

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедры

Н.Д. Булчаев

\_\_\_\_\_

подпись

« \_\_\_\_\_ »

2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Методы повышения эффективности разработки Мамонтовского нефтяного  
месторождения (ХМАО)

Руководитель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

канд. техн. наук

Е.В. Безверхая

Выпускник

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.О.Казанков

Консультант

Безопасность и экологичность

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

С.В. Коржова

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедры

Н.Д. Булчаев

\_\_\_\_\_

подпись

«\_\_\_\_\_»

2017 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
в форме бакалаврской работы

Студенту Казанкову Никите Олеговичу

Группа ГБ 13-03

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: «Методы повышения эффективности разработки Мамонтовского нефтяного месторождения (ХМАО)»

Утверждена приказом по университету № 6477/с от 22.05.2017.

Руководитель ВКР Е.В. Безверхая кандидат технических наук, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета.

Исходные данные для ВКР: научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовому профилю, проектные документы (проект разработки месторождения и т.д), отчетные документы.

Перечень разделов ВКР: 1.Геологическая часть, 2.Технологическая часть, 3.Специальная часть, 4.Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

Е.В. Безверхая

\_\_\_\_\_   
подпись

Задание приняла к исполнению

Н.О.Казанков

\_\_\_\_\_   
подпись

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Методы повышения эффективности разработки мамонтовского нефтяного месторождения (ХМАО)» содержит 83 страницы текстового документа, 4 рисунка, 13 таблиц, 17 формул, 7 источников информации.

ДОБЫЧА НЕФТИ, РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ, КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, ПОРИСТОСТЬ, ПРОНИЦАЕМОСТЬ.

В данной дипломной работе рассматривается Мамонтовское месторождение. В первой части работы рассматриваются общие сведения о месторождении, краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и физико-химическая характеристика пластового флюида.

Во второй части проводится анализ разработки месторождения, включающий в себя текущее состояние разработки, характеристику фонда скважин.

В специальной части рассмотрены базовый вариант и новые методы разработки Мамонтовского нефтяного месторождения.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Геология месторождения.....	9
1.1 Общие сведения о месторождении.....	9
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	13
1.2.1 Литолого – стратиграфическая характеристика разреза.....	13
1.3 Структурно-тектоническая характеристика.....	16
1.4 Продуктивные пласты .....	16
1.5 Свойства пластовых жидкостей и газов .....	22
1.6 Нефтегазоносность.....	26
1.7 Запасы нефти и газа .....	30
2 Технологическая часть .....	31
2.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения .....	31
2.2 Анализ текущего состояния разработки и фонда скважин.....	34
3 Специальная часть.....	41
3.1 Методы повышения эффективности системы разработки месторождения.	41
3.2 Применение кислотной обработки.....	47
3.3 Гидравлический разрыв пласта .....	49
3.3.1 Сущность ГРП .....	49
3.3.2 Расчет основных характеристик процесса ГРП.....	51
3.4 Применение поверхностно-активных веществ.....	57
3.5 Виброволновое воздействие на пласт для повышения нефтеотдачи .....	58
4.1 Производственная безопасность.....	67

3.5.1	Описание принципа действия плазменно-импульсной технологии .....	58
3.6	Последовательность проведения работ при комбинированном воздействии растворами неионогенных поверхностно-активных веществ и плазменно-импульсной технологией .....	62
4	Безопасность и экологичность проекта .....	67
4.1.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	68
4.1.2	Обоснование и разработка мероприятий по снижению уровней опасного и вредного воздействия и устранению их влияния на работающих ...	70
4.2	Экологическая безопасность.....	75
4.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	78
4.3.1	Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	78
4.3.2	Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера .....	80
	Заключение .....	82
	Список сокращений .....	83
	Список использованных источников .....	84

## ВВЕДЕНИЕ

Мамонтовское месторождение является одним из крупнейших в Западной Сибири. Большая площадь нефтеносности, сложное геологическое строение, многопластовость, сосредоточение около половины запасов в водонефтяных зонах и низко проницаемых коллекторах, создают необходимость применения нестандартных методов разработки, инновационных технологий.

Мамонтовское нефтяное месторождение является уникальным по величине начальных запасов нефти (1.4 млрд.т). По состоянию на конец 2015 года остаточные извлекаемые запасы Мамонтовского месторождения по категории АВС1+С2 составляют более 400 млн тонн нефти, что свидетельствует о большой значимости эффективной доработки месторождения для экономики страны. При этом действующий фонд скважин насчитывает более 1200 единиц, которые обеспечивают суточный дебит в более чем, 10 тонн.

К сегодняшнему дню Мамонтовское месторождение находится на четвертой – последней стадии разработки.

Особого внимания на Мамонтовском месторождении заслуживает пласт БС<sub>10</sub>. Площадь нефтеносности пласта составляет 81 % всей площади месторождения.

За 45 лет, прошедшие с момента вовлечения в разработку месторождения произошли достаточно большие изменения в представлениях о геологическом строении месторождения, а также в состоянии разработки эксплуатационных объектов.

Основные из них:

1.Изменение структуры запасов нефти в результате их значительного увеличения (прирост запасов произошел в основном за счет краевых участков с низкими нефтенасыщенными толщинами, водонефтяных зон, низкопроницаемых залежей);

2.Значительное расхождение фактических и проектных показателей разработки эксплуатационных объектов;

3.Внедрение новых технологий воздействия на нефтяные пласты, не предусмотренных решениями технологической схемы.

