологий (бурения горизонтальных скважин и скважин с большими отходами, зарезки боковых стволов, гидроразрыва пласта) удалось увеличить действующий фонд скважин до почти 8 тыс. Также реализована программа по освоению Усть-Вахской площади, пробурено 283 скважины и введено в разработку более 50 млн тонн запасов нефти.



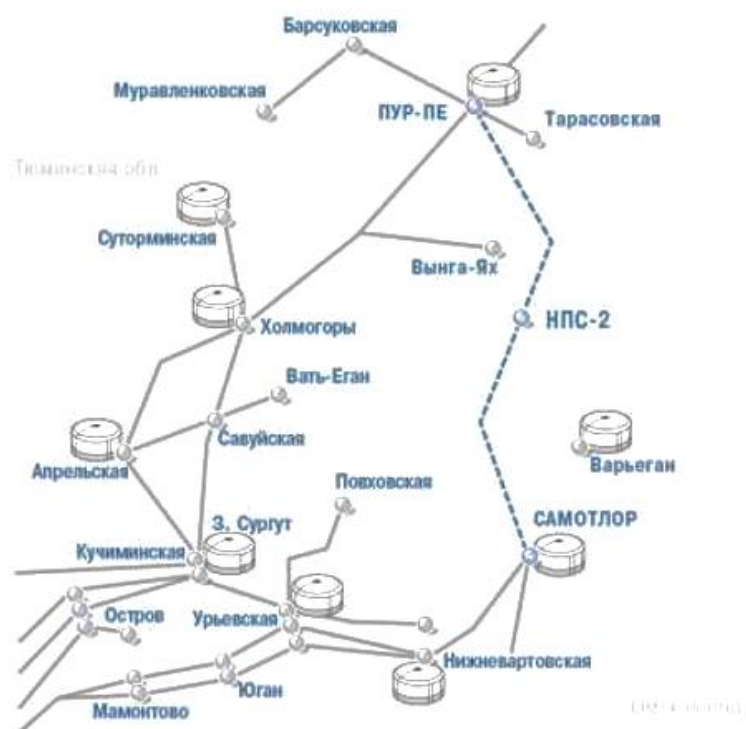


Рисунок 1.2 - Магистральный нефтепровод Пурпе – Самотлор

Нефтепровод НПС "Пурпе" - НПС "Самотлор" является участком магистрального нефтепровода "Заполярье - Пурпе - Самотлор", который должен соединить западное и восточное направления действующей трубопроводной системы ОАО «АК «Транснефть». Запущен в промышленную эксплуатацию в октябре 2011 г.

Общая протяженность введенного в строй участка трубопровода - 420 км. [18]

Трасса нефтепровода проходит по территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов. Начальной точкой нефтепровода является головная нефтеперегонная станция (НПС) Пурпе, конечной – НПС Самотлор. Таким образом, нефтепровод является "перемычкой" между западной и восточной составляющей российской трубопроводной системы. Благодаря этому нефтепроводу возможно по кратчайшему маршруту поставлять нефть с новых месторождений Западной Сибири в направлении трубопроводной системы "Восточная Сибирь – Тихий океан" (ВСТО).

## 1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения

**Самотлорское месторождение** - самое большое не только в Западной Сибири, но и во всей стране. Его общие извлекаемые запасы нефти оцениваются в 300 млн.т. Оно расположено севернее г. Нижневартовска. В состав месторождения входят Самотлорская.

Мартовская, Белозерная, Пауйская, Черногорская площади. каждая из них – это самостоятельное подземное поднятие в рельефе мезозойских пород. но залежи нефти до краев наполняют ловушки и распространены шире, в том числе и в погружениях подземного рельефа между указанными площадями.

На Самотлорском месторождении имеются семь нефтяных залежей и одна нефтегазовая. Кроме того, под озером Самотлор в породах сеноманского возраста расположена небольшая газовая залежь.

В валанжинских породах на глубине 2000-2150м залегает нижняя группа нефтяных пластов. Нефть в них легкая, содержащая до 50-55% бензина и керосина, 0,6-0,7% серы. В нефтяных пластах температура равна 65-700С. Суточное количество нефти, получаемое из одной скважины, оценивается в 100-200т (в настоящий момент дебиты упали до 5-7т). В некоторых скважинах первоначальные дебиты доходили до 1200т\сутки. В каждой тонне нефти содержится до 100м<sup>3</sup> газа, выделяемого при подъеме нефти на поверхность.

В аптских и барремских породах на глубине 1600-1700м залегает вторая группа нефтяных пластов. Нефть в них более тяжелая, содержание керосина и бензина равняется 45-50%, серы 0,8-0,9%. Температура нефти в пластах 60-650С. суточная производительность скважин достигала 60-100т (в настоящее время 3-10т). В каждой тонне растворено до 150м<sup>3</sup> газа.

В самом верхнем аптском пласте над нефтью залегает свободный газ с небольшим содержанием конденсата. Аптский нефтеносный пласт имеет очень большую площадь распространения, значительно больше контуров Самотлора. Было доказано, что нефть в аптском пласте без перерывов, в виде сплошной

залежи уходит за границу Самотлорского месторождения и охватывает Аганское, Мыхпайское, Мегионское и Ватинское месторождения.

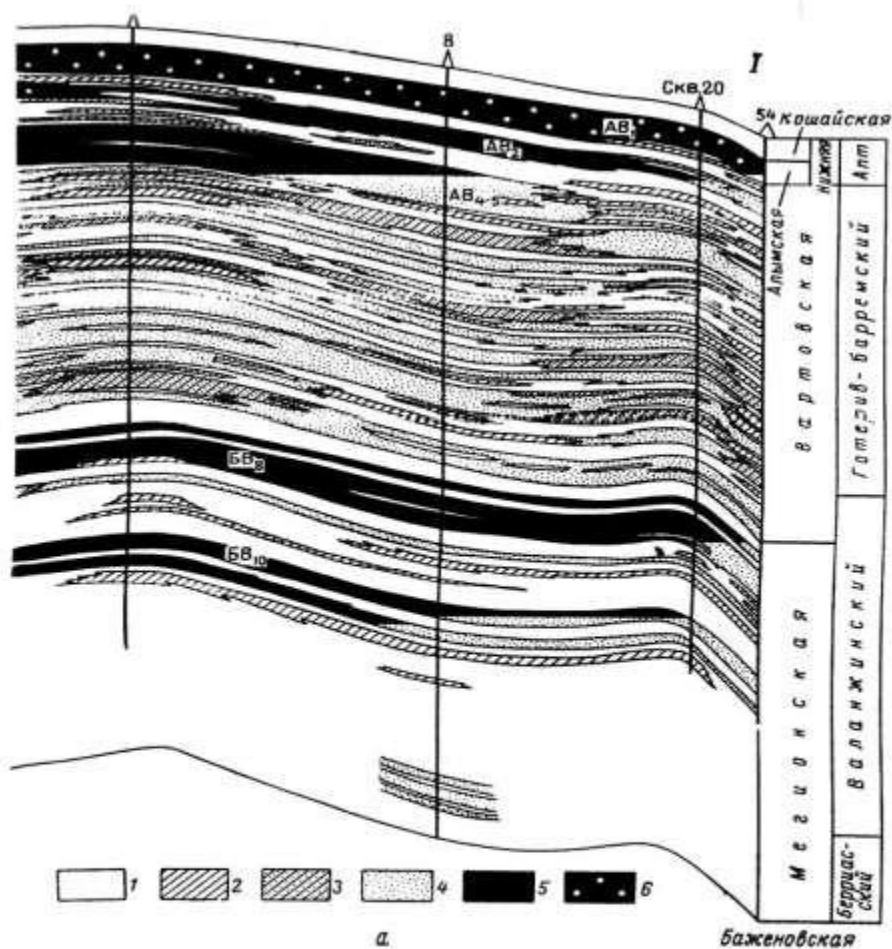


Рис. 1.3 – Геологический разрез и структурные карты меловых отложений Самотлорского месторождения нефти.

а – геологический разрез: 1 – глины, аргиллиты; 2- алевролиты; 3 – чередование глин, алевролитов и песчаников (песков); 4 – песчаники; 5 – залежи нефти; 6 – залежи газа.

Общая толщина платформенного чехла на месторождении превышает 2900 м. Разрез представлен осадочными, преимущественно терригенными образованиями от юрского до четвертичного возрастов. Фундамент сложен глинистыми и глинисто-сланцевыми сланцами верхнего палеозоя.

Основные промышленные залежи Самотлорского месторождения связаны с горизонтами АВ1, АВ 2–3, АВ 4–5, ВВ8, ВВ10 раннемелового возраста. Менее значительные запасы углеводородов содержат также пласты

АВ 6–7 (вартовская свита), БВ 19–20 (ачимовская свита) нижнего мела и 2 ЮВ1 и 0 ЮВ1 (васюганская свита) верхней юры. Некоторые параметры основных нефтегазоносных горизонтов месторождения приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Геолого-физические параметры и характеристика неоднородности залежей Самотлорского месторождения

Показатели	Горизонты				
	АВ <sub>1</sub>	АВ <sub>1-2</sub>	АВ <sub>4-5</sub>	БВ <sub>8</sub>	БВ <sub>10</sub>
Глубина, м	1611	1654	1687	2011-2026	2165
Нефтенасыщенная толщина, м	6,9	8,5	19,0	3,8-5,9	6,5
Проницаемость пород, мкм <sup>2</sup>	0,196	0,151-0,676	0,863	0,072-0,863	0,098
Пористость пород, %	25,2	26,5	27,8	22,8-24,5	28,7
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,49	0,31	0,74	0,35-0,58	0,24
Коэффициент расчлененности, доли 5ед	3,9	6,3	9,42	2,75-4,31	4,76
Начальное пластовое давление, МПа	17,6	17,6	17,6	21,10	21,60
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,0	11,6	13,3	10,1-10,6	10,2-10,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа•с	1,45	1,51	2,13	1,13-1,15	1,0-1,15
Газосодержание, нм <sup>3</sup> /т	88	88	74,0	94,5-95,7	85,8-95,0
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	840	840	360	832	825
Содержание серы по массе, %	1,2	1,1	1,3	1,0-1,2	1,0
Содержание парафина по массе, %	3,8	4,0	1,9	3,4-4,6	3,5

На месторождении коллекторы нефти и газа представлены полимиктовыми песчаниками и алевролитами. Полимиктовый состав и гидрофильность при высоком содержании глинистых материалов определяют значительную удельную поверхность и остаточную нефтенасыщенность коллекторов месторождения. [11]

Продуктивные горизонты месторождения представляют собой толщу мелкозернистых, реже среднезернистых песчаников и алевролитов с прослоями глин. В горизонте АВ1 вниз по разрезу выделяются продуктивные пласты АВ11, АВ12 и АВ13. Пласты различаются по толщинам, площади

распространения, глинистости и коллекторским свойствам. Улучшение коллекторской характеристики и уменьшение глинистости в горизонте прослеживаются вниз по разрезу.

Горизонт АВ2–3 от пласта АВ13 обычно отделен глинами, местами из-за отсутствия глин пласты сливаются. АВ2–3 литологически невыдержан как по площади, так и разрезу. Нижезалегающий горизонт АВ 4–5 отделен от АВ 2–3 глинами толщиной 6–10 м. Горизонт представлен преимущественно песчаниками. Глинистость и расчлененность возрастают к периферии залежи.

Горизонт БВ8 является основным продуктивным горизонтом месторождения. В разрезе выделяются пласты БВ80 , БВ81 , БВ82 и БВ83 . Среди них литологически наиболее однородны и выдержаны пласты БВ81 и БВ82. В пласте БВ80 коллекторы развиты в восточной части месторождения.

В составе горизонта БВ10 установлены продуктивные пласты БВ100 , БВ101 и БВ102. В западном направлении коллекторы горизонта замещаются на глины, а в восточной части месторождения эффективная толщина коллектора резко увеличивается и достигает 11,6 (БВ80) и 28,8 м (БВ81+2).

На месторождении наибольшие колебания общей толщины пластов установлены для пластов БВ100 , БВ83 и БВ81+2, эффективной – для пластов БВ80, БВ83и АВ2- 3. Максимальное число глинистых разделов и их толщины характерны для пласта АВ2- 3.

Анализ промыслово-геофизических материалов позволяет установить следующие две основные формы распределения глины в продуктивных пластах Самотлорского месторождения – слоистую и рассеянную. К такому выводу пришли на основе следующих соображений. Известно, что общую (объемную) глинистость пластов оценивают по величине естественной гамма-активности пород. Для этого по кривой гамма-каротажа отсчитывают амплитуду этой кривой против изучаемого пласта -А  $\gamma$ . Каждой величине А  $\gamma$  соответствует конкретная величина общей глинистости - Аглоб . Известно также, что в нефтеносных пластах возникает явление гидрофобизации поверхности породы нефтью. Для изучения этого явления проведено сопоставление результатов

оценки глинистости двумя независимыми способами – по гамма-каротажу и электрокаротажу (на основе кривой спонтанной поляризации – СП). Сущность последнего заключается в том, что помимо величины  $A_{sp}$  (амплитуда кривой СП) была привлечена еще одна величина – коэффициент начальной нефтенасыщенности  $\sigma_n$ . В свете современных представлений величина  $\sigma_n$  может существенно изменять величину  $A_{sp}$ , особенно в глинистых пластах. [29]

Выбор опытных участков для испытания технологий применения ПДС на Самотлорском месторождении определялся как геолого-физическими факторами, так и состоянием разработки основных продуктивных пластов. При выборе участков в качестве основных качественных критериев рассматривались геологическое строение, неоднородность пласта по фильтрационно-емкостным свойствам, приемистость нагнетательных скважин, обводненность продукции добывающих скважин участка, технические возможности проведения работ в нагнетательных скважинах.

Продуктивные пласты Самотлорского месторождения имеют неоднородную геолого-физическую характеристику.

Каждый участок представляет собой площадной элемент и разрабатывается самостоятельной сеткой добывающих и нагнетательных скважин при искусственном водонапорном режиме. Карта текущего состояния разработки одного из участков приведена на рис. 1.2.

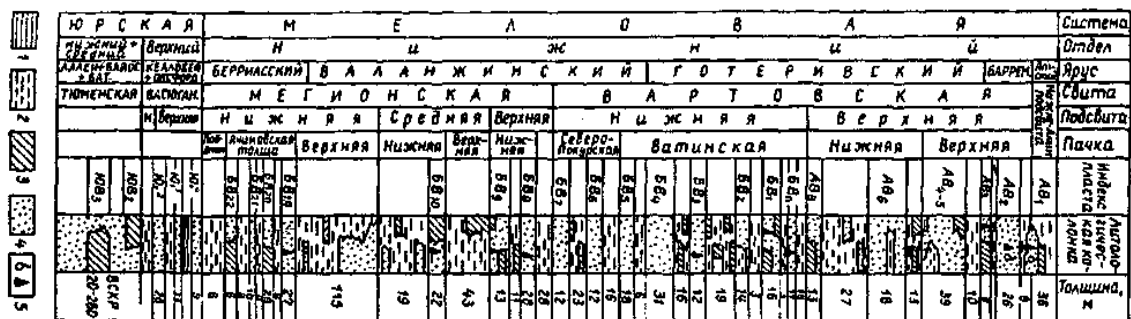


Рис. 1.4 – Сводный литолого-стратиграфический разрез продуктивных отложений Нижневартовского свода

Геолого-физические характеристики нефтяного пласта меняются как в разрезе, так и по площади залежи и в удаленных от объекта исследования зонах их величины не совпадают с локальными значениями, определенными геофизическими методами.[3]

Продуктивные пласты месторождений нефти и газа на Нижневартовском своде представлены в основном песчано-алевролитовыми коллекторами с межзерновой пористостью, преобладающее значение (свыше 60%) имеют породы – коллекторы III класса ( $K_{пр}=100-500мД$ ). Лучшие коллекторы приурочены к готерив-барремским отложениям (вартовская свита), наблюдается улучшение коллекторских свойств от периферийных частей структуры к своду. Исключение из этой закономерности составляют пласты АВ1 и БВ10, представляющие собой литологические залежи.

По минеральному составу песчаники и алевролиты полимиктовые, исключая пласты Ю1-2, представлены биминеральными породами. Среднее содержание кварца в полимиктовых породах колеблется в пределах 18-35% и для преобладающих пород изменяется от 26,8% (пласт БВ8 Мегинское месторождение) до 35,3% (пласт АВ1). Количество полевых шпатов варьирует в пределах от 25 до 50%. [15]

### **1.3. Физико-химические свойства нефти**

Физико-химическая характеристика самотлорской нефти представлена в таблице 1.1. Нефть характеризуется сравнительно невысоким удельным весом ( $d_4^{20} - 0,8525$ ), относительно небольшим содержанием серы (0,95%), смолисто-асфальтовых веществ (асфальтенов – 1,07%, смол силикагелевых – 8,53%) и парафина (3,74% с температурой плавления 54°C). Вязкость нефти невелика (9,14 сст. при 20°C), температура застывания довольно высокая (-9°C) и мало меняется с термообработкой.