Опираясь на вновь выявляемые расхождения с проектными документами большой давности, представляется возможность существенно продлить срок эффективного и рентабельного регулирования системы разработки.

Основными задачами данной работы являются:

1 .анализ реализуемой системы разработки и текущего состояния выработки запасов нефти месторождения в целом;

2 .обоснование технологических показателей внедрения методов повышения интенсификации притока;

3 .предложение наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи для разработки месторождения.

## **1 Геология месторождения**

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

Мамонтовское месторождение в административном отношении расположено в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области (рисунок1). Территория месторождения расположена на левобережье р. Оби в междуречье Большого Югана и Большого Салыма и занимает часть бассейна р. Большой Балык, находящихся на Среднеобской низменности. Коренное население состоит из хантов, манси и русских. Основное их занятие – охота, рыболовство, звероводство и сельское хозяйство.

Ближайшими крупными населенными пунктами являются города Нефтеюганск и Пыть-Ях. Последний расположен в центральной части



территории месторождения на расстоянии 50км от г.Нефтеюганска. По территории месторождения проходит железная дорога Тюмень - Сургут. ПытьЯх является крупной железнодорожной станцией. В непосредственной близости от месторождения расположен поселок городского типа – Мамонтово. Населенные пункты связаны между собой дорогами с асфальтобетонным покрытием. На месторождении дороги с асфальтобетонным и грунтоволежневым покрытием. Из-за сильной заболоченности дорожная сеть развита слабо. Перевозка грузов осуществляется железнодорожным и автомобильным транспортом, в летнее время используется водный транспорт.

Вблизи месторождения проходит газопровод Уренгой – Челябинск – Новополюк и нефтепровод Нижневартовск – Усть-Балык – Омск.

Энергоснабжение месторождения осуществляется от подстанций «Пыть-Ях», Мамонтово, Лунная. Месторождение отапливается стационарными котельными.

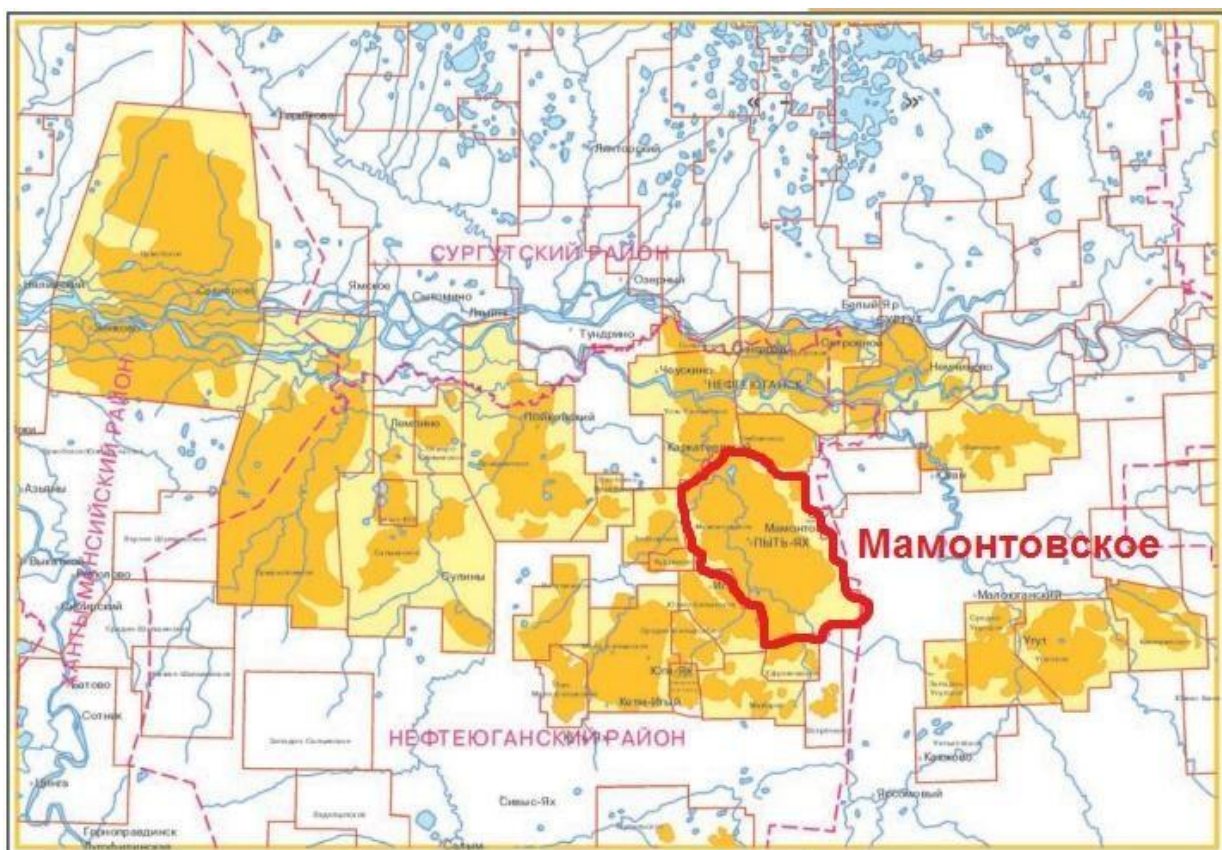


Рисунок 1 - Обзорная карта месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Географическое положение территории определяет ее климатические особенности. Район месторождения относится к I Д климатическому поясу. Климатические условия резко континентальные, характеризуются суровой продолжительной зимой, сравнительно коротким, но теплым летом, короткими переходными сезонами весной и осенью, резкими колебаниями температур в течение года, месяца и даже суток.

Среднегодовая температура воздуха  $-3^{\circ}\text{C}$ , среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января  $-22^{\circ}\text{C}$ , а самого жаркого - июля  $+17^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь  $-55^{\circ}\text{C}$ , абсолютный максимум - на июнь  $+34^{\circ}\text{C}$ . Осадков в районе выпадает много. Глубина промерзания почвы зависит от многих факторов: снежного покрова, почвы, травянистого покрова и колеблется в больших пределах - от 50 до 150 см.

Общая площадь месторождения составляет около 1000 км<sup>2</sup>. В геоморфологическом отношении территория месторождения представляет собой плоскую равнину, расчлененную реками Пучип-Игый, Большой Балык, Малый Балык, водосборы которых имеют высокую заболоченность и заозеренность. Долина Малого Балыка в нижнем течении и левобережье долины Большого Балыка находятся на надпойменной террасе, высота которой 15-20 м. Поймы рек М.Балык и Б.Балык занимают значительную площадь северной и центральной частей месторождения. Общая площадь пойм рек и ручьев более 100 км<sup>2</sup>.

Мамонтовское месторождение, характеризуется большой площадью нефтеносности, сложным геологическим строением, многопластовостью, сосредоточением около половины запасов в водонефтяных зонах и низкопроницаемых коллекторах.

Поисково - разведочное бурение на территории месторождения начато в 1964 г. Открыто Мамонтовское месторождение в 1965 г. В промышленную разработку введено в 1970 году.

Запасы углеводородов утверждены в ГКЗ РФ в 1999 г. (протокол № 541). Запасы нефти 1,4 млрд т. Залежи на глубине 1,9-2,5 км. Начальный дебит скважин до 150 т/сут. Выход легких фракций - 30-40 %.

Нефть Мамонтовского месторождения характеризуется следующими свойствами: удельный вес (плотность) - 0,871-0,885 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 1,2-1,5 %, парафина - 2,9-3,8, смол - 7,6-9,1, асфальтенов - 2,2-3,1 %.

По состоянию на 05.02.2015 в промышленной разработке находятся 7 основных эксплуатационных объектов - АС<sub>4</sub> (с 1971 года), АС<sub>5-6</sub> (с 1974 года), БС<sub>8</sub> (с 1979 года), БС<sub>10</sub> (с 1970 года), БС<sub>10ТСП</sub> (с 1971 года), БС<sub>11</sub> (с 1975 года), БС<sub>6</sub> (с 1992 года).

Обустройство Мамонтовского месторождения выполнялось по проектам институтов "Гипротюменнефтегаз" и "СургутНИПИнефть". Было разработано несколько проектов, по которым на месторождении осуществлялось бурение скважин, построены системы сбора, подготовки и транспортировки пластовых флюидов и заводнения продуктивных пластов. Проектные решения по месторождению поэтапно корректировались и совершенствовались в процессе его разбуривания и разработки по мере появления новых данных, уточнения геологического строения, внедрения новых технологий. Это объясняется большими размерами по площади, следовательно огромными капиталовложениями в строительство производственно-сырьевой базы и сети промысловых сообщений. Даже на состояние 05.02.2015 фактические показатели разработки и обустройства имеют большие расхождения с запроектированными данными. И чем больше отрывок времени от года проектирования или уточнения данных разработки, тем расхождения имеют большую величину. Такая закономерность выявлена практически на всех месторождениях Западной Сибири.

Оператором месторождение является ОАО "РН-Юганскнефтегаз".

Месторождение находится в начале четвертой (заключительной) стадии разработки, характеризующейся высокой степенью отбора извлекаемых запасов (74 %) и обводненностью добываемой продукции (84 %), замедлением темпов

падения добычи нефти. В продуктивных пластах содержится 200 млн.т утвержденных запасов нефти, которые необходимо извлечь из недр.

## **1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения**

### **1.2.1 Литолого – стратиграфическая характеристика разреза**

В стратиграфическом отношении геологический разрез месторождения сложен мезо-кайнозойскими отложениями осадочного чехла, залегающего на поверхности складчатого фундамента, вскрытого на Мамонтовском месторождении в интервале глубин 3262-3294 м и представленного андезитовыми и диабазовыми порфиритами и туфами.

#### **Юрская система**

В разрезе выделяются отложения тюменской (нижний и средний отделы), абалакской и баженовской (верхнеюрский отдел) свит. Породы тюменской свиты залегают на размытой поверхности палеозойского фундамента и сложены аргиллитами с незначительными прослоями алевролитов и песчаников.

Абалакская свита представлена двумя пачками: нижней аргиллитовой и верхней песчано-аргиллитовой. Вскрытая толщина свиты составляет 52 м. Выше залегают битуминозные аргиллиты баженовской свиты, толщина которой меняется от 30 до 34 м.

#### **Нижний и средний отделы**

Нижне-среднеюрские отложения объединяются в тюменскую свиту, которая развита повсеместно в районах широтного приобья. Породы тюменской свиты залегают на размытой поверхности палеозойского фундамента и сложены аргиллитами с незначительными прослоями алевролитов и песчаников. В скважине 1р толщина тюменской свиты составляет 368 м, в кровле свиты залегает пласт ЮС<sub>2</sub> с признаками нефтеносности.