Таблица 1.2 – Физико-химическая характеристика нефти

Показатель	Нефть Самотлорского месторождения
Удельный вес, $d_4^t$ , при $t$ 20°C	0,8525
при $t$ 30°C	0,8456
при $t$ 40°C	0,8386
при $t$ 50°C	0,8321
Молекулярная масса	213
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с:	
при температуре 20 °С	9,14
при температуре 50 °С	4,48
Температура застывания, °С	
С термообработкой	-7
Без термообработки	-9
Содержание, % мас. смол силикагелевых	8,53
Содержание, % мас. асфальтенов	0,71
Содержание, % мас. парафина	3,64
Содержание, % мас. серн к-т	29,0
Содержание, % мас. фенолов	0,027
Содержание, % мас. нафтеновых к-т	0,009
Коксуемость, % мас.	3,15
Массовая доля, ppm: сероводорода	Отсутствие
Элементарный состав, %	
С	85,73
Н	12,78
О	0,48
N	0,28
S	0,45

При разгонке по ГОСТ 2177-59 самотлорская нефть дает значительный выход светлых фракций: до 200 °С выкипает 28,8 %, до 300 °С – 49,0%.

Для характеристики фракционного состава и качества фракций нефть подвергалась разгонке на 10%-ные и 3%-ные (по объему) фракции на аппарате АРН-2. В таблице 1.3 и на рисунке 1.3 представлены данные о потенциальном содержании фракций разгонки нефти Самотлорского месторождения.



Таблица 1.3 – Потенциальное содержание фракций в нефти  
Самотлорского месторождения

Температурные пределы отбора фракций, °С	Выход фракций, % вес на нефть		Температурные пределы отбора фракций, °С	Выход фракций, % вес на нефть	
	отдельно	суммарно		Отдельно	Суммарно
Газ до 28 °С					
а) этан	0,01	0,01	190-200	1,7	28,4
б) пропан	0,44	0,45	200-210	1,9	30,5
в) и-бутан	0,35	0,80	210-220	2,0	32,5
г) н-бутан	1,30	2,1	220-230	1,7	34,2
28-60	3,0	5,1	230-240	1,8	36,0
60-62	0,2	5,3	240-250	1,6	37,6
62-70	1,4	6,7	250-260	1,8	39,4
70-80	1,5	8,2	260-270	1,7	41,1
80-85	0,8	9,0	270-280	1,8	42,9
85-90	0,8	9,8	280-290	1,9	44,8
90-95	0,8	10,6	290-300	2,0	46,8
95-100	0,6	11,2	300-310	1,8	48,6
100-105	0,6	11,8	310-320	2,0	50,6
105-110	0,8	12,6	320-330	2,1	52,7
110-120	1,4	14,0	330-340	2,1	54,8
120-122	0,2	14,2	340-350	2,0	56,8
122-130	1,6	15,8	350-360	2,0	58,8
130-140	1,8	17,6	360-370	2,0	60,8
140-145	1,1	18,7	370-380	2,0	62,8
145-150	1,1	19,8	380-390	1,8	64,6
150-160	1,7	21,5	390-400	1,8	66,1
160-170	1,7	23,2	400-410	1,8	68,2
170-180	1,8	25,0	410-420	1,9	70,1
180-190	1,7	26,7	420-430	1,7	71,8
190-200	1,7	28,4	430-440	1,6	73,4
			остаток	26,6	100,0

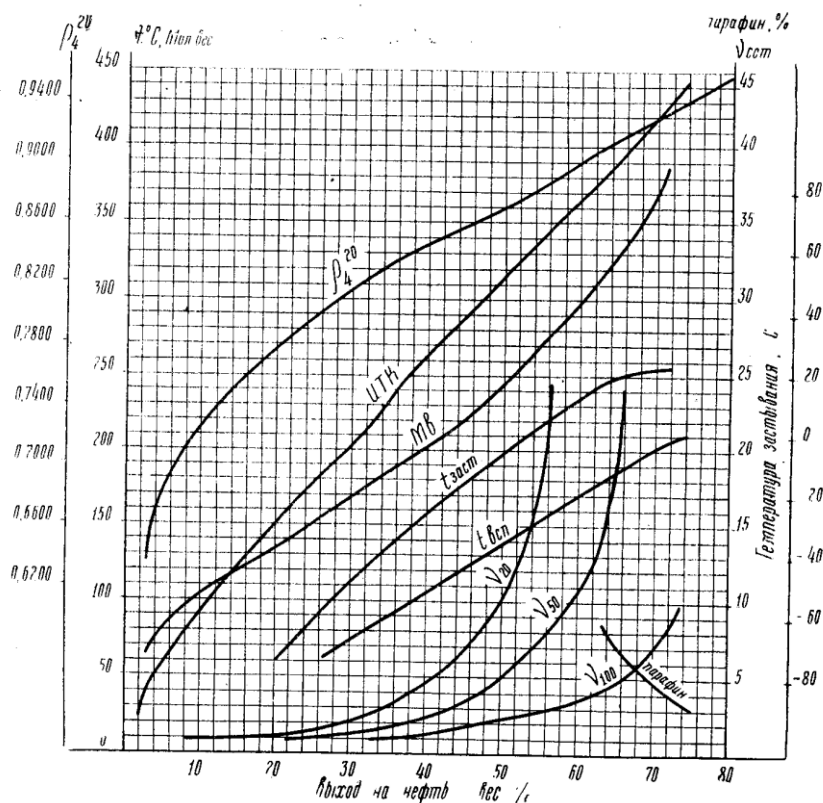


Рис 1.5 – Кривые разгонки самотлорской нефти

#### 1.4. Запасы нефти

Самотлор – одно из крупнейших месторождений в мире с начальными запасами нефти промышленных категорий 6,5 млрд тонн (по последней оценке 1987 г.), было открыто в 1965 г. Залежи на глубине 1,6-2,4 км. Начальный дебит скважин 47-200 т/сут. Плотность нефти 0,85 г/см<sup>3</sup>, содержание S 0,68-0,86%. Центр добычи - г. Нижневартовск. Промышленное освоение Самотлора началось в 1969 г.

На месторождении за это время было пробурено 16700 скважин. Из недр Самотлора уже получено более 2,3 млрд тонн нефти.

В 1981 г. из недр Самотлора добыли первый миллиард тонн нефти, в 1986 - второй.

Самый перспективный участок на Самотлоре - Усть-Вах, там отобрано всего лишь 4,8% нефти. Длительное время Усть-Вахская площадь

Самотлорского месторождения была для нефтяников недоступна, но весьма заманчива. По данным геологоразведки здесь хранятся десятки миллионов тонн нефти. [17]

В октябре 2004 г. здесь началось строительство инженерных сооружений. В марте 2005 г. прошла презентация проекта обустройства Усть-Вахской площади юго-восточной части Самотлорского месторождения.

В апреле 2005 г. по подводному напорному трубопроводу с Усть-Ваха поступили первые 85 тонн чистой нефти. Обводненность сырья составляет всего несколько процентов.

Для сохранения природного баланса и полной безопасности производственного процесса в проекте освоения использованы самые современные экологосберегающие технологии. Предусмотрен безамбарный метод бурения. На левом берегу Ваха из-за особенностей территории не будет хранилищ нефти. Обеспечена безопасная высота отсыпки дорог, кустовых оснований и инженерных сооружений. На территории построено около 7 км дорог, запланировано возведение мостов с общей длиной переходов более 300 м. В 2005 г. инвестиции могут составить \$100 млн.

Другой перспективный проект - БВ8(0). В 2005 г. началось бурение горизонтальных скважин по пласту БВ8(0), эффективность таких скважин составляет 850-1100 тонн на скважину. Это самые высокие дебиты за последние 20 лет.

Большие надежды в "ТНК-ВР" связывают с эксплуатацией объекта АВ1-21 "Рябчик". Пласт "Рябчик" представляет мощный (от 8-12 м в среднем, до 16 м на отдельных участках) нефтенасыщенный пласт, сложенный тонким чередованием песчаников, алевролитов и глин. Проницаемость его очень низкая. Только с помощью гидроразрыва пласта появилась возможность добывать нефть из этого объекта. О том, что там сосредоточены значительные запасы было известно давно, но разработка стала возможной только недавно с появлением новых технологий. На "Рябчике" в настоящее время идет успешная добыча возвратным фондом скважин с применением ГРП.[11]

В перспективе за счет применения передовых технологий планируется также добывать высоковязкую нефть в сеноманских отложениях, запасы которой составляют 57 млн тонн.

Наибольший объем добычи нефти в России сегодня приходится на Самотлорское месторождение (рис. 1.6) - 24625,4 тыс. т, 26,4 процента всей накопленной добычи нефти на территории Югры. Сейчас на территории Западной Сибири добывается 70% российской нефти. Суммарные запасы нефти и газа на севере Западной Сибири составляют более четверти мировых запасов и позволят Западносибирской нефтегазовой провинции ещё несколько десятков лет оставаться не только ведущим регионом в российской нефтегазодобывающей отрасли, но и в целом экономике всей страны. В доходную базу федерального бюджета России от топливно-энергетического комплекса Западной Сибири поступает более 40% налоговых платежей. Из оставшегося в пласте одного миллиарда тонн нефти примерно 70% относится к категории трудноизвлекаемых. Необходима программа полной замены оборудования, для того чтобы добраться до нефти находящийся на большой глубине залегания. Сегодня Самотлор – это треть Югорской нефти

Остаточные запасы "Самотлора" составляют 1 млрд тонн.

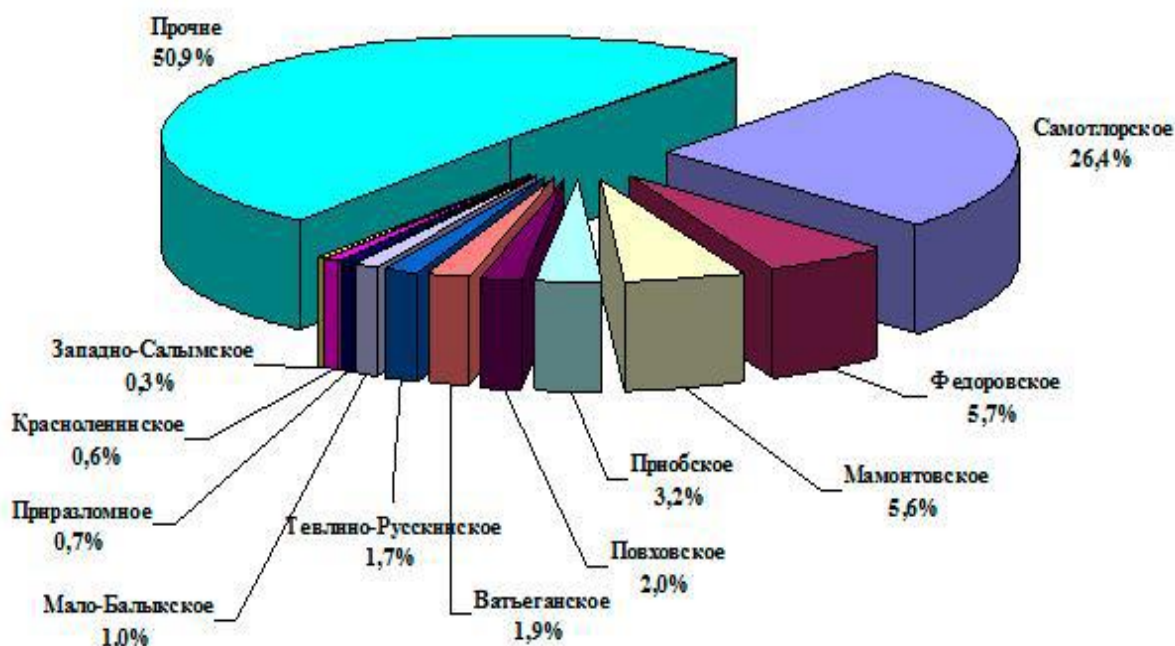


Рис. 1.6 – Объем добычи нефти в России по месторождениям

## 2. Технологический раздел

### 2.1. Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

АО «Самотлорнефтегаз» – одно из крупнейших добывающих предприятий НК «Роснефть», которое ведет разработку Самотлорского месторождения. За 50 лет эксплуатации накопленная добыча Самотлора превысила 2,7 млрд тонн нефти. Остаточные извлекаемые запасы месторождения составляют порядка 1 млрд тонн нефти и конденсата. Это сложноизвлекаемые запасы, добыча которых требует применения современных технологий. «Самотлорнефтегаз» ведет разработку на площади около 2500 кв км. На месторождении более 8,9 тыс. добывающих и 3,9 тыс. нагнетательных скважин, оснащенных новейшим высокотехнологичным оборудованием.

АО «Самотлорнефтегаз», дочернее общество НК «Роснефть», при вводе в эксплуатацию на Самотлорском месторождении двух новых горизонтальных скважин получило из залежи пласта БВ8 (1-3) приток нефти с суммарным дебитом 880 т/сут при обводненности не более 5%.

Обе скважины выполнены без гидравлического разрыва пласта. Последний раз столь высокие значения фиксировались на Самотлорском месторождении восемь лет назад при разбуривании Усть-Вахской площади.

Перспективная залежь пласта БВ8 (1-3) выявлена по результатам сейсмических и геофизических исследований, а также подтверждена зарезкой бокового ствола.

Разбуривание залежи ведется с начала текущего года. Всего на данном участке в 2016 году запланировано бурение 9 добывающих и 3 нагнетательных скважин. [9]

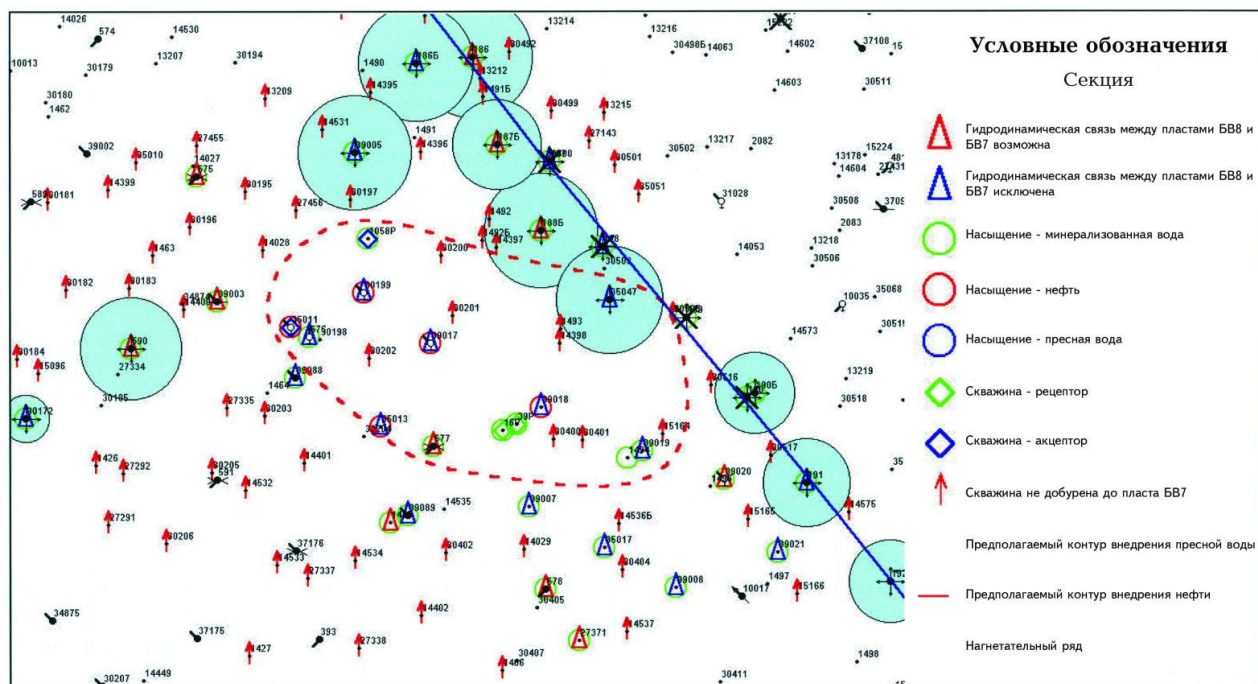


Рис. 2.1 – Текущее состояние разработки пласта BВ<sub>8(1-3)</sub> с транзитами

В настоящее время НК «Роснефть» реализует на Самотлорском месторождении масштабный инвестиционный проект, в рамках которого в 2015 году на месторождении введена 151 новая скважина, проведено более 360 операций зарезки боковых стволов.

## 2.2. Анализ состояния фонда скважин

По состоянию на 1.01.2016 года общий фонд добывающих скважин пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> представлен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Характеристика пробуренного фонда

Наименование	Характеристика фонда скважин	СНГДУ-2
Фонд добывающих скважин	Общий фонд	485
	Эксплуатационный фонд	422
	В т. ч. Действующие	388
	Из них фонтанные	4
	ЭЦН	152
	ШГН	222
	УВН	2
	СТР	8
	КГ	0
	В бездействии	33
	В освоении	1
	В консервации	45

Окончание таблицы 2. 1

Наименование	Характеристика фонда скважин	СНГДУ-2
	Пьезометрические	1
	Наблюдательный	2
	В ожидании ликвидации	0
	Ликвидированные	15
Фонд нагнетательный скважин	Общий фонд	18
	Эксплуатационный фонд	17
	В т. ч. действующие	14
	В бездействии	3
	В освоении	0
	В консервации	0
	Пьезометрические	0
	Наблюдательные	0
	В ожидании ликвидации	0
	ликвидированные	1
Фонд газовых скважин	Общий фонд	37
	Эксплуатационный фонд	0
	В т. ч. действующие	0
	В бездействии	0
	Скважины отбирающие газ с пласта	36
	ликвидированные	1

726 скважин, в эксплуатационном добывающем фонде числятся 592 добывающих и 37 нагнетательных скважин.

В добывающем фонде СНГДУ-2 на 1.01.2010 г. на пласте АВ11-2 числятся 485 скважин, в том числе в эксплуатационном фонде числятся 422 добывающих и 17 нагнетательных скважин. В действующем добывающем фонде находятся 388 скважин (91,9 % эксплуатационного фонда), в бездействии числятся 33 скважины (7,8 %). В пассивном фонде находятся 63 скважины: 45 скважин - в консервации, 3 скважины - контрольные и пьезометрические, 15 скважин ликвидировано.[30]

Практически весь действующий фонд эксплуатируется механизированным способом, фонтаном работают 4 скважины.

Среднегодовые дебиты жидкости за весь период разработки изменялись от 3,3 т/сут до 34,0 т/сут. Максимальный дебит отмечался в 1994 году. В 2014

году средний дебит жидкости составил 21,7 т/сут при обводненности продукции 52.1 %, средний дебит нефти -10,4 т/сут. Действующий фонд можно характеризовать как низкодебитный. Наибольшее количество добывающих скважин (150 скважин) эксплуатируется с дебитами по жидкости менее 10 т/сут (38,7 % действующего фонда). С дебитами жидкости в интервале 10-20 т/сут и 20-50 т/сут эксплуатируется равное количество - соответственно 94 и 95 скважин (около 50 % скважин), в основном, это скважины после проведения ГРП.

Основной объем действующего фонда эксплуатируется с обводненностью от 20 до 60 % - 182 скважины (46,9 %). Число высокообводненных скважин невысоко и составляет 20 скважин (5,2 %). В общем нагнетательных фонде находятся 18 скважин, из них действующие - 14 скважин, 3 скважины находятся в бездействии и одна ликвидирована.

### **2.3. Анализ применяемых методов добычи нефти на Самотлорском месторождении**

По эксплуатационным объектам месторождения наибольшие остаточные запасы нефти сосредоточены в низкопродуктивных объектах АВ1(1-2) («рябчик») и АВ1(3), суммарная доля их участия в остаточных запасах составляет 60,3 %. На долю объекта АВ 1(1-2) приходится 38,4 % от общих запасов месторождения, и от эффективности его разработки в дальнейшем в значительной степени будут зависеть технологические показатели месторождения в целом. Наиболее успешной следует признать выработку запасов нефти по объекту БВ8.

Текущая обводненность продукции по объектам разработки высокая, независимо от величины текущих КИН и степени выработки запасов. Самые высокие текущие значения КИН получены по эксплуатационным объектам БВ8 (0,586) и АВ4-5 (0,479). Самые низкие значения КИН (от 0,028 до 0,049)



характерны для мелких объектов разработки, таких как БВО-4, БВ7, БВ16-22 и для объекта АВ 1(1-2).

Пласты группы АВ различаются как по степени выработки запасов, так и по текущему состоянию разработки. Если по пластам АВ2-3 и АВ4-5 достигнуты отборы НИЗ в объемах 84,1 % и 85,8 % соответственно, то по пласту АВ1(3) отобрано 56,1 % НИЗ, а по пласту АВ 1(1-2) - всего 15,6 %.

Основные перспективы сохранения достигнутых по месторождению уровней добычи нефти связаны с широким вовлечением в разработку запасов сложного по строению пласта АВ 1(1-2), а также отложений ачимовской толщи.[28]

Для составления уточненного проекта разработки Самотлорского месторождения до 2050 г. рассматривались несколько вариантов.

Рекомендуемый вариант предусматривает для интенсификации выработки запасов и повышения коэффициента нефтеизвлечения увеличение объемов геолого-технических мероприятий, изменение местоположения проектных скважин на отдельных площадях за счет применения горизонтальных скважин, увеличение числа боковых стволов. Практическое осуществление варианта предполагает проведение более 7000 операций ГРП, бурение порядка 1600 боковых стволов, мероприятия по оптимизации отборов, прострелочно-взрывные работы, закачку потококорректирующих составов в нагнетательные скважины, обработку призабойных зон (ОПЗ) добывающих скважин.

Проводились анализы и обобщение эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов и основных методов воздействия на призабойную зону пласта на Самотлорском месторождении за 4 десятилетия его эксплуатации по более 60 методам повышения нефтеотдачи пластов (ПНП): гидродинамические и газовые, физико-химические, электрофизические, комбинированные и пр.

За анализируемый период обработано около 2000 нагнетательных скважин, число скважино-обработок достигло 6000. Технологическая эффективность на 1 скв.-операцию составила от 0,8 до 18,3 т/сут. В результате

проведенных анализов было установлено, что наиболее эффективными методами ПНП на месторождении являются циклическое заводнение в сочетании с физико-химическими методами (закачка геле- и осадкообразующих систем), а также газовое и водогазовое воздействия на пласт.

Больше всего испытаний и опытно-промысловых работ было проведено по группе физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, направленных на увеличение коэффициента вытеснения нефти из пористой среды, на повышение охвата залежей воздействием воды, а также для комплексного воздействия.

Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов можно условно разделить на 2 категории:

а) технологии, связанные с применением составов, необратимо влияющих на коллекторские свойства пласта – «жесткие» технологии;

б) технологии с применением составов, на которые при необходимости можно повлиять в процессе разработки объекта (удалить, нейтрализовать и т.д.) - «мягкие» технологии.

К «жестким» технологиям МУН следует отнести технологии, направленные на увеличение коэффициента охвата, а именно, в первую очередь, применение осадкообразующих систем, полимердисперсных систем (ПДС), волокнистодисперсных систем (ВДС), сульфато-содовых систем (ССС), щелочно- полимерных суспензионных композиций (ЩПСК), осадкообразующих полимерных композиций (ОПК) и т.д.

С этой точки зрения более перспективны «мягкие» технологии, не приводящие к необратимым изменениям коллекторских свойств пласта и направленные на доотмыв остаточной нефти (закачка ПАВ, снижающих межфазное поверхностное натяжение, щелочное и полимерное заводнение, закачка растворителей и т.д.), а также технологии, направленные на увеличение коэффициента охвата с применением гелеобразующих и полимерных систем.[13]

В качестве основных методов воздействия на призабойную зону пласта, включающую также юрские продуктивные отложения, относящиеся к залежам с низкопроницаемыми коллекторами, кроме широко применяемых традиционных обработок (соляно-, глино-, ацетонокислотных), нашли применение на месторождении другие новые методы воздействия, а именно, депрессивно-вакуумное воздействие (ДВВ) за счет создания с помощью высоконапорных струйных аппаратов многократных мгновенных депрессий-репрессий на пласт и виброволновое воздействие на пласт с использованием низкочастотного излучателя упругих сейсмических волн скважинного типа.

Также использовался метод ультразвуковой обработки (УЗО) ПЗП. Работы по обработке ПЗП проводились компанией ООО « Центр ультразвуковых технологий сервис». Применение ультразвукового воздействия на ПЗП частотой 15– 59 кГц позволяет:

- уменьшить поверхностное натяжение на границах твердой фазы и флюида под воздействием колебательной энергии создаваемой в упругом поле ультразвуком;

- изменить физико-механические свойства высоковязких флюидов, содержащих асфальтовые и смолистые соединения, сделать их более подвижными;

- вовлечь в разработку пропластки с низкими фильтрационными свойствами, увеличивая тем самым коэффициент охвата по толщине. Проведенные испытания на Самотлорском месторождении показали, что в среднем дебит нефти увеличился с 3,5 до 7,8 т/сут., коэффициент продуктивности с 0,143 до 0,23 м<sup>3</sup> / (сут. атм)

В целом дополнительная добыча от повышения нефтеотдачи пластов и методов воздействия на ПЗП составила 14,2 млн т.

### 3. Специальная часть

#### 3.1. Преимущество горизонтальных скважин

В настоящее время в нефтедобывающей промышленности наблюдается медленное истощение запасов и все большая их часть приходится на труднодоступные месторождения. Сложность добычи в том, что они характеризуются высокой вязкостью нефти и шельфами морей. Анализ и эффективность применения горизонтальных скважин подтверждается запасами нефти, которые извлекаются в Западной Сибири и России, что примерно в общей сумме составляет 12 млрд. тонн. Применение горизонтальных технологий во много раз увеличивает эффективность разработки запасов. Они подразумевают процесс бурения и, собственно, сами горизонтальные скважины. Имеют наиболее значительную протяженную зону. При строительстве этих скважин используется зарубежное и российское оборудование, а главный показатель – эффективность. Максимально стараются использовать отечественное снаряжение, но в виду отсутствия некоторой необходимой продукции, приходится прибегать к покупке импортного. Несмотря на то, что строительство горизонтальных скважин затратнее на 10-15%, чем вертикальных, их применение имеет немало преимуществ:

- уменьшение суммарного количества скважин на месторождениях;
- рост уровня извлечения нефти;
- привлечение в разработку новые залежи нефтяных пластов и высоковязкой нефти.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – популярный метод, интенсивной добычи нефти при разработке низкопроницаемых коллекторов. Многостадийный ГРП в горизонтальных скважинах (МГРП) – последовательное выполнение гидроразрывов пласта в одной скважине. Оно позволяет повышать уровень рентабельности от добычи нефти, в то время как, ГРП в наклонно направленных скважинах не дает должного объема

рентабельности в разработке. МГРП делится на 2 вида: общая технология и технология применения пакерных компоновок. Продуктивность горизонтальных нефтяных скважин после ГРП значительно повышает уровень дополнительной добычи нефти и сокращает затраты на бурение. Основная идея проведения ГРП состоит в изменении геометрии участка горизонтального ствола скважины и организации благоприятных условий для следующего ГРП.

Область применения нефтедобывающих скважин с горизонтальными окончаниями достаточно обширная. В нее входит упрощение добычи нефти из труднодоступных месторождений, разработка участков сложных пород и т.д. Такого рода скважины разумно использовать для предварительной промысловой добычи из недр земли. Перед осуществлением задуманного, проводятся следующие действия:

1. Анализ и оценка целесообразности применения пластов. Для предварительной дегазации высокогазоносных угольных пластов бурение опережающих пластовых скважин – наиболее оптимальный способ понижения газовыделения в очистных забоях и промежуточных выработках угольных шахт. Подходящий диаметр дегазационных скважин равен 80 – 250 мм, а рациональная длина – от 5 до 250 м. скважин для заблаговременной дегазации угольных пластов.

2. Обобщение условий применения и результативности использования горизонтальных скважин при разработке месторождений газа и нефти доказало, что нынешние технологии и специальное аппаратное обеспечение позволяют бурить скважины почти любой траектории с возможным люфтом не более 2м. Горизонтально разветвленные скважины по сравнению с вертикальными намного эффективнее. Использование таких скважин повышается при снижении мощности пласта и возрастании неоднородности его строения. Одна горизонтальная скважина способна заменить 5 вертикальных, а если учесть фактор неоднородности, то соотношение может быть 1:20.

3. Прогнозирование возможности использования скважин для добычи метана из угольных пластов. Наиболее развивающимися углеметановыми

месторождениями России являются Печорский и Кузнецкий угольный бассейны. Разработан целый комплекс подходов к вскрытию таких мест земли, которые осуществляют профили горизонтальных скважин.

Все перечисленные действия направлены на оценку возможности уместности освоения метаноугольных залежей. Так как задача сложная она требует еще более детального изучения газоотдачи пластов с применением скважин с горизонтальным стволом, при этом следует учитывать множество факторов.

### **3.2. Влияние состава и свойств углеводородов на возможность образования асфальтосмолопарафиновых отложений**

В практике эксплуатации скважин встречаются различные осложнения, обусловленные отложениями парафина, выносом песка и образованием песчаных пробок, отложением минеральных солей на забое скважины, в подъёмных трубах, в наземном и подземном оборудовании и т.д. Асфальтосмолопарафиновые отложения образуются, в основном, парафинами, смолами и асфальтенами, которые в условиях пласта коллоидно растворены в нефти.

В группу парафинов входят твёрдые углеводороды от  $C_{17}H_{36}$  до  $C_{71}H_{144}$ . Плотность парафина в твёрдом состоянии колеблется в пределах от 865 до 940 кг/м<sup>3</sup>. Чистые парафины – белые кристаллические вещества, которые при определённых термодинамических условиях переходят в жидкое состояние.

Смолы представляют собой полициклические соединения, молекулы которых, кроме углерода и водорода, содержат атомы кислорода, серы, азота. В нефти такие соединения обладают коллоидными свойствами и оказывают влияние на начало кристаллизации и рост кристаллов парафина. Так, при концентрации смол 4 % температура застывания нефти понижается на 2 0С.

Асфальтены имеют большую молекулярную массу, коллоидную или твёрдую консистенцию. Эффективная концентрация асфальтенов, влияющих на

кристаллизацию парафина, составляет 0,5 %. Наличие в нефти частиц песка, глины и других механических примесей способствует упрочнению АСПО, зачастую выступая центрами кристаллизации парафина. [7]

Состав парафиновых отложений зависит от состава нефти и термодинамических условий, при которых формируются отложения. Так, при снижении температуры нефти сначала кристаллизуются более тугоплавкие углеводороды (УВ), а в дальнейшем, при массовой кристаллизации, – менее тугоплавкие.

Таким образом, в зависимости от условий составы парафиновых отложений даже в одной скважине весьма разнообразны. Различаются они по содержанию асфальтенов, смол и твердых углеводородов. Характерной особенностью процесса является неравномерное распределение парафина в массе отложений по сечению слоя. Наибольшее количество парафина содержится в слое, непосредственно прилегающем к стенке. Это указывает на то, что по мере накопления отложений во внутренних слоях происходит перекристаллизация парафинов. Отложения уплотняются, и жидкая фаза вытесняется. Нередко парафиновые отложения содержат воду и механические примеси. Парафиновые отложения характеризуются следующим составом: парафины – 10...75 %, асфальтены – 2...5 %, смолы – 11...30 %, связанная нефть – до 60 %, механические примеси – 1...5 %.

По химическому строению различают 2 типа углеводородов: насыщенные (включая парафины, изо-парафины и нафтен) и ароматические. В нефти и в пластовой воде, поднимаемых на поверхность, всегда содержатся растворенные вещества, которые способствуют образованию нефтяных эмульсий и повышению их стойкости. Основными стабилизаторами водонефтяной эмульсии, содержащихся в нефти, являются асфальтены, нафтены, смолы, парафины, механические примеси. Ввиду своей небольшой температуры плавления (порядка 60...65 °С), парафин свободно при нагреве переходит из твёрдого состояния в жидкое, а при охлаждении могут образовываться центры кристаллизации.

Асфальтены характеризуются высокими температурами плавления порядка 300 °С и выше, и в нефтях практически всегда находятся в твёрдом состоянии и стабилизированные смолами. Твёрдые асфальтены представляют собой надмолекулярные образования, состоящие из 5-6 слоев полиядерных двухмерных пластин общей толщиной 1,6...2,0 нм. Асфальтены в обычный микроскоп не видны. Смолы же в нефтях образуют истинные растворы, т.е. растворены в общем объёме нефти. [5]

Особое внимание при добыче, транспортировке и хранении нефти следует уделить образованию АСПО.

Под механизмом образования АСПО понимают совокупность процессов, которые приводят к накоплению твердой фазы на поверхности нефтепромыслового оборудования при транспортировке нефти. По мере движения нефтяной системы от забоя к устью скважины и далее снижается температура и давление нефтяного потока, что является определяющими факторами образования отложений органических соединений на внутренних стенках промыслового оборудования. Снижение давления при добыче нефти сопровождается выделением газа, соответственно проявляется эффект Джоуля-Томсона, и как следствие температура потока снижается. При снижении температуры ухудшается растворяющая способность нефти, в результате чего в системе появляются кристаллы парафиновых углеводородов.

АСПО – природный композитный материал, состоящий из 10-15 органоинеральных веществ и соединений. Отложения представляют собой, как правило, мазеподобную суспензию или эмульсию с высокой адгезией к различным поверхностям. Отложения на поверхности нефтепромыслового оборудования, в основном, формируются органическими и неорганическими веществами. Парафины представлены, в основном, углеводородами с числом атомов углерода в молекуле от 22 до 28. Молекулы n-алканов при охлаждении формируют кристаллы. В кристалле они имеют форму плоских зигзагообразных цепей высокомолекулярных n-алканов, параллельных между собой.