## **Верхний отдел Баженовская свита**

Свита, распространена на большой части территории Западно-Сибирской плиты и является литологическим региональным репером. Породы баженовской свиты представляют собой наиболее глубоководные морские осадки юры: аргиллиты буровато-чёрные, битуминозные, массивные и плитчатые. Толщина баженовской свиты меняется от 30 м до 34 м.

Меловая система представлена всеми отделами и ярусами. К берриасваланжинскому ярусу нижнемелового отдела относятся низы ахской свиты, в основании которой выделяется аргиллитистая ачимовская пачка с редкими прослойками доломитизированных известняков с обуглившимися растительными останками. Выше залегает ачимовская толща, представленная чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Некоторые песчаные пласты ачимовской толщи по керну имеют слабые признаки нефтенасыщенности и при испытании получена вода с пленкой нефти.

Толщина ачимовской толщи около 160-180 м.

Основные продуктивные пласты приурочены к средней части ахской свиты, надежным репером при выделении которых является аргиллитоглинистая чеускинская пачка.

Выше залегают отложения готерив-барремского яруса, включающего верхи ахской и черкашинскую свиты. В разрезе ахской свиты выделяются песчаные пласты БС<sub>8</sub> - БС<sub>9</sub>. В черкашинской свите выделяются продуктивные песчаные пласты АС<sub>4</sub> и АС<sub>5-6</sub>. Разделом между пластами группы АС и БС служат глины пимской пачки.

Завершается разрез нижнемеловых отложений осадками апт-альбского яруса (алымская, викуловская и ханты-мансийская свиты).

Пласт БС<sub>8</sub> залегает на глубине 2275 м под толщей сарманских глин, являющейся надёжной крышкой для залежи. Размеры залежи 12х7 км, контуры её слабо извилисты. Общая толщина пласта 9,6 м, эффективная 5,8 м. Нефтенасыщена только верхняя часть пласта, залежь полностью подстилается

водой. Эффективная нефтенасыщенная толщина достигает в центральной части залежи 12м.

Севернее основной залежи скважинами горизонта БС<sub>10-11</sub> вскрыта небольшая (5х1,5 км) залежь в пласте БС<sub>8</sub>, нефтенасыщенная толщина пласта достигает 8м при среднем значении 4,1м. В верхней подсвитевартовской свиты выделяются продуктивные песчаные пласты АС<sub>4</sub> и АС<sub>5-6</sub>.

Пласт АС<sub>5-6</sub> отделён от верхнего - глинистым разделом толщиной до 20 метров. В северном направлении глинистая перемычка постепенно опесчанивается до практически полного слияния пластов АС<sub>4</sub> и АС<sub>5-6</sub>.

Общая толщина пласта АС<sub>5-6</sub> составляет 30 - 70 метров. Небольшая песчанистость приурочена к подошвенной части (пласт АС<sub>6</sub>). Верхняя часть (пласт АС<sub>5</sub>) в песчаной фракции развита не повсеместно.

Прослои имеют преимущественно линзовидную полулинзовидную форму.

АС<sub>4</sub> залегает под мощной толщей аргиллитов атлымской свиты, являющееся региональной покрывкой. В песчаной фракции пласт АС<sub>4</sub> развит на всей площади месторождения, нефтенасыщен в сводовой наиболее приподнятой части структуры. Основная часть залежи вытянута в северозападном направлении. Её размеры по внешнему контуру нефтеносности 28х14 км. Севернее выделена небольшая самостоятельная залежь размером 8х3,5 км., отделенная от основной неглубоким прогибом.

Пласт АС<sub>4</sub> практически по всей площади вскрыт скважинами горизонта Б<sub>10-11</sub>. Для пласта АС<sub>4</sub> характерна значительная литологическая неоднородность, проявляющаяся в значительной прерывистости пласта по площади и разрезу. В пределах залежи выявлено полное площадное замещение песчаников непроницаемыми разностями пород, вскрытые одной или несколькими скважинами. В целом залежь нефти пластовая сводовая, осложненная зонами замещения. Общая толщина пласта колеблется от 8 до 28 метров. В песчаной фракции пласт развит в виде отдельных линз и полулинз, а также длинных вытянутых в северном направлении, крупных песчаных тел

типа русловых врезов. Разделом между пластами группы АС и БС служат глины пимской пачки.

Завершается разрез нижнемеловых отложений осадками апт-альбского яруса.

### **1.3 Структурно-тектоническая характеристика**

В тектоническом отношении Мамонтовское месторождение приурочено к структуре 3 порядка, располагающейся на юго-восточном окончании Пимского вала – структуры 2 порядка, выделяющейся в пределах Сургутского свода.

Структура по кровле горизонта БС10 (в пределах изогипсы 2400м) представляет собой относительно пологую асимметричную брахиантиклинальную складку, в целом вытянутую в северо-западном направлении и осложненную рядом небольших куполовидных поднятий.

Основное поднятие выделяется по изогипсе 2370м, имеет вытянутую форму с утолщением в юго-восточном направлении. Сводовая часть поднятия несколько смещена от центра месторождения к югу.

Высота Мамонтовской структуры по горизонту БС10 составляет 110м (наивысшая, отметка кровли 2309м, оконтуривающая изогипса- 4200м). Размеры структуры – 20х44км по БС10 и 33х48,5км по БС10-11. Совместно с горизонтом АС4 размеры Мамонтовской структуры составляют – 37х48,5км.