Средняя температура плавления нефтяных парафинов на подавляющем большинстве залежей находится в пределах 47...61 °С. В широком диапазоне содержания парафинов средняя температура плавления изменяется мало и составляет 52 °С. Отклонение от среднего значения сравнительно небольшое ( $\pm 1,3...2,8$  °С). Это указывает на то, что состав нефтяных парафинов в подавляющем большинстве залежей оказывается практически одинаков и мало зависит от содержания парафинов в нефти.

Асфальтены и смолы относятся к поверхностно-активным компонентам нефти. Содержание этих компонентов меняется в широких пределах. Присутствие этих компонентов оказывает значительное влияние на процесс кристаллизации парафинов. Асфальтены и смолы называют модификаторами кристаллической структуры. В присутствии смол и асфальтенов происходит кристаллизация парафинов, при которой из раствора выделяются недоразвитые монокристаллы, возникшие из немногих центров кристаллизации. Они приобретают форму древовидных и шарообразных образований, и молекулы смол либо встраиваются в кристаллическую решетку парафина, либо адсорбируются на поверхности его кристаллов, тем самым изменяют форму кристаллов. В результате получают крупные кристаллы неправильной формы. [16]

Смолы неоднородны по своему составу. Они содержат нафтеновые и ароматические элементы, парафиновые цепи разной длины и степени разветвленности, а также гетероатомы серы, кислорода и азота. В случае, когда в составе добываемой нефти преобладают парафины, по мере подъема и охлаждения нефти увеличивается толщина отложений из-за интенсивной кристаллизации и формирования более прочной крупнокристаллической структуры. Это обуславливает формирование профилей АСПО с постоянным нарастанием толщины к устью скважины.

Нефть, состоящая из смеси как легких, так и тяжелых углеводородов, при пластовых условиях находится, как правило, в термобарическом равновесии. Сырая нефть в пластовых условиях является системой, равновесие в которой

зависит от степени рассеивания тяжелых компонентов, таких как асфальтены, смолы и компоненты с высокомолекулярным весом. При изменении термобарических условий в призабойной зоне или в стволе скважины, связанных с понижением давления и температуры, нарушается фазовое равновесие и из смеси углеводородов могут выделяться как газообразные, так и твердые компоненты.

Состояние фазового состава сырой нефти зависит от следующих факторов:

- соотношения полярных и неполярных молекул;
- соотношения легких и тяжелых углеводородов;
- наличия частиц с размером рассеивающихся частиц в нефти;
- наличия воды в нефти (рассеянная вода в нефти влияет на устойчивость эмульсии в нефти, наличие некоторых веществ на водонефтяном контакте вызывает образование механически устойчивой защитной пленки).

Изменение одного из любых вышеуказанных факторов приводит к нарушению равновесия системы, в результате которого происходят кристаллизация и выпадение в осадок таких компонентов, как парафин, смолы, асфальтены, неорганические соли. Выпадение твердой фазы может начаться в любой точке технологической цепочки, где при изменении температуры и давления создаются необходимые для этого условия. АСПО могут формироваться в призабойной зоне, стволе скважин, выкидных линиях, трубопроводах системы сбора и транспорта нефти, аппаратах подготовки и хранения нефти. [21]

### **3.3. Факторы, влияющие на интенсивность образования АСПО**

Многолетние исследования ученых позволили к настоящему времени выделить следующие факторы, влияющие на процесс образования нефтяных отложений:

1. Нарушение гидродинамического равновесия системы. При движении нефтяной системы от забоя до устья скважины происходит снижение давления, вследствие чего гидродинамическое равновесие системы нарушается. Происходит увеличение объема газовой фазы, следовательно, жидкая фаза становится нестабильной и из нее начинают образовываться кристаллы ПУ. Равновесное состояние системы нарушается в пласте, следовательно, образование АСПО возможно как в пласте, так и в стволе скважины.

2. Температурный фактор. При транспортировке нефть поступает в трубопровод и находится в непосредственном контакте с охлажденной металлической поверхностью нефтепровода. Вследствие разности температур возникает градиент, который направлен перпендикулярно от охлажденной поверхности к центру трубы. Температура нефтяного потока снижается, что приводит выделению кристаллов ПУ на поверхности и кристаллизации ПУ в объеме нефтяной системы. Практически важным считается не сама по себе кристаллизация ПУ, а отложение образовавшихся кристаллов на поверхности нефтепромыслового оборудования по направлению теплопередачи.

3. Скорость движения нефтяного потока во многом определяет интенсивность формирования АСПО. Так в случае низких скоростей потока (ламинарный режим течения жидкости) формирование АСПО происходит медленно. При увеличении скорости (турбулизации нефтяного потока) интенсивность образования АСПО вначале возрастает из-за увеличения массопереноса, достигает максимума, а затем снижается, вследствие того, что при высоких скоростях движения потока микрокристаллы ПУ удерживаются во взвешенном состоянии в объеме системы. Кроме того, при турбулентном движении нефти часть образовавшихся АСПО срывается потоком со стенок труб, т.к. сила касательных напряжений выше сил сцепления между кристаллами ПУ и поверхностью трубы, что объясняет резкое уменьшение количества нефтяных осадков на первых 50 м от устья скважины. Максимум интенсивности образования АСПО наблюдается при критических значениях числа Рейнольдса (переход из зоны гладкого трения в зону смешанного

трения), когда толщина диффузионного подслоя становится сопоставимой с высотой выступов шероховатости стенки.

4. Влияние шероховатости стенок труб. Микронеровности поверхности труб могут быть очагами вихреобразования и замедлителями скорости течения нефтяного потока у стенки трубы, в результате чего образуются новые центры кристаллизации ПУ, увеличивается адгезия кристаллов ПУ на внутренней поверхности стенок, блокируется движение образовавшихся кристаллов между выступами и впадинами поверхности. В случае если неровности поверхности труб соизмеримы с размером кристаллов ПУ, либо меньше, процесс осадкообразования затруднен. Интенсивность осадкообразования зависит от свойств материалов, из которых изготовлено нефтепромысловое оборудование: чем больше полярность материала, тем меньше интенсивность образования АСПО, вследствие низкой адгезии кристаллов ПУ. Качество обработки внутренней поверхности труб влияет на процесс формирования АСПО только на начальном этапе, т.к. неровности поверхности интенсифицируют перемешивание. С течением времени интенсивность осадкообразования не зависит от качества обработки поверхности, вследствие того, что первоначальный слой отложений уже образовался. Таким образом, с увеличением степени полярности материала и улучшением качества обработки поверхности труб адгезия кристаллов ПУ снижается, а, следовательно, процесс образования АСПО замедляется.[14]

5. Компонентный состав нефти определяет растворяющую способность нефтяной системы по отношению к ПУ. Растворяющая способность легких нефтей выше, чем тяжелых, однако процесс образования АСПО интенсивнее. Это связано с тем, что растворяющая способность влияет, в основном, на температуру спонтанной кристаллизации ПУ, в остальном же, на процесс образования АСПО (структурообразование и агрегативную устойчивость ПУ) влияет содержание смол и асфальтенов в нефти. САК могут ингибировать процесс образования АСПО, адсорбируясь на поверхности кристаллов ПУ, они снижают поверхностное натяжение, вследствие чего

происходит десольватация кристаллов и изменение характера кристаллизации. Между образовавшимися кристаллами значительно ослабляются силы коагуляционного сцепления, в результате чего не образуется объемная структурная сетка, и кристаллы ПУ остаются в подвижном состоянии в объеме нефти. Нефтяные системы, характеризующиеся повышенным содержанием нафтеновых и ароматических углеводородов склоны к формированию менее прочных осадков, чем нефти, в состав которых входят преимущественно соединения метанового ряда нормального строения. Частицы песка, глины и других механических примесей, содержащиеся в нефти, способствуют связыванию кристаллов ПУ и САК в агломераты, которые в дальнейшем осаждаются на стенках нефтепромыслового оборудования.

б. Обводненность нефти и объемное соотношение фаз. До сих пор не существует единого мнения о механизме образования АСПО в случае высокой обводненности нефти. Встречаются достаточно противоречивые данные, свидетельствующие как об увеличении, так и о снижении интенсивности формирования АСПО с увеличением обводненности нефти. В работе Е.В. Кирбижековой было исследовано влияние обводненности нефти на процесс образования АСПО высокопарафинистой смолистой нефти. Показано, что наличие воды в нефтяной системе не оказывает влияния на механизм осадкообразования при условии образования устойчивых обратных эмульсий. Однако, отмечено, что с ростом обводненности нефти увеличивается скорость осадкообразования и количество АСПО в обратных водонефтяных эмульсиях, при этом доля органической составляющей в осадке снижается.[20]

Для многих месторождений Западной Сибири характерны отложения парафина и асфальтосмолистых веществ, интенсивность образования которых зависит как от степени перенасыщения нефти данными компонентами, так и от условий разработки месторождения и режима работы скважин. В результате анализа фонда скважин Самотлорского месторождения, подверженного АСПО, установлено, что наиболее интенсивное выпадение АСПО наблюдается в скважинах с низкими дебитами (до 20 т/сут) и малой продуктивностью,

обводненностью 40...80 %, незначительной разницей величин текущего пластового давления и давления насыщения нефти газом (до 4,0 МПа), газовым фактором 70...160 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, при содержании в нефти парафина более 1 %, смол – более 5 %, при температурах насыщения нефти парафином и плавления парафина более 50 °С. Наиболее подвержены АСПО пласты АВ1(1-2) «рябчик» (38 % от всего фонда скважин, эксплуатирующих данный пласт Самотлорского месторождения) и В10(0) (22 %).

### **3.4. Методы удаления и предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в насосно- компрессорных трубах горизонтальных скважин**

В практике добычи и транспортировки нефти широко применяются различные методы как для предотвращения образования АСПО, так и для удаления уже образовавшихся отложений на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования. При выборе метода предупреждения или профилактического удаления отложений АСПО следует учитывать, что эффективность метода зависит от способа добычи, а также от состава и свойства 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.

1. Тепловые методы. Наиболее распространенным и наименее технологичным методом тепловой обработки скважин, трубопроводов и технологического оборудования является применение горячих теплоносителей. В качестве теплоносителей часто используют добываемый флюид, то есть нефть, газовый конденсат. При этом, для промывки, например, одной скважины требуется нагреть до 100°С и прокачать, не менее 30 м<sup>3</sup> нефти, которая затем сливается в шламовый резервуар и выпадает из объемов добычи. Потери прибыли нефтегазодобывающих предприятий при данном способе очистки

скважин составляют порядка 10 млн. руб. в год с каждой скважины осложненной парафинизацией.

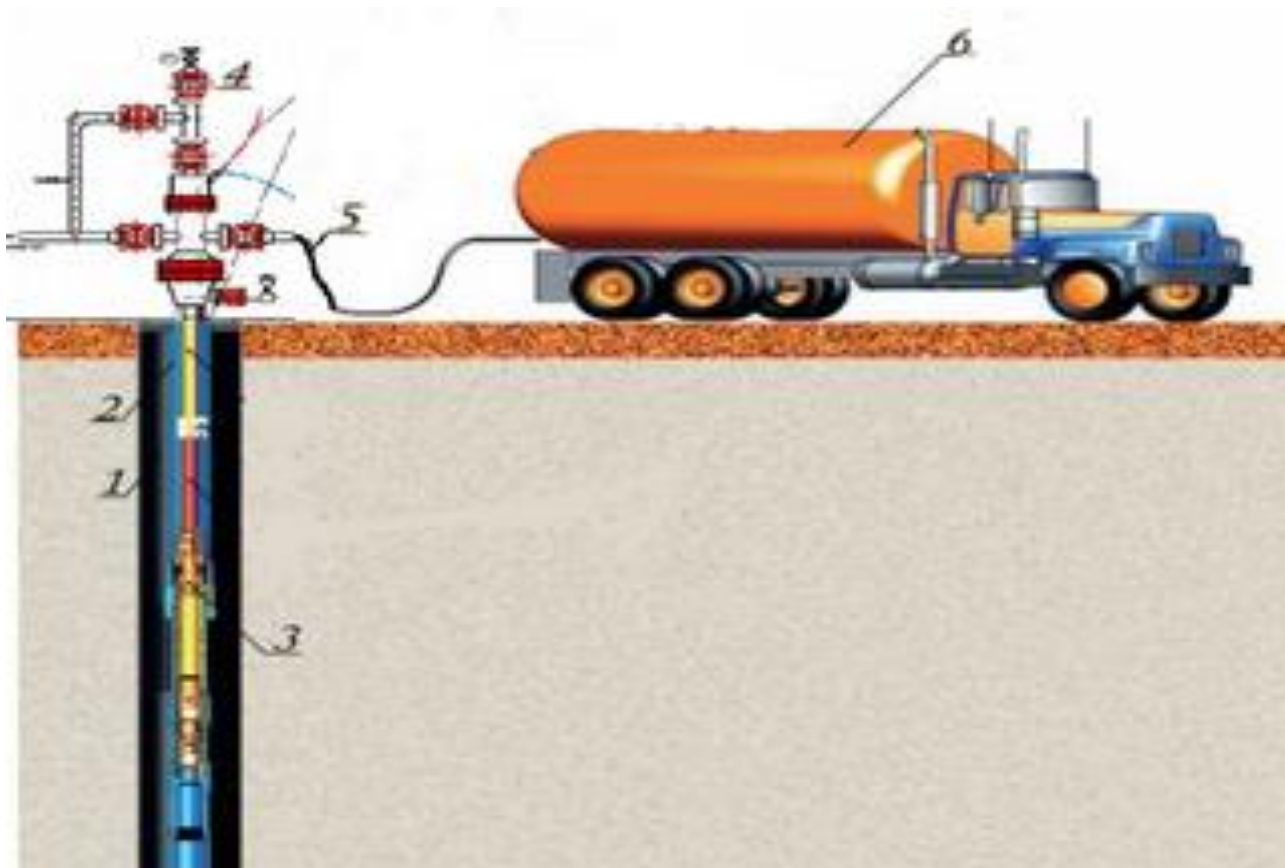


Рис. 3. 1 - Схема установки для тепловой обработки скважины горячим теплоносителем: 1 – эксплуатационная колонна; 2 – колонна НКТ; 3 – насос; 4 – фонтанная арматура; 5 – выкид в систему сбора продукции; 6 – агрегат депарафинизационный промывочный

Одним из видов тепловой обработки скважин является использование электрических нагревательных кабельных линий. Принцип их действия относительно прост: к кустам подводится высоковольтная линия, к которой через понижающий трансформатор, подключается кабель с реактивным сопротивлением. Этот кабель спускается в скважину и за счет преобразования электрической энергии в тепловую, поддерживает температуру насосно-компрессорной трубы на уровне 80 °С, для предотвращения отложений АСПО (рис. 3.2а и 3.2б).

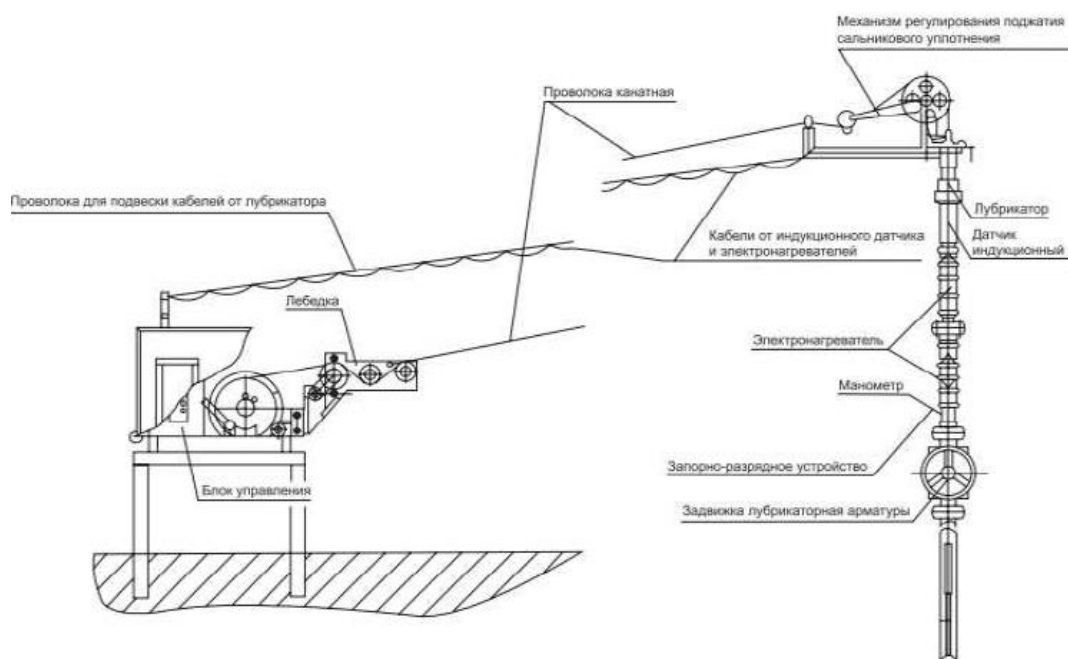


Рис. 3.2а – Установка для спуска нагревательного кабеля и депарафинизации

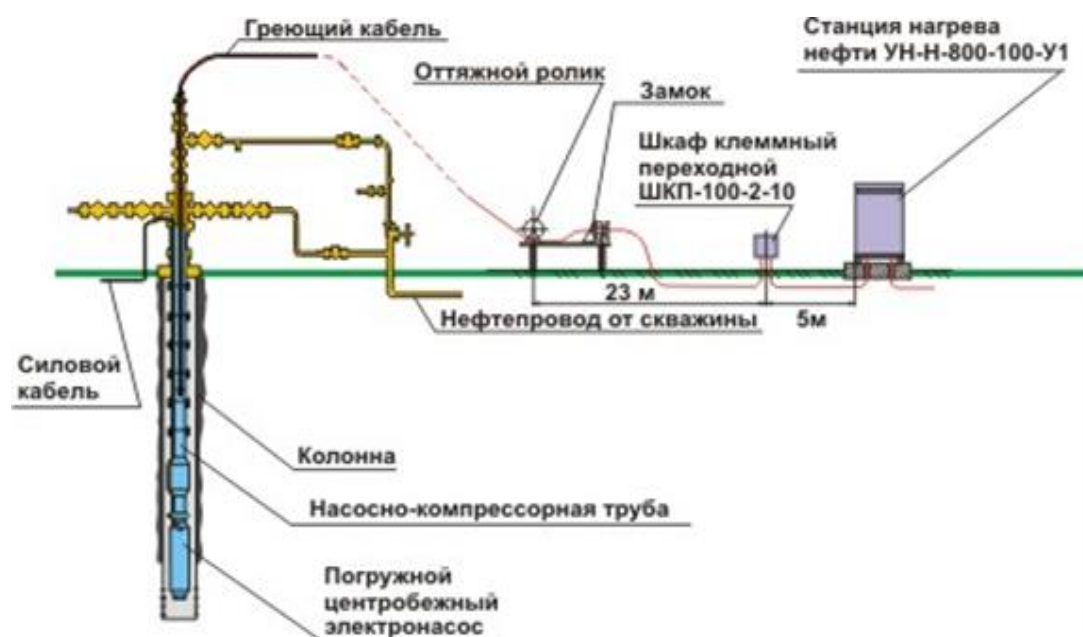


Рис. 3.2б – Греющий кабель

Данный способ обеспечивает 100% предотвращение образования АСПО в скважине, но вместе с тем он очень дорог. Если нефтедобывающее предприятие приобретает электроэнергию у сторонних поставщиков по рыночным ценам, то затраты на реализацию данной схемы предотвращения АСПО, практически



сведут на нет рентабельность нефтедобычи. Однако, при наличии избытка собственных генерирующих мощностей, газотурбинных установок, работающих на добываемом попутном газе, реализация данной схемы представляется наиболее оптимальным решением.[25]

Тепловым методом обработки является и закачка водяного пара, вместо воды под высоким давлением через систему ППД. Благодаря повышенной температуре (около 300 °С) пар разогревает нефть и обеспечивает приток в призабойную зону подогретой нефти, благодаря этому уровень различных отложений, в том числе и АСПО, значительно снижается. Однако данный способ чрезвычайно энергозатратен и поэтому может быть реализован лишь в отдельных случаях. Наиболее современным способом тепловой обработки скважин и трубопроводов является их прогрев СВЧ излучением. Такие методики относительно недавно применяются и демонстрируют хорошую эффективность. При этом, они сохраняют многие недостатки, характерные для большинства методов тепловой обработки: требуется остановка оборудования, высоки энергозатраты и капитальные затраты на приобретение оборудования.

2. Химические методы. Включают использование различных реагентов как для предотвращения образования АСПО (ингибиторы), так и для удаления уже существующих АСПО с внутренней поверхности нефтяного оборудования (растворители). В качестве химического способа борьбы с нефтяными осадками применяется промывка скважин растворителями (в частности, бензиновой фракцией). Отечественные ингибиторы парафиноотложений СНПХ-7843 и ИНПАР-1 в целом мало эффективны для ингибирования АСПО. Эти реагенты не обеспечивают эффективный отмыв плёнки нефти при стандартных дозировках ингибиторов, полностью не предотвращают налипания и замазывания АСПО стенок нефтепромыслового оборудования.

Бензинорастворитель БР-1 и нефрас марок 50/170 (или 100/300) в соотношении 1:1. Технология применения: Растворитель (или композиция) закачивается в действующий нефтяной коллектор при минимально возможной

скорости агрегата. Эффективность удаления определяется по снижению давления в нефтепроводе после закачки растворителей.

В результате эффективность по удалению отложений очень низкая, АСПО в обработанных трубах отлагаются через несколько дней после проведенных работ. Кроме того, стоимость этих работ достаточно большая в сравнении с другими методами борьбы с АСПО.

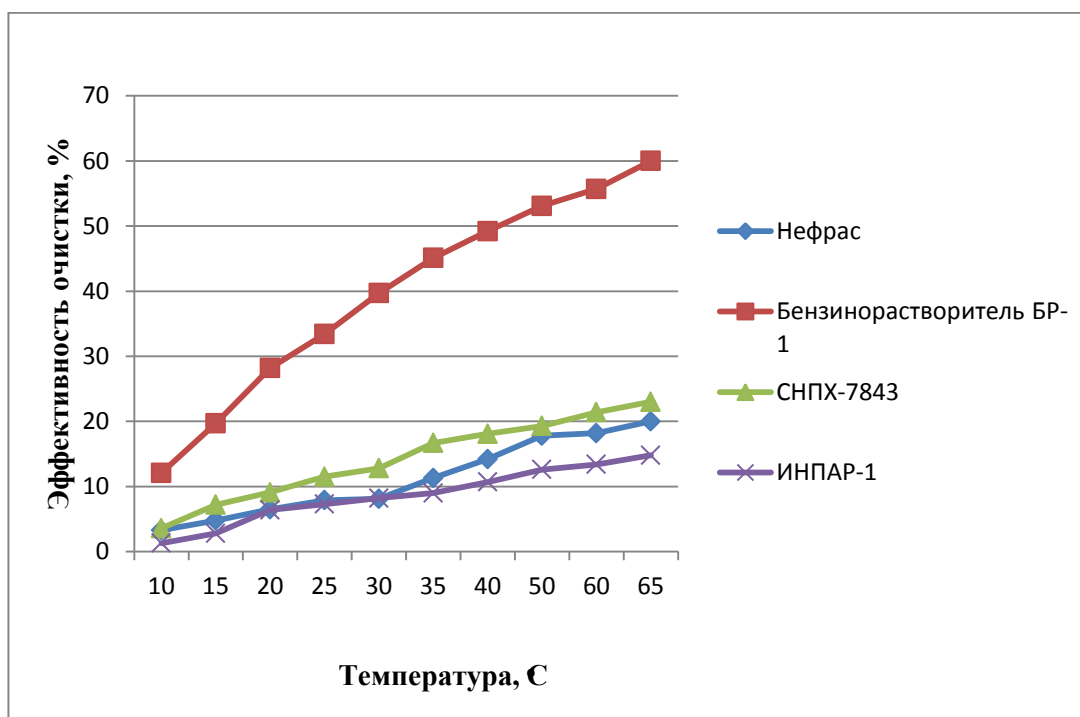


Рис. 3. 3 - График эффективности применения ингибиторов и растворителей в зависимости от температуры

Поэтому, наряду с высокой стоимостью существенным недостатком химического метода является сложность подбора эффективного реагента, связанная с постоянным изменением условий эксплуатации в процессе разработки месторождения. [27]

3. Механические методы. К механическим способам удаления АСПО обычно относят применение скребков различной конструкции. Скребок – это устройство,двигающееся в полости трубы, за счет создаваемого подпора перекачиваемой жидкости или привода штанги, своими элементами, заполняющий весь внутренний диаметр трубы. Путем реализации различных

схем, скребок очищает внутреннюю поверхность трубопровода от налипших отложений солей, парафинов и газовых гидратов.

Современные конструкции скребков достаточно эффективны для удаления АСПО, но их применение чаще всего, требует остановки технологического оборудования. Кроме этого, применение данных устройств не возможно на скважинах оборудованных штанго-глубинными насосами (ШГН), а в трубопроводах, возможно только на отдельных прямых участках оборудованных загрузочными и разгрузочными камерами, байпасными линиями и постоянным диаметром трубы. Применение же их в другом технологическом оборудовании не возможно. Очевидно, что использование скребков - наименее затратный способ очистки скважин и трубопроводов, но область применения его достаточно ограничена, кроме этого, частая остановка технологического оборудования для ремонта (очистки), также снижает рентабельность нефтедобычи. Очистка труб и технологического оборудования вручную тоже является одним из разновидностей методов механической очистки, но в современных условиях, чаще всего, он применяется при ремонте сложного технологического оборудования (сепараторы, отстойники, электродегидраторы, резервуары).

Наиболее эффективным механическим способом считается применение лебедки Сулейманова (рис. 3.4). Применение эффективно как при удалении уже образовавшихся отложений, так и при их предупреждении. Устройство выполнено в виде модульной конструкции, содержащей редуктор, барабан для проволоки, устройство контроля натяжения проволоки, контроллера системы управления работой лебедки по заданной программе. Ею предусмотрена работа как в автоматическом, так и в ручном режиме. Работает лебедка Сулейманова очень просто. Подвешенный на проволоку скребок опускается в скважину на заданную глубину, после чего поднимается вверх. С помощью этой несложной операции и очищаются стенки НКТ от парафина, и скважина начинает свободно «дышать». Работа лебедки может выполняться и непрерывно, и периодически, она монтируется на лубрикаторе устьевого арматуры скважины, а

станция управления – в непосредственной близости. Состояние лебедки, т.е. находится ли она в работе либо остановлена, выводится на систему телемеханики ЦДНГ. Здесь специалисты следят за работой данного оборудования. Необходимость использования механической депарафинизации скважины (МДС) вызвана большей трудоемкостью ручного производства спуска и подъема скребков на скважинах с активными парафиноотложениями, а также отдаленностью кустовых площадок от цеха. Метод лебедки Сулейманова обеспечивает продолжительный период работы скважин, позволяет не допускать снижения подачи глубинно-насосного оборудования (ГНО) из-за отложений АСПО.



Рис. 3.4 – Лебедка Сулейманова

Очистка НКТ скребками остается одним из основных способов удаления АСПО на Самотлорском месторождении.



Рис. 3.5 – Эффективность применения скребков для удаления АСПО

Если сравнивать показатели очистки скважин от АСПО по методам, то из таблицы и графика видно, что механический метод имеет ряд преимуществ перед другими методами.

Таблица 3. 1 - Показатели эффективности очистки:

Параметры работы скважины	Тепловой метод	Химический метод	Механический метод
Удаление парафиновых пробок	18	23	67
Подземный и капитальный ремонт скважин	219	210	194
Перевод скважин в бездействие	100	86	48
Межочистной период, сут	22	35	63

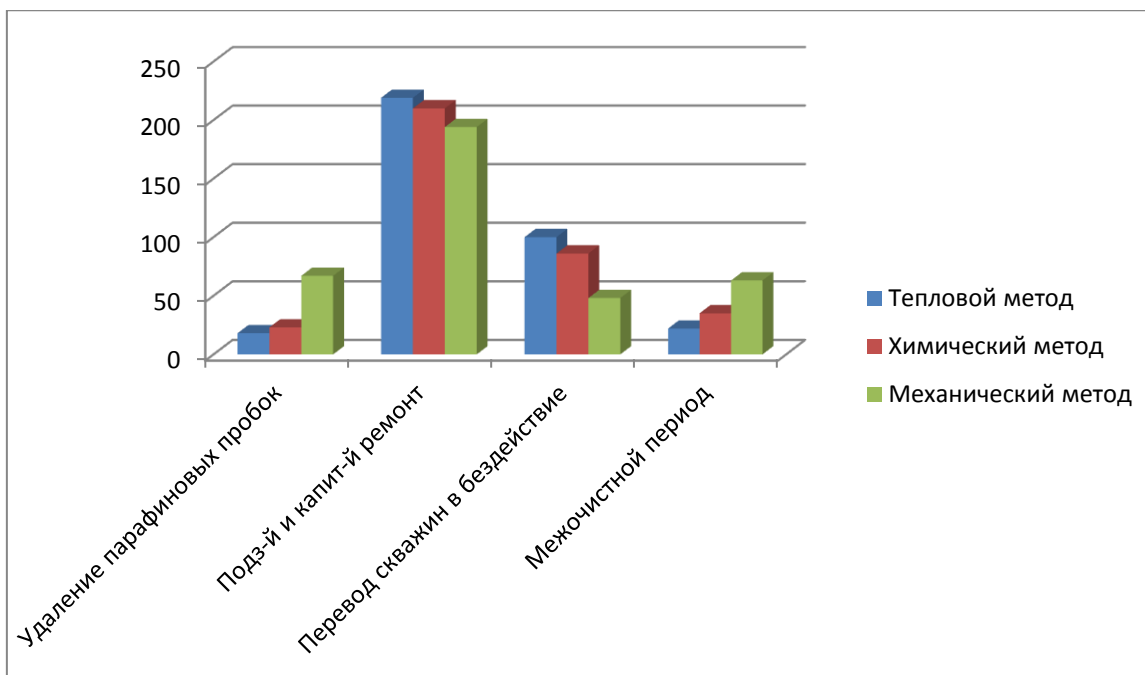


Рис. 3. 6. – Сравнительный график по показателям эффективности очистки

### 3.5. Запатентованные методы механической очистки скважин от АСПО

#### 3.5.1 Скребок для очистки насосно-компрессорных труб от АСПО

Скребок пластинчатого типа для очистки насосно-компрессорных труб от асфальтосмолопарафиновых отложений. Автор изобретения Строев В. С.

Изобретение относится к области нефтедобычи и предназначено для очистки насосно-компрессорных труб (НКТ) от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) с использованием скребка пластинчатого типа.

Скребок пластинчатого типа содержит корпус 1, на наружной поверхности которого равномерно по периметру и со смещением по продольной оси закреплены жестко очистные элементы 2, а на нижнем конце корпуса 1 закреплен грузик 3.

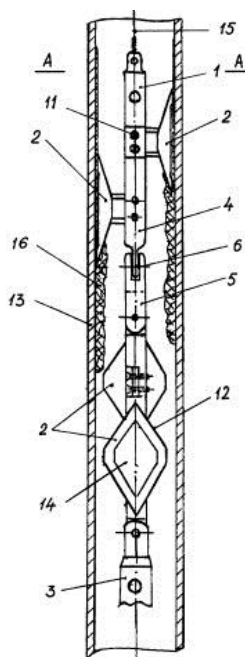


Рис. 3.7 – Схема скребка пластинчатого типа

Корпус 1 скребка выполнен составным по меньшей мере из двух звеньев в виде стержней 4 и 5, соединенных друг с другом посредством шарнира 6. Стержни 4 и 5 имеют преимущественно квадратное сечение для удобства монтажа очистных элементов 2.

Каждый очистной элемент 2 представляет собой пластину 7 с обоюдоострыми кромками 8, ориентированными по оси корпуса 1, и режущего элемента 9, жестко закрепленного на торце пластины 7, например, аргоно-дуговой сваркой, параллельно продольной оси корпуса 1. На пластине 7 со стороны крепления ее к корпусу 1 выполнены поперечные пазы 10 увеличенной длины. Посредством винтов 11, устанавливаемых в указанные пазы 10 в нужном положении (крайнем, среднем), очистные элементы 2 крепятся на корпусе 1. Этим достигается возможность изменения поперечного размера скребка от минимального до максимального в пределах 0,66-0,9 от диаметра очищаемой НКТ. Такое жесткое соединение является разборным, позволяющим в зависимости от условий запарафиненности изменять поперечные размеры скребка или заменять вышедший из строя очистной элемент 2.

Режущий элемент 9 выполнен в виде пластины, имеющей форму ромба, стороны которого являются режущими кромками 12, причем ромбовидная

пластина выполнена выпуклой в направлении очищаемой трубы 13. На наружной выпуклой поверхности режущего элемента 9 выполнено углубление 14. Режущий элемент 9 закреплен на пластине 7 так, что направление большой диагонали ромбовидной пластины совпадает с осью корпуса 1. Режущие кромки 12 режущего элемента 9 загнуты внутрь в сторону пластины 7, при этом кромки 12 имеют одностороннюю заточку в направлении внутренней поверхности режущего элемента 9 и являются самозатачивающимися.

На каждом стержне 4 и 5 корпуса 1 закреплено по одной паре очистных элемента 2. В каждой паре очистные элементы 2 расположены диаметрально друг к другу и со смещением по оси корпуса 1 не менее чем на половину длины режущего элемента 2. При этом пара очистных элементов 2 на стержне 5 смещена относительно пары очистных элементов 2 на стержне 4 на  $90^\circ$ .