### **1.4 Продуктивные пласты**

Описываемая территория в нефтегазоносном отношении располагается в пределах южной части Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской области. Промышленная нефтегазоносность установлена в неокомских отложениях. В разрезе рассматриваемой территории выделяются частично ачимовский и неокомский нефтегазоносные комплексы (НГК). На Рисунке 1 представлен геологический профиль по линии разрезания в центральной части

Мамонтовского месторождения. Коллекторы пластов ачимовской толщи сложены песчано-алевритовыми породами полимиктового и аркозового состава. Пористость составляет в среднем 16 % , проницаемость обычно низкая , 7-20 мД (0,07-0,20x10<sup>-7</sup>м<sup>2</sup>). Ловушки преимущественно структурно литологического типов, характеризуются высокими коэффициентами заполнения. Нефтегенерирующими являются вмещающие глинистые породы суперрегиональной покрывки.

Неокомский НГК приурочен к отложениям валанжина, готерива, и баррема. Он включает пласты БС1-11 и АС4-12. Эти пласты образуют обширные покровы. Породы-коллекторы накапливались на мелководьях морских бассейнов и представляют собой подводные части обширных дельтовых областей неокомских осадочных бассейнов. При этом с востока на запад происходит региональное замещение пластов.

Типы залежей в основном пластово-сводовые и структурнолитологические. Пористость коллекторов 17-25%, проницаемость 100-400 мД(0,1-0,4x10<sup>-6</sup>м<sup>2</sup>). Средние дебиты нефти составляют 20-40 м<sup>3</sup>/сут, обычно скважины фонтанирующие на первом этапе эксплуатации.



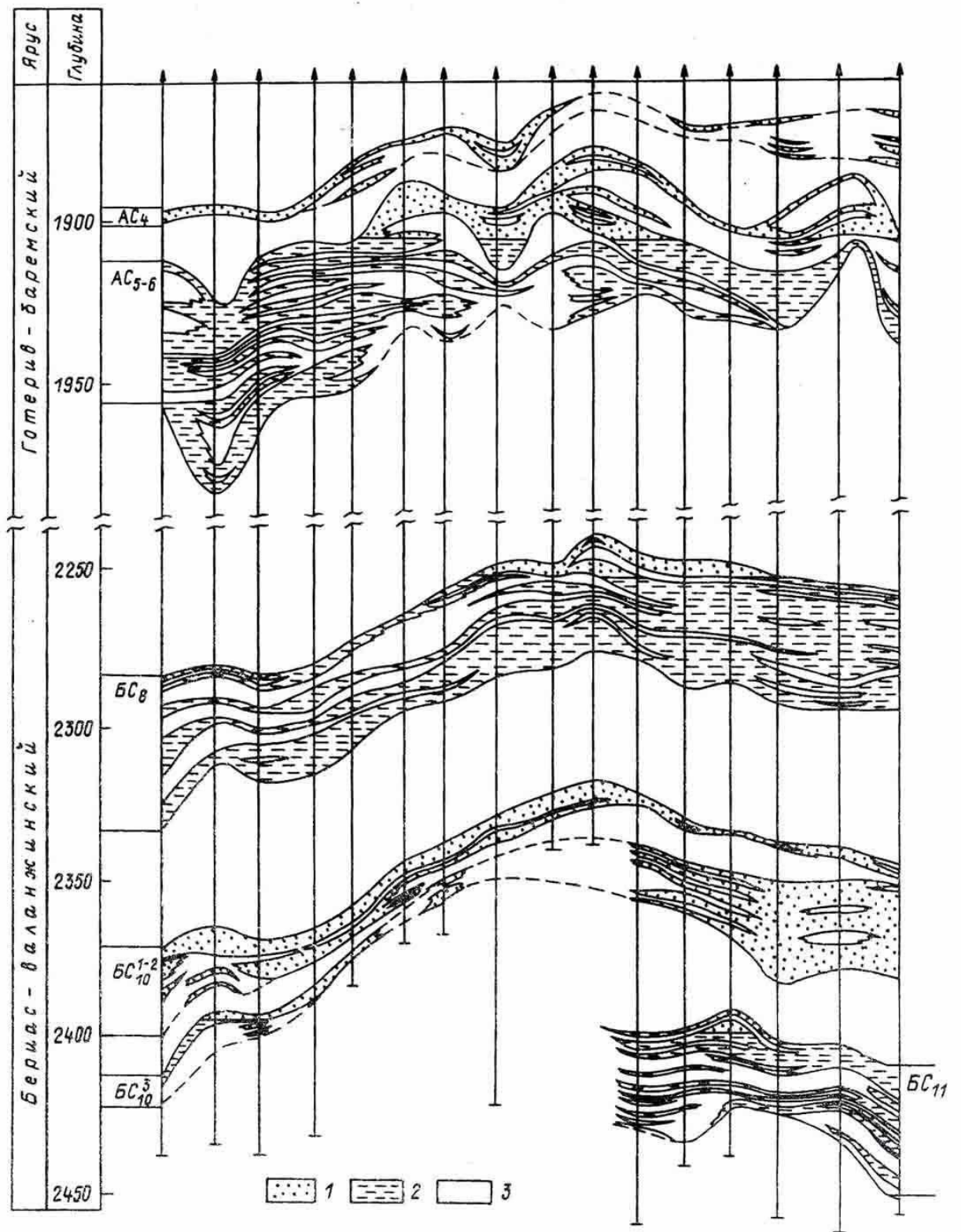


Рисунок 1 - Геологический профиль Мамонтовского месторождения 1-нефть; 2-вода; 3- непроницаемые пропластки

Продуктивные пласты на месторождении относятся к группе. “АС” – АС<sub>4</sub>, АС<sub>5-6</sub> и "БС" - БС<sub>6</sub>, БС<sub>8</sub>, БС<sub>10</sub>, БС<sub>10тсп</sub>, БС<sub>11</sub>. Залежи находятся на глубине 1900-2500 м, характеризуются нормальными значениями начальных пластовых давлений и температур (19,5-24,8 МПа и 63-80 °С). Коллекторы среднепроницаемые, среднепродуктивные - дебит свидетельствует об унаследованном характере тектонического развития жидкости 20-110 т/сут. Пластовые нефти маловязкие - 3-5 мПа\*с незначительным газосодержанием - 36-56 м<sup>3</sup>/т, давлением насыщения - 7,3-9,1 МПа. Нефти - сернистые, парафинистые, смолистые. Геолого-физические характеристики Мамонтовского месторождения по пластам представлены в ПРИЛОЖЕНИИ Б.