Поверхности корпуса 1, очистных элементов 2 выполнены полированными, из антикоррозионного металла повышенной твердости. Все режущие элемент 2 упрочнены, например, ионным азотированием.

Под корпусом 1 закреплен шарнирно грузик 3, имеющий в верхней части форму усеченного конуса. Вес грузика 3 определяется величиной усилия на срезание АСПО скребком при ходе его вниз. В НКТ 13 скребок опускается на скребковой проволоке 15.

Поперечный размер скребка устанавливается в зависимости от установленной в процессе подготовительных работ толщины АСПО 16 на внутренней поверхности НКТ 13 путем установки винта 11 в пазу 10 на необходимом уровне (минимальный поперечный размер 44 мм, максимальный - 54 мм).

Перед спуском скребка в колонну НКТ осуществляют подготовительные операции, в которые входят изучение искривленности скважины, в колонну НКТ которой для очистки от АСПО механическим способом предполагается спускать скребок пластинчатого типа, определение технологического режима скважины, ее дебита, глубины, толщины и состава (твердость) парафинообразования. Эти параметры позволяют осуществить монтаж скребка



перед спуском его в скважину. По толщине и твердости парафина определяют минимальный поперечный размер очистных элементов скребка, обеспечивающий эффективное срезание парафина при ходе вниз, исключая при этом его застревание. Очистные элементы скребка закрепляют так, чтобы все режущие кромки при движении скребка в колонне НКТ были ориентированы вдоль очищаемой поверхности. Благодаря этому срезание парафина происходит по всему периметру очищаемой трубы как при ходе скребка вниз, так и при ходе вверх. По величине дебита скважины определяют оптимальный вес грузика, чтобы обеспечить нормальное продвижение скребка без подбросов и без увеличения усилия на срезание.

Скребок в рабочем положении спускают в колонну НКТ.

Скребок, встречая отложения парафина в НКТ 13, состругивает его режущими кромками 12 режущих элементов 9 в виде четырех равных полос, каждая из которых в свою очередь острыми кромками 8 пластин 7 режется еще раз вдоль на две части. Скребок под весом грузика 3 продолжает движение вниз, а срезанные и разрушенные на мелкие фракции АСПО попадают внутрь каждого режущего элемента 9 и потоком жидкости ускоренно выносятся кверху, исключая образование пробок и забивание режущих элементов.

### **3.5.2. Устройство для очистки внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы**

Автор изобретения Александров Виктор Егорович. Изобретение относится к нефтяной промышленности и может быть использовано для удаления отложений с поверхности труб. Устройство содержит протяженный корпус, который одновременно является утяжелителем. На концах корпуса жестко закреплены скребки. Свободный конец верхнего скребка подвижно соединен с вертлюгом. В корпусе в верхней части выполнено сквозное отверстие. Каждый скребок содержит два идентичных вертикальных ножа в форме симметричного восьмигранника. Ножи жестко соединены под прямым

углом между собой по вертикальной осевой посредством выполненного в каждом из ножей по вертикальной осевой паза и последующей сварки. На ножах снаружи жестко закреплены наклонные ножи в виде выгнутой в сторону очищаемой поверхности пластины. Первый наклонный нож соединяет верхний конец первого вертикального ножа, второй наклонный нож соединяет нижний конец первой вертикальной кромки второго вертикального ножа с верхним концом второй вертикальной кромки первого вертикального ножа. Ножи жестко соединены между собой. Повышается качество очистки.

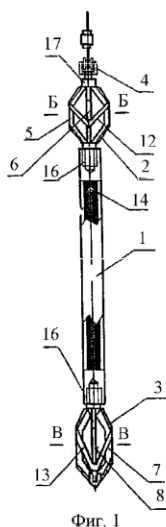


Рис. 3.8 - Устройство для очистки внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы

### 3.5.3. Автоматическое устройство очистки глубинно-насосной скважины от парафина

Автор изобретения Л.Ю. Сяоянь. Изобретение относится к устройству очистки от парафина глубинно-насосных скважин. Обеспечивает автоматическую очистку, удобство и простоту в установке и эксплуатации и увеличение срока работы. Сущность изобретения: устройство содержит депарафинизатор, верхний и нижний реверсы, установленные на двух концах участка нефтепровода, который начинается от устья скважины т температура на

котором ниже температуры образования парафина. Депарафинизатор состоит из тела скребка, реверсивного зубца с установочным отверстием, дугообразной пластинчатой пружины и возвратной пружины кручения. На верхнем и нижнем концах тела скребка установлены три дугообразные пластинчатые пружины, равномерно разнесенные по окружности на 60 градусов относительно друг друга. По периферии тела скребка выполнены прямоугольные сквозные отверстия и двутавровые вырезы, расположенные на расстоянии друг от друга и, по меньшей мере, в трех рядах. На двух концах тела скребка выполнены лезвия, установленные под углом 60 градусов относительно друг друга. По двум боковым сторонам двутавровых вырезов выполнены на расстоянии друг от друга круглые выемки. Наверху и внизу двутавровых вырезов выполнены углубления, раскрытые вовнутрь. Реверсивные зубцы установлены по середине двутавровых вырезов. Возвратные пружины кручения симметрично установлены внутри углублений, находящихся наверху и внизу двутавровых вырезов. Острия коротких зубцов на боковых сторонах реверсивного зубца имеют форму дуги, радиус которой равен радиусу нефтепровода. Острие срединного зубца закруглено. Верхний и нижний реверсы, каждый из них, состоят из короткой втулки, разрывного кольца-ограничителя и ступенчатой пружины. Разрывное кольцо-ограничитель верхнего реверса установлено внутри конического кольцевого канала наверху короткой втулки. Ступенчатая пружина установлена обратным образом внутри кольцевого канала внизу короткой втулки. Разрывное кольцо-ограничитель нижнего реверса установлено внутри кольцевого канала в форме обратного конуса внизу короткой втулки. Ступенчатая пружина установлена внутри кольцевого канала наверху короткой втулки.

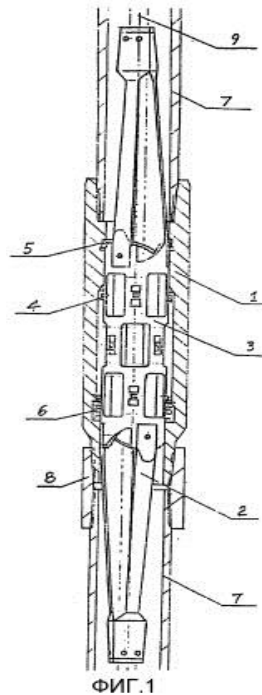


Рис. 3.9. - Автоматическое устройство очистки глубинно-насосной скважины от парафина

### 3.5.4. Устройство для термохимической обработки скважин

Авторы изобретения: Беляев Юрий Александрович, Миняев Валерий Андреевич, Голованова Наталия Кирилловна, Беляева Наталья Юрьевна. Изобретение относится к нефтедобывающей отрасли и может найти применение для очистки нефтяных и газовых скважин от отложений. Устройство выполнено в виде концентрически расположенных алюминиевых наружной тонкостенной перфорированной трубки и внутренней трубки или штока, заполнено химически активным веществом в виде полых цилиндров, спрессованных из крошек кальция и алюминия. Цилиндры нанизаны на внутреннюю трубку или шток и помещены в наружную перфорированную трубку. Торцевые концы устройства закрыты при помощи крышек, имеющих внутреннее отверстие по диаметру внутренней трубки или штока и круглую резьбу на наружной части. Головная часть устройства выполнена в виде оливы. На крышке в хвостовой части имеются отверстия диаметром 2-4 мм. Площадь

живого сечения перфорации наружной трубки составляет от 5 до 50% площади трубки на каждые 5 см ее длины. Соотношение кальция и алюминия составляет 70:30, 60:40 и 50:50 вес.%, при этом плотность химически активного вещества изменяется от 1,1 до 1,5 г/см<sup>3</sup>, внутренняя трубка имеет стенку в 1,5 раза толще наружной. Отверстия на крышке в хвостовой части устройства выполнены под углом 30° к оси трубок. Повышается эффективность и надежность.

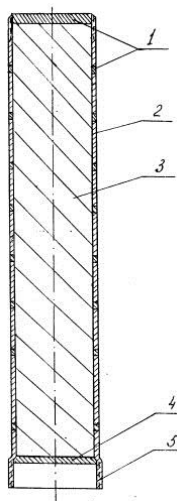


Рис. 3. 10 - Устройство для термохимической обработки скважин

### 3.6. Механический метод как самый эффективный метод удаления АСПО

Устройство для механического удаления АСПО и коррозионной окалины

Это изобретение – собственная разработка и относится к области нефтяной и газовой промышленности, к технике удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и коррозионной окалины с внутренней поверхности обсадных колонн и насосно-компрессорных труб (НКТ). Устройство содержит полый корпус по всей длине со сквозными окнами, оси которых смещены относительно друг друга по спирали. Элементы скребкования в виде отдельных упругих щеток установлены в сквозные окна из условия обеспечения очистки рабочими поверхностями – торцами отдельных упругих щеток, и свободного выхода удаляемых образований между щетками и полым корпусом. Отдельные упругие щетки представляют собой втулки с

запрессованными пучками стальных проволочек, которые установлены в сквозные окна с перекрытием друг друга и возможностью перекрытия рабочими поверхностями – торцами отдельных упругих щеток, всего внутреннего периметра очищаемой трубы. Втулки с запрессованными пучками стальных проволочек выполнены увеличенными в размере по сравнению с внутренним диаметром очищаемой трубы исходя из условия податливости материала отдельных упругих щеток. Угол закручивания спирали составляет 180 градусов.

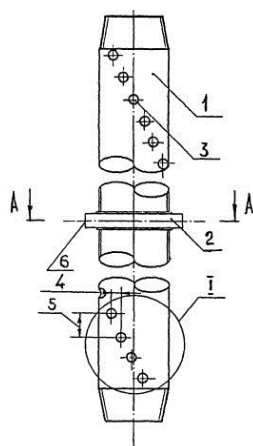


Рис. 3. 11. - Устройство для механического удаления АСПО и коррозионной окалины

Эффективность применения устройства для механического удаления АСПО и коррозионной окалины позволяет:

- обеспечить постоянный процесс срезания АСПО как при ходе скребка вниз, так и вверх;
- многократно снизить усилие на срезание АСПО;
- разбивать срезанные АСПО на мелкие фракции, за счет чего потоком жидкости обеспечивается их устойчивый и ускоренный вынос из НКТ;
- в зависимости от степени запарафиненности НКТ изменять поперечные размеры одного и того же скребка путем регулирования положения очистных элементов на корпусе;
- увеличить межочистной период в 1,5-2 раза;
- повысить в 2 раза производительность проведения работ;

- снизить в 1-2 раза энерго- и трудозатраты за счет исключения лишних спусков-подъемов скребка;
- исключить полностью зацепы и подбросы скребка в скважине;
- иметь более простую и надежную конструкцию;
- увеличить дополнительную добычу нефти, тн/месяц.

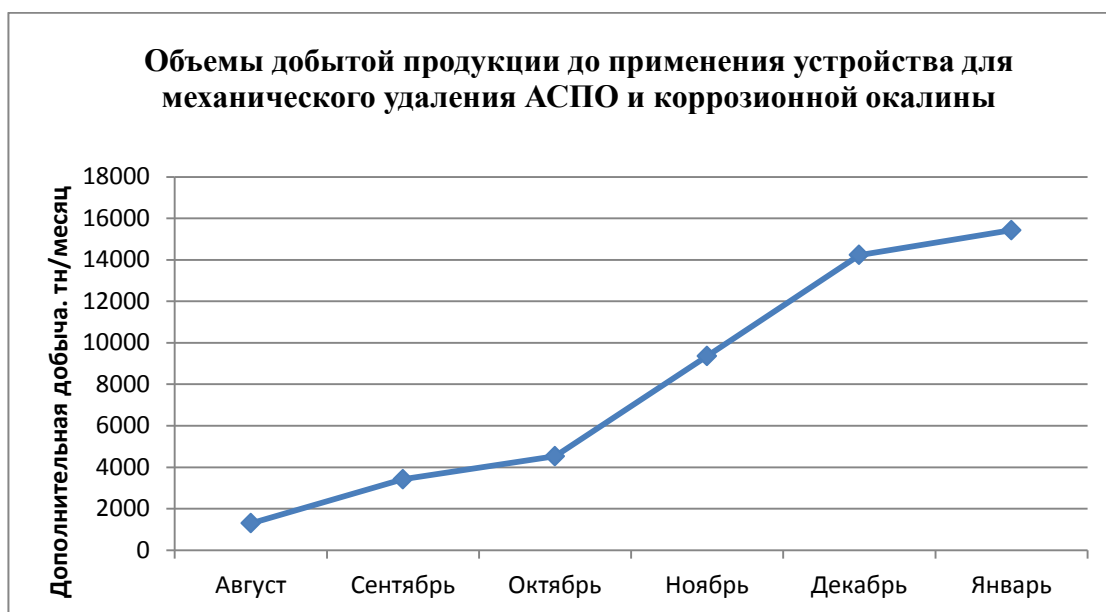


Рис. 3. 12 - График объема добытой нефти до применения устройства для механического удаления АСПО и коррозионной окалины

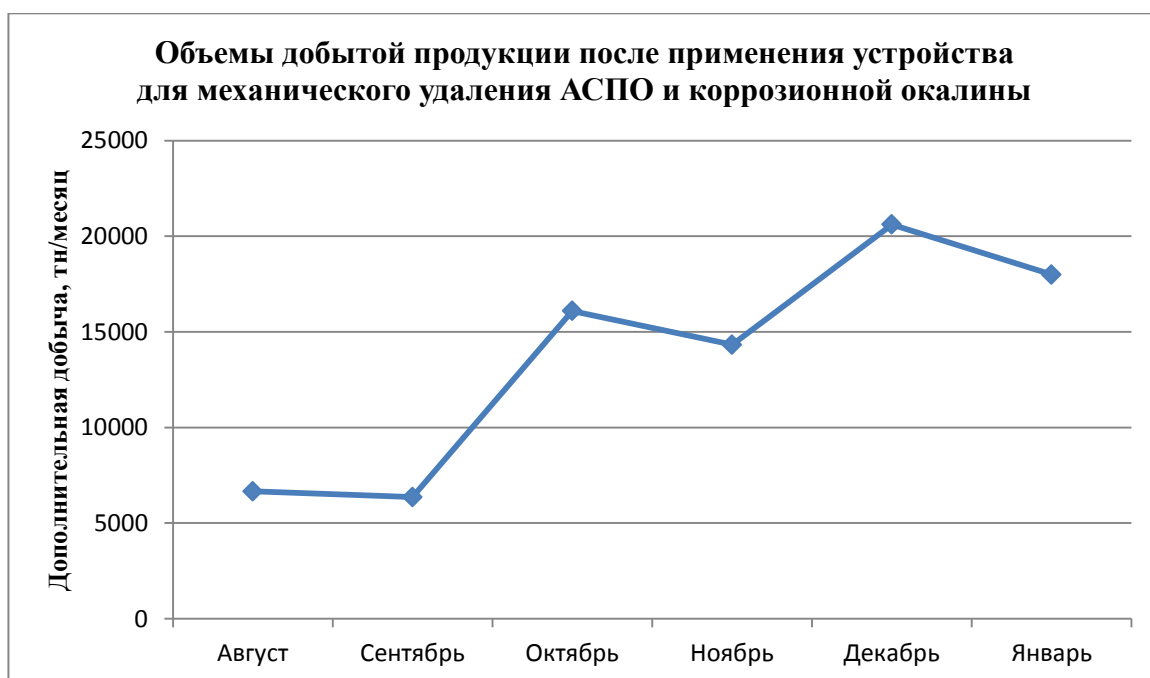


Рис. 3.13 – График объема добытой нефти после применения устройства для механического удаления АСПО и коррозионной окалины



## 4 Экономическая часть

### 4.1. Расчет экономической эффективности применения механического метода удаления АСПО

Рассмотрим сравнительные затраты на удаление АСПО из скважины (внутренние стенки НКТ) различными методами

Таблица 4.1 – сравнительные затраты на удаление АСПО различными методами

П.П	Наименование методов, показатели.	Стоимость
1.	Ликвидация АСПО тепловым методом с применением АДПУ, АЦ-7 горячей нефтью.	631, 46 руб
2.	Ликвидация АСПО растворителем БР-1+Нефрас (6-	44 034, 54 руб.
3.	Применение скребков лебедкой Сулейманова (разовая	84,10руб.

- Глубина образования АСПО взята среднестатистическая - 700 метров.

- Необходимо отметить, что зарплата операторов является внутренними затратами по ЦДНГ.

Удаление АСПО тепловым методом с применением АДПУ.

Наиболее распространенный метод ликвидации АСПО из НКТ скважин является промывка горячей нефтью внутренних стенок лифтовых труб при помощи АДПУ. В расчете затрат принимался объем закачиваемой нефти АДПУ, равный суммарному объему трубного и затрубного пространства НКТ с глубиной подвески ЭЦН раной 1700м (1 цикл закачки). В скважинах, где применяется двухрядный лифт, учитывался объем трубного и межтрубного пространства 1,5 НКТ с глубиной подвески 1000м (два цикла закачки). Объем горячей нефти для промывки одной скважины без двухрядного лифта составляет  $14,75\text{м}^3$  (среднестатистическое значение по 24 скважинам), а в скважинах оборудованных двухрядным лифтом  $-6,8\text{м}^3$ .

Теоретически, согласно нормам времени, на ликвидацию АСПО из одной скважины необходимо 4 часа на 1 АДПУ, - то есть 60 скважино-промывок на

одну установку в месяц (30 календарных дней). Однако по фактическому количеству промывок на 1 АДПУ в месяц выходит всего 10. Это объясняется тем, что кроме работы со скважинами АДПУ работают с другими объектами цеха (например промывка коллекторов).

Таблица 4.2 - Затраты на удаление АСПО из скважин с использованием агрегата АДПУ для работы с горячей нефтью

№	Показатели	Параметры
1.	Стоимость 1 часа обработки скважин агрегатом АДПУ 12-150 на шасси КРАЗ 6510.	101, 18 маш/час
2.	Стоимость 1-го часа работы АЦ-7.	38, 60руб.
3.	Стоимость пробега АЦ-7.	122, 50руб.
4.	Продолжительность использования АЦ-7.	6 часов
5.	Межочистной период.	16 дней
6.	Количество обработок 1 скважины в год.	22,8
7.	Продолжительность обработки одной скважины в год агрегатом АДПУ 12-150.	6 часов
8.	Стоимость 1-го часа работы операторов 3-го разряда (два оператора) с учетом районного и северного коэффициентов и премии - 50%.	83,7руб.(4 1,8 руб. x 2) x 2,2 + 50% = 27, 62 руб.
9.	Стоимость одной обработки скважины с АСПО при закачке 20,2 м <sup>3</sup> (1 цикл):	1 126, 91руб.
10.	Стоимость обработок скважины в течении года :	25 693, 59руб.

#### Удаление АСПО химическим методом

Наиболее подвержены АСПО пласты АВ1(1-2) «рябчик» (38 % от всего фонда скважин, эксплуатирующих данный пласт Самотлорского месторождения) и В10(0) (22 %). Обводненность скважин более 10 %, поэтому рекомендуется применять ингибиторную защиту по технологиям с непрерывной подачей реагента СОНПАР-1 посредством дозирующих устройств.

Таблица 4.3 – Затраты на проведение удаления и защиты коллекторов на примере применения ингибитора СОНПАР-1 (из расчета на 30 дней)

№ п.п.	Показатели	Параметры
1.	Длина коллектора из труб Д 114 мм.	1 600 м.
2.	Производительность.	300 м <sup>3</sup> /сут
3.	Расход при постоянном дозировании СОНПАР-1.	200 гр/тон
4.	Рабочая доза.	60 кг/сут
5.	Разовая (ударная) доза.	300 кг/сут
6.	Расход на месяц реагента в течении 20 дней.	1 200 кг.
7.	Расход реагента по технологии ударной дозы (10 дней).	3 000 кг.
8.	Общий расход реагента.	4 200 кг.
9.	Стоимость используемого реагента при цене 4263, 00 руб. за тонну.	17904, 60руб.
10.	Стоимость закачки (норматив) 1 тонны реагента (цена 2 786 руб.) затраты на всю закачку.	11 701руб.
11.	Общая стоимость защиты коллектора (стоимость реагента + работа по закачке).	29 605 руб.

#### Удаление АСПО механическим способом

Наибольший экономический эффект определен от применения традиционного способа ликвидации АСПО лебедками. При незначительных затратах на проведение этого способа за 6 месяцев было получено дополнительно добытой продукции 74337 тн.

Таблица 6.4. – Затраты на удаление АСПО лебедками

№ п.п.	Показатели	Параметры
1.	Завоз и монтаж лебедки и подготовка скважины (нормы времени, чел./час).	5,34 чел./час.
2.	Спуск и подъем лебедки до среднестатистической глубины образования АСПО - 700 м (0.15 час. на	0,75 чел./час.
3.	Общее время работы по депарафинизации.	6,09 чел./час.
4.	Тариф оператора 3-го разряда; часовая с учетом коэффициентов и премии 50%.	4 , 18руб. 138, 10руб.
5.	Затраты на работу с лебедкой	84 , 10руб.

Таким образом за счет применения скребков добывается дополнительно порядка 250 тыс. тн. в год без учета увеличения МРП (уменьшения количества ремонтов), то есть затрат на проведение ремонтов ПРС (стоимость 1 ремонта по смене ЭЦН составляет 155-165 тыс. руб).

Полученный эффект в процессе работы с использованием скребков с ручным приводом дал возможность применения скребков других различных модификаций например скребков - фрез, показавших себя достаточно эффективно в скважинах с АСПО однако в скважинах с гидратно-парафиновыми пробками не достаточно эффективно падает за счет проскальзывания режущих кромок по льду гидратных отложений.

#### **4.2 Результаты экономической эффективности**

В результате проведения экономической эффективности применения механического метода в пункте 4.1 настоящей дипломной работы, можно сделать следующие выводы:

Сравнительный анализ, проведённый при выборе метода очистки скважин от АСПО скважин - при сравнении теплового, химического и механического методов, мы увидели перспективу применения механического метода, как наиболее дешевого и эффективного.

Так же по технико-экономическим расчётам - при применении механического метода - был виден значительный прирост дебита нефти.

Механический метод применения лебедки обеспечивает продолжительный период работы скважин, позволяет не допускать снижения подачи глубинно-насосного оборудования (ГНО) из-за отложений АСПО.

## 5. Экология и безопасность производства

### 5.1 Охрана окружающей среды

Борьба с загрязнением морей и озер нефтью, нефтепродуктами, а также пластовыми водами, нередко содержащими сероводород, поверхностно-активные вещества, является неотъемлемой частью проблемы охраны окружающей среды.

Нефть и нефтепродукты, попадая на поверхность воды, покрывают большие пространства тонкой пленкой, которая существенно ухудшает кислородный обмен водной среды с воздушным бассейном, это, в свою очередь, ведет к угнетению жизнедеятельности биологических объектов водной среды.

При концентрации нефтяных загрязнений выше 800 мг/м<sup>3</sup> происходит подавление жизнедеятельности фитопланктона, который является основой воспроизводства кислорода в воде. Некоторые рыбы могут приспосабливаться к среде, содержащей нефть. Попавшая в их организм нефть изменяет состав крови и углеводородный обмен, в результате чего мясо рыб приобретает специфический запах и привкус.

Еще более опасные загрязнители вод–поверхностно-активные вещества, используемые при бурении скважин, и добыче нефти. Попадая в воду ПАВ вспенивают поверхность, чем уменьшается биохимический обмен в среде. Кроме того, ПАВ непосредственно воздействуя на растения и рыб, вызывает их гибель. Для предупреждения загрязнения водоемов нефтью, сопутствующими водами, а также технологическими жидкостями необходимо обеспечить полную герметизацию нефтегазосбора от скважины до нефтесборного пункта. При проведении ремонтных работ закачка жидкостей в скважины (при глушении скважины, промывке песчаной пробки) должна осуществляться по схеме круговой замкнутой циркуляции без сброса отходящих вод в море.[28]

В процессе освоения и разработки морских нефтяных и газовых месторождений в акватории Каспийского моря отработан комплекс

мероприятий, обеспечивающих охрану окружающей среды, основные из которых сводятся к следующему.

До начала освоения скважин, пробуренных со стационарных платформ или приэстакадных площадок, к площадкам подводятся продуктопроводы, соединенные с нефтесборными пунктами.

Отработанный буровой раствор из осваиваемой скважины собирается в емкости и используется для бурения последующих скважин куста. Загрязненная нефтью, кислотой или ПАВ вода откачивается по трубопроводам в нефтесборные пункты.

Систематически контролируется состояние герметичности колонных головок фонтанной арматуры, фланцевых и резьбовых соединений обвязки арматуры и трубопроводов. При обнаружении неисправностей повреждения должны быстро устраняться. Устье скважины оборудуется поддоном для сбора разливающихся жидкостей.

При разведении фланцевых соединений с разливом нефти необходимо использовать ручные поддоны, а собранную жидкость сливать в резервуар для сбора сточных вод, которые по мере наполнения резервуара откачиваются в нефтесборочный пункт. При очистке НКТ от парафина, асфальтосмолистых отложений и солей отходы собирают в контейнеры, а затем вывозят на берег для захоронения. Если на приэстакадной площадке или индивидуальной платформе имеются сосуды, работающие под давлением, то отводы от предохранительных клапанов должны выводиться на факел и в емкость для сбора сточных вод. Переливные отводы резервуаров для сбора нефти также соединяются с емкостью для сбора сточных вод.

Кроме защиты окружающей среды в этих условиях от загрязнений нефтью, сточными водами и химреагентами весьма актуальна защита от теплового загрязнения и нарушений внешнего тундрового покрова транспортной техникой.

Тепловое загрязнение, обусловленное сбором теплых вод или транспортом нефти и газа по трубопроводам, может приводить к растаиванию

вечномерзлых грунтов с разрушением верхнего растительного покрова и образованием болот или оврагов. Несоблюдение мер по охране окружающей среды может создать дополнительные трудности в освоении этих и без того весьма сложных для разработки месторождений нефти и газа регионов.[34]

## **6. Безопасность и экологичность**

Изучение и решение проблем, связанных с обеспечением здоровых и безопасных условий, в которых проходит труд человека, и сохранение окружающей среды – одна из наиболее важных задач при разработке новых технологий и систем производства. Изучение и выявление возможных причин производственных несчастных случаев, профессиональных заболеваний, аварий, взрывов, пожаров, и разработка мероприятий и требований, направленных на устранение этих причин позволяют создать безопасные и благоприятные условия для труда.

### **6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Рабочее место оператора нефтяной насосной станции располагается в закрытом помещении, где находится обслуживаемое оборудование: буровая установка, насосные агрегаты, трубопроводы, автоцистерны, блок манифольда а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве.

Суть процесса бурения заключается в углублении ствола скважины путем промывания его и бурения, работы проводит помощник бурильщика.

Анализ опасных и вредных производственных факторов технологического процесса бурения нефтяных скважин представлен в таблице 6.1. [11]



Таблица 6.1 – Анализ опасных и вредных производственных факторов

Помещение, участок	Наименование оборудования	Наименование производственного фактора		Нормативная величина фактора
		опасный	вредный	
1	2	3	4	5
Насосные агрегаты	насосы	физический: движущиеся части насоса, повышенный уровень шума на рабочем месте, вибрации, высокое напряжение электрической цепи	химический: длительное токсическое воздействие на организм углеводородных газов	<u>Уровень шума:</u> 80 дБа  <u>ПДК:</u> 0,5 мг/м <sup>3</sup>
Колонная аппаратура	ректификационные колонны	химический: отравление углеводородными газами	физические: повышенная загазованность воздуха рабочей зоны, повышенный уровень шума на рабочем месте, вибрации	<u>Уровень шума:</u> 80 дБа  <u>ПДК:</u> 300 мг/м <sup>3</sup>

По основному виду экономической деятельности: добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа; извлечение фракций из нефтяного (попутного) газа относится к XXX классу профессионального риска. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда [33].

При работе в помещении нефтяных насосных вероятны следующие аварийные ситуации:

- возникновение пожара и взрыва при разгерметизации оборудования, трубопроводов и при нарушении технологического процесса;
- травмирование вращающимися и движущимися частями насосов, компрессоров и других механизмов;
- травмирование при падении при обслуживании оборудования, находящегося на высоте

- выделение паров углеводородов из резервуаров и создание местной взрывоопасности;
- возникновение пожара и взрывоопасной ситуации в результате разлива нефтепродуктов в случае разгерметизации оборудования;
- поражение электрическим током при выходе из строя заземления токоведущих частей электрооборудования или пробоя электроизоляции

## **6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Эксплуатация нефтяных насосных станций происходит в круглосуточном режиме в закрытом помещении.

Самотлорское месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 750 км к северо-востоку от г.Тюмени, рядом с г. Нижневартовск.

Район относится к Крайнему Северу России. Климат округа умеренный континентальный, характеризующийся быстрой сменой погодных условий, особенно осенью и весной, а также в течение суток. Зима суровая и продолжительная с устойчивым снежным покровом, лето короткое и сравнительно тёплое. Для переходных сезонов (весна, осень) характерны поздние весенние и ранние осенние заморозки. Средняя температура января по округу колеблется в пределах - 18-24<sup>0</sup>С. Наиболее низкие температуры воздуха до -60-62<sup>0</sup>С. Продолжительность периода с отрицательной температурой воздуха может достигать 7 месяцев, с октября по апрель; с устойчивым снежным покровом - 180-200 дней - с конца октября до начала мая. До середины июня нередки заморозки. Самый тёплый месяц июль характеризуется средними температурами от 15<sup>0</sup>С (на северо-западе) до 18,4<sup>0</sup>С (на юго-востоке). Абсолютный максимум достигает 36 <sup>0</sup>С. Летом преобладающее направление ветра северное, в отличие от зимы, когда чаще наблюдается южный ветер. Годовое количество осадков - 400-620 мм. Высота снежного покрова от 50 до

80 см. Максимум осадков приходится на тёплое время года. Даже при сравнительно небольшом их количестве величины испарения весьма незначительны, в результате чего вся территория региона располагается в зоне избыточного увлажнения. [35]

Для работающих длительное время на холоде предусмотрены специально оборудованные помещения для периодического обогрева либо охлаждения с учетом периода года.

Центральная система водяного отопления поддерживает необходимую температуру микроклимата всех помещений предприятия. Температура нагрева поверхности радиатора не превышает 75-80°C. А температура помещения операторной КИПа не превышает 14-20°C.

Для нормализации воздушной среды производственных помещений и рабочих мест и защиты от воздействия химических факторов в помещении горячей и холодной насосных предусмотрена общеобменная приточная вентиляция.

### **6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования**

Площадь месторождения, составляет 3000 км<sup>2</sup>.

К буровым, насосным и компрессорным станциям, другим производственным объектам должны быть проложены дороги и подъезды, а также подготовлены площадки для разгрузки, размещения оборудования и материалов.

К зданиям и сооружениям производственных объектов по всей их длине должен быть обеспечен подъезд пожарных автомобилей:

- с одной стороны – при ширине здания или сооружения не более 18 метров;
- с двух сторон – при ширине здания или сооружения более 18 метров.

Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем рабочего либо обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м, — лестницами с перилами.

Горячие поверхности аппаратов, трубопроводов и выхлопных труб двигателей внутреннего сгорания в местах возможного соприкосновения с ними, во избежание ожогов людей, должны быть ограждены или изолированы теплоизоляционными материалами.

Трубопроводы в местах пересечения с автомобильными дорогами, переходами и вблизи населенных пунктов должны иметь повышенную прочность и знаки предупреждения об опасности.[46]

На установке предусмотрено совмещенное (естественное и искусственное) освещение.

Так как работа ведется в помещении, в ночное время система искусственного освещения общая. Характеристика зрительной работы средней точности. Разряд зрительных работ - VI. Нормативная освещенность на рабочей поверхности - 50 лк. Применяются взрывозащищенные светильники прямого света с люминесцентными лампами. Высота установки светильника не менее 3. [38]

Согласно нормативным документам уровень шума не должен превышать 80 дБа. Для обслуживающего персонала предусмотрена выдача наушников, шлемов, касок и специальных противозумных костюмов.[12]

Для защиты рук работающих от вибрации применяются рукавицы со специальными вкладками или виброзащитными прокладками, для защиты от вибрации, передаваемой через ноги, обувь со специальной подошвой. [15]

Для рабочих (не более 150 человек в смене) предусмотрены гардеробные, домашней и спецодежды, душевые, умывальные, уборные, курительные, а также помещения обработки, хранения и выдачи спецодежды.

Помещения для уличной, домашней и рабочей одежды объединены с душевыми и умывальниками в гардеробный блок. Домашняя и рабочая одежда хранятся в шкафах отдельно, смежно с ними находится душевая.

В помещении насосной установлены сигнализаторы дозрывоопасной концентрации и паров бензина (20% от нижнего предела взрываемости) типа СВК–3М1–В3Г–В4А, заблокированные с аварийной вентиляцией АВ–7, 8, 9, 10.

#### **6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

Характерными загрязняющими веществами, образующимися в процессе добычи нефти, являются углеводороды (48% суммарного выброса в атмосферу), оксид углерода (33%), твердые вещества (20%).

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 6.2. [14]

Таблица 6.2 - Предельно допустимые концентрации (ПДК) на применяемые вредные вещества

Опасные и вредные производственные факторы	Величина фактора, мг/м <sup>3</sup>	Допустимое значение, мг/м <sup>3</sup>
Углеводороды нефти	100-300	300
Бензин	100	100
Углеводороды нефти	100-300	300
Сероводород	3	3
Углекислый газ	20	20

Для обеспечения требований электробезопасности используется заземление электроустановок: насосов, компрессоров, электродвигателей, воздушных холодильников. Для этого их заземлители объединяют в один общий заземляющий контур, уложенный на дне котлована. Каждая часть электроустановки присоединена к контуру заземления с помощью отдельного ответвления.