Выявлено более 20 участков полного замещения песчаников непроницаемыми разностями пород. Тип коллектора – терригенный поровый. Таким образом, рассматриваемый набор залежей является типичным для первого- второго этапов освоения западносибирского нефтяного региона и представлен традиционными коллекторами.

Кратко рассмотрим особенности геологического строения основного месторождения НГДУ Мамонтовнефть.

Промышленно нефтеносны пласты АС<sub>4</sub>, АС<sub>5-6</sub>, БС<sub>8</sub>, БС<sub>10</sub>, БС<sub>11</sub>.

Пласт АС<sub>4</sub> залегает на глубине 1900 м. Залежь, занимает в пласте около 40% площади месторождения. Отличается небольшой толщиной (менее 4 м), низкой песчаностью ( $k < 0,4$ ), значительной зональной неоднородностью.

Проницаемость по геофизике 0,030 мкм<sup>2</sup>.

Основная часть объекта АС<sub>4</sub> приходится на чисто нефтяную зону 94%. Оставшиеся 6% площади приходятся на водонефтяные зоны. Залежь пластовосводная. Начальное пластовое давление составляло 19,5МПа., на 01.01.02. среднее по пласту текущее давление составило в зоне отбора –20 МПа., в зоне нагнетания – 22,6 МПа. Средняя нефтенасыщенность пласта низкая.

Пласт АС<sub>5-6</sub>. Глубина залегания пласта 1905 - 2000 м, среднее значение глубины залегания составляет 1949 м. Отделен от верхнего пласта А<sub>4</sub> глинистой

толщей до 20 м. Залежь занимает 15% площади месторождения. В пласте имеются три самостоятельные залежи. Все залежи полностью подстилаются водой. Строение водонефтяных зон неблагоприятное для разработки. Эффективная толщина пласта 26 м, из них нефтенасыщено 30 %. Толщина 1-го проницаемого прослоя - 3 м. Коэффициент нефтенасыщенности пониженный - 0,54, проницаемость 0,120 мкм<sup>2</sup>. Залежь имеет весьма неблагоприятную характеристику обводнения и низкую прогнозную нефтеотдачу.

Пласт сложен песчаниками с неравномерно развитыми по площади месторождения прослоями алевролитов и глин. Песчаники и алевролиты серые, зеленовато-серые, полимиктовые с включением растительного детрита. Породообразующие минералы - полевой шпат и кварц. В цементе содержится каолинит, гидрослюда, хлорит и железисто-титанистые образования в приблизительно равных соотношениях.

Пласт БС<sub>8</sub> залегает на глубине 2275 метров. Занимает около 10% площади месторождения. Залежь массивного типа. Пласт отличается высокой песчаностью 0,7, толщина первого непроницаемого прослоя 3,9 метров, нефтенасыщенность 0,6. В связи с незначительными толщинами разделов от воды и повышенной вязкостью ( 4,3 мПа\*с ) залежь имеет неблагоприятную характеристику обводнения и ожидаемую нефтеотдачу.

Основным объектом разработки на Мамонтовском месторождении является горизонт БС<sub>10</sub>. Залегает на глубине 2450 метров, имеет залежи пластовосводного типа. Состоит из пластов БС<sup>0</sup><sub>10</sub>, БС<sup>1-2</sup><sub>10</sub> (в том числе монолитной части БС<sup>1-2</sup><sub>10</sub>мон.) и тонкослоистых песчаников БС<sup>1-2</sup><sub>10</sub>тсп. и БС<sup>3</sup><sub>10</sub> частично или полностью отделенных друг от друга непроницаемыми разделами. Наличие столь сложного строения осложняет выработку запасов из многопластового объекта. Водонефтяная зона занимает 31 % площади объекта.

Пласт БС<sub>10</sub> расположен на 15 % площади горизонта БС<sub>10</sub>, имеет небольшую толщину 2,4 метра. Основная трудность извлечения запасов пласта

БС<sub>10</sub> связана с малой нефтенасыщенной толщиной, нерентабельной для самостоятельного разбуривания.

Пласт БС<sup>1-2</sup><sub>10</sub> распространен на 80% площади месторождения и содержит 3/4 запасов горизонта БС10. Отличается высокой проницаемостью (0,240 мкм<sup>2</sup>) и песчаностью (0,79). Толщина первого проницаемого прослоя 3,2 м, начальная нефтенасыщенность 0,72. На водонефтяную зону приходится 30% площади залежи. Объект имеет невысокую прерывистость.