Одним из путей профилактики профессиональных отравлений является систематический контроль за состоянием воздушной среды, т. е. за соблюдением ПДК (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Средства индивидуальной защиты: изолирующие противогазы (при работе внутри цистерн, резервуаров и т. п.); фильтрующие противогазы; профилактические пасты для защиты кожи от нефтепродуктов, водных растворов кислот и щелочей; достаточное и взрывобезопасное освещение; санитарно-бытовые помещения и устройства; спецодежда и спецобувь; предварительные и периодические медосмотры; меры профилактики ионизирующего излучения.

## 6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

По ПУЭ помещения насосных блока АТ считаются взрывоопасными, имеют класс взрывоопасной зоны В-1а. Наружная аппаратура (теплообменное, холодильное и емкостное оборудование и колонная аппаратура) относится к взрывоопасным зонам класса В – 1г.

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения и здания относятся к категории А – взрывопожароопасная.[30]

В помещении насосных установок возможно образование взрывоопасных смесей нефтяных паров и газов с воздухом, что при наличии источника воспламенения может привести к взрывам и пожарам.

Источниками могут быть механические и электрические искры, заряды статического и атмосферного электричества, пирофорные отложения, нагретые поверхности. В таблице 6.3 представлены характеристики горючих веществ, необходимые для прогнозирования аварийных ситуаций [16]

Таблица 6.3 - Показатели взрыво-пожароопасности горючих газов и паров легковоспламеняющихся и горючих жидкостей

№	Наименование веществ	Параметры взрывоопасных свойств			Температурные пределы распространения пламени, °С	Концентрационные пределы распространения пламени, г/м <sup>3</sup>	Класс опасности
		Температура, °С					
		воспламенения	вспышки	самовоспламенения			
1.	Углеводородный газ	-	-45	540	-	1,6-16	4

### Окончание таблицы 6.3.

№	Наименование веществ	Параметры взрывоопасных свойств			Температурные пределы распространения пламени, °С	Концентрационные пределы распространения пламени, г/м <sup>3</sup>	Класс опасности
		Температура, °С					
		воспламенения	вспышки	самовоспламенения			
2.	Бензин	-	-35	435	-34 ÷ -4	0,79-5,16	4
3.	Керосин	-	>40	466	-	0,64	4
4.	Нефть	-	-	510	-		4
5.	Сероводород	-	-	246	-	4,3-45,5	2

По взрыво-пожарной опасности производство относится к категории А.[30]

В системах пожарной сигнализации автоматического действия для обнаружения загораний устанавливают тепловые, световые или комбинированные датчики - извещатели. Во взрывоопасных помещениях устанавливаются извещатели во взрывозащищенном исполнении.

Тепловые или световые извещатели устанавливают в местах, где расположены оборудование и трубопроводы по перекачке нефти.

Первичными средствами пожаротушения являются переносные огнетушители (пенные, порошковые и углекислотные), асбестовые и войлочные покрывала (асбестовая ткань в обязательном порядке должна храниться в герметичных тубах), ёмкости с песком, а также багры, лопаты и ломы. [13]

### 6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

К основным видам аварий на объекте бурения скважин относятся: механические повреждения оборудования, сооружений, конструкций; разливы нефти; взрывы, пожары.

Источниками возникновения ЧС являются короткие замыкания в электрических сетях, задымленность и загазованность на территории установки

ЛК-6Ус, нарушение правил устройства и безопасной эксплуатации, механическое воздействие.

Поражающими факторами в помещении насосной станции являются взрыв оборудования и коммуникаций (нарушение правил устройства и безопасной эксплуатации, механическое воздействие): взрыв реакторов, компрессоров, трубопроводов, ректификационных колонн, теплообменников; под воздействием ударной волны разрушаются конструкции зданий, поражения персонала, остановка производства.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с нефтегазопроявлениями, обучение машинистов насосных установок.

Самотлорское нефтегазоконденсатное месторождение - это предприятие по добыче нефти и газа, все основные технологические процессы являются непрерывными.

Общая численность рабочих в помещении насосных установок – 31 человек. Наибольшая численность смены составляет 9 человек.

Все работающие на 100% обеспечены медицинскими и индивидуальными средствами защиты

Система водоснабжения по степени надёжности подачи воды относится к I категории. [17]

Для предотвращения аварийных ситуаций предусмотрены следующие мероприятия:

- осуществляется контроль за исправностью включения в работу приборов контроля и автоматики, систем сигнализации и автоматических блокировок; работа предохранительных клапанов, насосов и компрессоров;

- не допускается загазованности территории и помещений установки;

- осуществляется контроль за исправностью и работой сигнализаторов взрывоопасных и токсичных концентраций, размещённых в помещениях газовой компрессорной;



- все движущиеся части машин и механизмов ограждены и снабжены предупредительными плакатами;

- выполняется своевременный текущий и капитальный ремонт аппаратуры.

## 6.7 Экологичность проекта

В таблице 6.4 представлены источники загрязнения атмосферного воздуха и их характеристика.

Таблица 6.4 – Источники загрязнения атмосферного воздуха и их характеристика

Наименование сброса	Удельная норма выброса на единицу сырья	Количество выбросов по видам	Условия ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах
1.Вентиляционные выбросы из закрытой насосной реагентов	182,4 м <sup>3</sup> /т	Воздух с примесью паров бензина 14000 м <sup>3</sup> /час	не предусматривается	постоянно	углеводородов до 1000 мг/м <sup>3</sup>
2.Вентиляционные выбросы из закрытой насосной установки	403,7 м <sup>3</sup> /т	Воздух с примесью углеводородов 31000 м <sup>3</sup> /час	"	"	"
3.Неорганизованные выбросы (продувка аппаратов, утечки через неплотности и пр.)	1,09 кг/т	Углеводородные газы 20 г/л	"	"	"
4.Продувка аппаратов (при подготовке к ремонту)	–	Инертный газ с примесью углеводородов 2000 м <sup>3</sup> /час	"	периодически 1 раз в год	углеводородные газы 100 мг/м <sup>3</sup>

По защите воздушного бассейна предусмотрены следующие мероприятия:

-сброс от предохранительных клапанов осуществляется в закрытую систему на факел.

-работа всех открытых аппаратов производится под подушкой азота или углеводородного газа со сбросом в факельную линию.

-исключение всех постоянных выбросов продуктов на факел и в атмосферу за счёт герметизации насосов и оборудования.

-технологический процесс осуществляется в герметически закрытой аппаратуре под избыточным давлением.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Нефтяная промышленность обеспечивает поиск и разведку нефтяных месторождений, бурение и освоение нефтяных скважин, добычу нефти и конденсата, сбор, подготовку и транспортирование нефти и газа, обустройство промыслов и переработку нефтяного газа. В нефтяной промышленности на всех стадиях деятельности, в том числе при бурении и непосредственной добыче нефти, применяются всевозможные машины и оборудование.

На сегодняшний день Самотлор - крупнейшее в России и одно из крупнейших в мире месторождений нефти в мире. Самотлор – это треть Югорской нефти. Прогнозные запасы нефти округа оцениваются в 35 млрд. тонн. Наибольший объём сегодняшней добычи приходится на Самотлорское месторождение - 24625,4 тыс. т (26,4 процента всей накопленной добычи нефти на территории Югры. За время разработки Самотлорское месторождение принесло в бюджет государства около \$245 млрд. За все время освоения Самотлора с момента начала промышленной разработки месторождения по 2016 год на нем было добыто около 2 млрд. 850 млн. тонн нефти.

На основе проведенного исследования можно сделать следующие выводы:

1. Проведен анализ эффективности более 60 методов увеличения нефтеотдачи пластов и основных методов воздействия на призабойную зону скважин на Самотлорском месторождении за 40 лет его эксплуатации и установлен рейтинг их перспективности. В результате анализа установлено, что наиболее эффективными методами повышения нефтеотдачи пластов являются циклическое заводнение в сочетании с физико-химическими методами (закачкой осадко- и гелеобразующих систем), газовое и водогазовое воздействия на пласт.

2. Проведена сравнительная оценка методов удаления АСПО из горизонтальных скважин, из чего можно сделать следующие выводы:

преимущество механического метода перед остальными заключается в том, что он имеет высокую эффективность, технология проведения работ несложна.

3. Применение устройства для механического удаления АСПО и коррозионной окалины позволяет повысить эффективность очистки внутренней поверхности НКТ от АСПО, в том числе при больших толщинах и твердости отложений, при наличии искривлений наземного оборудования, кривизны ствола скважины, по которым перемещают скребок, увеличить межочистной период скважины, снизить энерго- и трудозатраты.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ДВВ – депрессивно-вакуумное воздействие;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПУ – парафиновые углеводороды;

САК – смолистоасфальтеновые компоненты;

СП – спонтанная поляризация.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Агаев С. Г. Влияние физико-химических свойств асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) на парафинизацию скважин / С. Г. Агаев, А. Н. Гребнев // Материалы всероссийской научно-технической конференции «Нефть и Газ Западной Сибири». – 2009. – 392 с.
2. Байгазин, Р. Р. Особенности проектирования разработки месторождений на поздней стадии (на примере Самотлорского месторождения) [Текст] / Р. Р. Байгазин, Е. В. Кирьянова // Матер. VI конф. молодых специалистов организаций, осуществляющих виды деятельности, связанные с использованием участков недр на территории ХМАО-Югра. – Уфа: «Монография», 2006. – С. 159-163.
3. Бикбавлеев Н.И., Неткачев И.А., Сашин И.А. Влияние на эффективность новых технологий повышения нефтеизвлечения производственно технических факторов // Проблемы геологии и освоения недр: Тр. VII Международного научного симпозиума студентов, аспирантов и молодых учёных. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – С. 433–435.
4. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных и газовых месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964 – 320.
5. Бухаренко и др. Нефтепромысловое оборудование. Недрa 2011 г.
6. Васильев Ю.В., Мартынов О.С. Анализ результатов исследований на геодинамическом полигоне Самотлорского месторождения. // Материалы восьмой научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». Х-Мансийск, 2005. Том 1. С. 452-461.
7. Вдовин Э. Ю. Компенсация тепловых потерь – эффективный способ предотвращения АСПО и ВВЭ в скважинах / Э. Ю. Вдовин, Л. И. Локшин, А. В. Казаков // Экспозиция Нефть Газ. – № 7. – 2012. – С. 35- 37.
8. Велиев, М. М. Образование асфальтосмолопарафиновых отложений вдоль технологической цепочки в нефтедобыче [Текст] / М.М.Велиев, Ле Вьет

Зунг, С. А.Иванов// Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XII Всеросс. научн.-практ. конф. –Уфа,2012. –С. 35-36.

9. Геология и полезные ископаемые России / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова – С.-П.: ВСЕГЕИ, 2000. – Т.2. – с. 129-133.

10. Глущенко, В. Н. Оценка эффективности ингибиторов АСПО [Текст] / В. Н. Глущенко, Л. М. Шипигузов, И. А. Юрпалов // Нефтяное хозяйство. – 2007. –№ 5. –С. 84-87.

11. ГОСТ 12.0.003-99 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Переиздание (сентябрь 1988г) с изм. №1.

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

13. ГОСТ 12.1.004-99 ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования. С изм.№1.

14. ГОСТ 12.1.007-99 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. Переиздано 01.01.1996 г.

15. ГОСТ 12.1.012-2001 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования.6.1.4.4. Защита органов зрения от перенапряжения

16. ГОСТ 12.1.044-89 «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения»

17. ГОСТ Р 512.32.-98 ССБТ Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль качества.

18. Дж. Уойлд Химическая обработка для борьбы с отложениями парафинов (пер. с англ. Клепинин В.) / Дж. Уойлд // Нефтегазовые технологии. – 2009. – № 9. – С. 25-29.

19. Жуков А.И. Чернов Б.С. и др. Эксплуатация нефтяных месторождений ГОСТОПТЕХИЗДАТ 2012.

20. Заволжский В., Идиятуллин А., Крылов С. РИТИН-10: новый эффективный реагент для повышения нефтеотдачи пластов // Технологии ТЭК. – Москва, 2003. – № 2. – С. 41–46

21. Канзафаров, Ф. Я. Изменение свойств нефти в процессе эксплуатации Самотлорского месторождения [Текст] / Ф. Я. Канзафаров, Р. Г. Джабарова // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 4
22. Канзафаров, Ф. Я. Изменение свойств попутного нефтяного газа в процессе эксплуатации Самотлорского месторождения [Текст] / Ф. Я. Канзафаров // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 1.
23. Комплексные схемы ультразвукового воздействия на пласты Самотлорского месторождения/Т.К. Апасов, В.О. Абрамов, М.С. Муллакаев, Ю.А.Салтыков, Г. Т. Апасов, Р.Т. Апасов// Наука и ТЭК. № 6. 2011. С. 80-84.
24. Левитина И. В. Современные химические реагенты для очистки и защиты оборудования в период ремонта / И. В. Левитина // Нефтегазовые технологии. – № 11. – 2008. – С. 2-4.
25. Легендарное Самотлорское месторождение отмечает 50-летний юбилей. [Электронный ресурс] / Управление информационной политики ОАО «НК "Роснефть"». URL: [http://www.rosneft.ru/news/news\\_in\\_press/29052015.html](http://www.rosneft.ru/news/news_in_press/29052015.html)
26. Михайлов К.Ф. Справочник механика нефтепромыслов. Ч. 1. Добыча нефти. ГОСТОПТЕХИЗДАТ. 2012.
27. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013. - 816 с.
28. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Нефть и газ, 2003. – 816 с
29. Научно-технический и методический журнал «Рациональное освоение недр». №2, 2012
30. Нормы пожарной безопасности НПБ 105-03 "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности"
31. Писарева, Р. И. О природе образования и растворения асфальтосмолопарафиновых отложений [Текст] / Р. И. Писарева, Я.А.Каменчук,



Л. Н. Андреева, Ф. Г. Унгер // Химия и технология топлив и масел. –2005. –№ 6. –С. 38-41.

32. Полищук Ю.М., Яценко И.Г., Козин Е.С., Ан В.В. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа) // Официальный бюллетень Российского агентства по патентам и товарным знакам, 2001. – № 3 – С. 340–341.

33. Постановление Госстандарта РФ от 6 ноября 2001 г. N 454-ст "О принятии и введении в действие ОКВЭД"

34. Проект разработки Самотлорского месторождения. СибНИИНП, ВНИИ, 1981 г.

35. "Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда"

36. Рогачев, М. К. Разработка и подбор высокоэффективных растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений [Текст] / М.К.Рогачев, М. Ю. Доломатов, М. К. Баймухаметов // Интервал. – 2003. –№ 8.

37. Сафин, С. Г. Разработка композиций для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепромысловом оборудовании [Текст] / С.Г.Сафин // Нефтяное хозяйство. –2004. –№ 7.–С. 106-109.

38. СНиП 23-05-2003 Естественное и искусственное освещение./ Госстрой России -М.: ГУП ЦПП,2003.-50 с.

39. Сорокин, А. В. Диапазон значений физико-химических свойств проб нефти по залежи на месторождениях Западной Сибири [Текст] / А. В. Сорокин, В. Д. Сорокин // Вестник недропользователя. – 2008. – № 19

40. Строганов, В. М. Некоторые аспекты удаления асфальтосмолопарафиновых отложений с применением углеводородных растворителей [Текст] / В. М. Строганов, М. Б. Турукалов, Ю. П. Ясьян // Нефтепереработка и нефтехимия. –2006. –№ 12.

41. Технологический регламент на процесс ингибиторной защиты скважинного оборудования от солеотложений Самотлорского месторождения [Текст] / Ф. Я. Канзафаров и др. – Нижневартовск: ОАО «НижневартовскНИПИнефть», ОАО «ТНК-Нижневартовск», 2007. – 40 с.

42. Технологический регламент на процессы защиты скважинного оборудования от АСПО для СНГДУ-2 [Текст] / Ф. Я. Канзафаров и др. – Нижневартовск: ОАО «НижневартовскНИПИнефть», ОАО «Самотлорнефтегаз», 2008. – 70 С.

43. Турукалов М.Б., Строганов В.М. Критерии подбора методов предотвращения и удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений. Интервал № 6 (89) 2006 С. 62-66.

44. Турукалов, М. Б. Образование асфальтосмолопарафиновыхотложений в нефтедобыче: альтернативный взгляд на механизм [Текст] / М.Б.Турукалов, В. М. Строганов, Ю. П. Ясьян // Нефтепереработкаи нефтехимия. –2007. –№ 7.

45. Уточненный проект разработки Самотлорского месторождения [Текст] / Компания «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед», ЗАО «Тюменский нефтяной научный центр», ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», ОАО «НижневартовскНИПИнефть». – Москва-Тюмень, 2005. XIV томов.

46. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Вы- пуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с