Пласт БС<sup>3</sup><sub>10</sub> занимает 30% площади месторождения и содержит 20% запасов горизонта БС10. Распространен в западной части месторождения. Имеет такую же толщину, как пласт Б<sup>1-2</sup><sub>10</sub>, но проницаемость его вдвое ниже. Перекрываются пласты БС<sup>1-2</sup><sub>10</sub> и БС<sup>3</sup><sub>10</sub> в плане лишь на 10% площади горизонта и имеют в этой зоне ухудшенные коллекторские свойства. Водонефтяная зона занимает в пласте БС10 1/3 часть площади.

Таким образом, в пластах БС<sup>1-2</sup><sub>10</sub> и БС<sup>3</sup><sub>10</sub> содержатся наиболее активные запасы нефти по месторождению.

Пласт БС<sub>11</sub> распространен на 11% площади месторождения. Отделяется от горизонта БС10 выдержанным глинистым разделом. Залежь массивного типа. Выделяется два песчаных ритма. К верхнему, толщиной 9-10 метров, приурочена залежь нефти. Нижний водоносный ритм отделен от верхнего невыдержанным глинистым разделом толщиной 3-4 метра.

Таким образом, продуктивные пласты Мамонтовского месторождения представлены широким спектром характеристик, требующих применение гибких и эффективных систем разработки для эффективного извлечения запасов.

Следовательно, из приведенных данных о геологическом строении Мамонтовского месторождения можно сделать следующие выводы:

- основные запасы нефти приурочены к выдержанным монолитным и среднепрерывистым пластам;
- значительная часть запасов сосредоточена в линзовидных, низкопроницаемых, слабонефтенасыщенных пластах и

водонефтяных зонах, извлечение из которых сопряжено с большими трудностями и требует применение эффективных технологий повышения интенсификации притока.

Замеренные пластовые температуры составляют по пластам группы БС - 59-69°С. Геотермический градиент составляет 3°С на 100 м.

### **1.5 Свойства пластовых жидкостей и газов**

В целях изучения физико-химических свойств нефти и газа на Мамонтовском месторождении проведён большой объём исследований поверхностных и глубинных проб в специализированных лабораториях Главтюменьгеологии, институтов Гипротюменьнефтегаз, СибНИИНП, ОАО «РН-Юганскнефтегаз».

На Мамонтовском месторождении характер изменения свойств нефтей является типичным для залежей не имеющих выхода на поверхность и окружённых краевой водой. Почти во всех случаях по мере уменьшения глубины устойчиво снижаются пластовые давления и температура.

От свода к ВНК снижаются газовые факторы, давление насыщения, возрастают плотность и вязкость нефти.

Нефти Мамонтовского месторождения относятся к маловязким, вязкость 9-15 мПа\*с с незначительным газосодержанием 36 - 56 м<sup>3</sup>/сут, давлением насыщения 6,9 - 9,7 МПа. Нефти сернистые, парафинистые, смолистые, тяжёлые (807-845кг/м<sup>3</sup>). Пластовые воды напорные, термальные, солёные, практически безсульфатные. Газ, растворённый в подземных водах, метанового состава. Температура подземных вод изменяется по разделу от 74 до 83°С.

В таблицах 1.5 – 1.5.4 приведены основные физико - химические свойства нефти и газа.

Таблица 1.5 - Физические свойства пластовой нефти.

Параметры	АС4	АС5-6	БС8	БС10	БС11
Давление насыщения газом $P_H$ , кгс/см <sup>2</sup>	82	76	82	94	92
Газосодержание $R$ м <sup>3</sup> /т	41,7	42,3	41,5	60,5	60,5
Рабочий газовый фактор при условиях сепарации м <sup>3</sup> /т		32,5	34,4	51,7	48,24
Объёмный коэффициент	1,117	1,113	1,099	1,178	1,189
Плотность нефти г/см <sup>3</sup>	0,824	0,825	0,841	0,799	0,795
Вязкость нефти сП	9.14	10,85	8,14	12,44	10,2
Температура насыщения парафином °С	29,7	29,6	38,5	30,3	30,3

Таблица 1.5.1 - Анализ контрольных проб нефти

	Вода %	Хлор мг/л	Соли %	Мех.примеси	Вязкость
УПСВ	2	226	0,03	0,04	16,87
ДНС 7	79	9226	0,97	0,16	18,82

Таблица 1.5.2 - Анализ нефти на газосодержание

	$P_{атм}$	$t$ °С	$V_{пробы}$ , мл	$V_{газа}$ , мл	$V_{нефти}$ , мл	плотность по воздуху
ДНС 7	8	36	375	728	355	1,898
УПСВ	12	34	376	1126	360	1,759

Таблица 1.5.3 - Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (молярная концентрация,%)

Наименование	Газ, выделенный из нефти в стандартных условиях	Смесь газа многоступенчатого разгазирования в стандартных усл.	Нефть разгазированная однократно в стандартных условиях	Нефть после многоступенчатого разгазирования при усл. сепарации	Пластовая нефть
Двуокись углерода	0,21	0,26	-	0	0,07
Азот	1,46	1,45	-	0	0,55
Метан	68,8	75,8	0,2	0,03	26,03
Этан	6,22	6,55	0,13	0,3	2,39
Пропан	11,43	9,56	1,38	3,18	5,35
Изобутан	2,01	1,17	0,6	1,11	1,13
Нормальный бутан	5,57	3,14	2,63	4,15	3,75
Изопентан	1,37	0,63	1,6	1,98	1,52
Нормальный пентан	1,7	0,82	2,79	3,29	2,4
Изогексан	0,57	0,6	2,15	85,9	1,56
Нормальный гексан	0,49		2,41		1,69
Остаток (C7 + выше)	0,17		86,11		53,56
Молекулярная масса	26,15	25,95	256	244	167
Плотность при стандартных условиях кг/м <sup>3</sup>	1,087	0,954	876	-	799

Таблица 1.5.4 - Анализ газа на химический состав

	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	iC <sub>4</sub>	nC <sub>4</sub>	iC <sub>5</sub>	nC <sub>5</sub>	C <sub>6+</sub>	CO <sub>2</sub>	Азот
УПСВ	5,57	12,08	36,15	6,32	18,44	4,19	6,12	6,92	0,61	3,23
	1,79	7,29	31,99	7,37	21,54	6,07	8,86	12,52	0,54	2,07
	82,5	4,76	6,74	1,01	2,3	0,42	0,48	0,12	0,32	2,2
	63,24	6,85	14,23	2,81	6,4	1,45	1,66	0,51	0,66	1,0

### Физико-химические свойства воды

Воды продуктивных горизонтов AC<sub>4-5-6</sub>, BC<sub>8</sub>, BC<sub>10</sub> относятся к хлоркальциевому типу со значительным содержанием ионов. В результате нарушения первоначальных условий и обводнения пласта при эксплуатации месторождения в системе пласт-скважина-сборный трубопровод возможно отложение солей (таблица 1.5.5).

Таблица 1.5.5 - Свойства и ионный состав пластовой воды Мамонтовского месторождения

№ пп	Наименование	Среднее значение
1	Газосодержанием <sup>3</sup> /т	2,6
2	В том числе сероводорода м <sup>3</sup> /т	-
3	Объёмный коэффициент	1,017
4	Вязкость сП	0,42
5	Общая минерализация г/л	17,15
6	Плотность г/см <sup>3</sup>	1,011
Содержание ионов (Мг/л) (мг-экв/л)	CL -	9770/275
	SO <sub>4</sub> -	6,12/0,13
	HCO <sub>3</sub> -	823/13,5
	Ca ++	363/18,1
	Mд ++	39/6,2
	Ma+ + K+	6133,4/267,5



## 1.6 Нефтегазоносность

Описываемая территория в нефтегазоносном отношении располагается в пределах южной части Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской области.

Залежи нефти пласта БС<sub>11</sub>. По результатам эксплуатационного бурения на Мамонтовском месторождении по пласту БС<sub>11</sub> выделено 8 залежей. Залежь 1 (основная), расположена в сводовой части куполовидной Мамонтовской структуры, а остальные 7 залежей располагаются в южной, юго-восточной и восточной частях месторождения.

Залежь 1 Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта БС<sub>11</sub> колеблется от 0 до 16,2 м. ВНК средний -2395 м -2400 м, в западной части залежи 2387-2390 м. Высота залежи 35 м. Тип залежи пластово-сводовый, массивный.

Размеры залежи 8,1 км с запада на восток и 14 км с юга на север.

Залежь 2 Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта 2,8 до 9,6 м. ВНК находится на отметке -2410,4 м. Залежь полностью подстилается водой. Высота залежи 12 м. Размер залежи 3 x 2 км.

Залежь 3 Эффективная нефтенасыщенная толщина залежи от 1,3 до 16,6 м. Залежь пластово-сводовая, массивная. Средний ВНК -2436,4 м имеет наклонный характер и погружается с севера на юг. Размеры залежи 3,25 км x 4,25 км. Высота залежи 20 м.

Залежь 4 Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 1,6 до 4,4 м. Залежь полностью подстилается водой. Средний ВНК -2427 м. Высота залежи 5 м. Размер залежи 3,5 x 1,9 км.

Залежь 5 Эффективная нефтенасыщенная толщина 4,1 - 11,4 м. Залежь имеет сложную конфигурацию с многочисленными заливами, полностью подстилается водой. ВНК-2429 м. Высота залежи 19 м. Размер залежи 8x4 км.

Залежь 6 Эффективная нефтенасыщенная толщина 0,6 - 2 м. ВНК -2427 м. Размер залежи 0,5 x 1,25 км.

Залежь 7 Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,4 м до 3 м. Высота залежи около 5 м. ВНК средний -2418 м. Размер 3,5 x 0,8 км.

Залежь 8 Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 1 м до 4 м. Высота залежи около 5 м. Размер залежи 1,75 x 0,62 км.

Залежи пласта  $BC_{10}^{тсп}$ . По своему насыщению в плане  $BC_{10}^{тсп}$  разделился на 4 особенных залежи. Все залежи, кроме первой, разрабатываются самостоятельно.

Залежь 1 приурочена к небольшому куполовидному поднятию на севере площади. Залежь является водоплавающей ВНК -2391 м. Продуктивная толщина на пласте не превышает 2,2 м. Залежь по своим размерам небольшая и составила 1,0 x 1,75 км.

Залежь 2 имеет широкую водонефтяную зону. ВНК -2396 м -2399 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 5,5 м. Размеры залежи 4,5 x 4,5 км.

Залежь 3 Толщина нефтенасыщенных песчаников изменяется от 1 до 11,8 м. ВНК средний -2394 м -2398,2 м. Тип залежи структурно-литологический.

Размеры залежи 11,0 x 8,2 км.

Залежь 4 приурочена к куполовидному поднятию в районе скв. 11р. Нефтенасыщенные коллекторы от 1,4 до 8 м. ВНК средний -2394 м -2399 м. Размеры залежи 5,5 x 5 км.

Залежи пласта  $BC_{10}^{1-3}$ . Пласт  $BC_{10}^{1-3}$  представлен на Мамонтовском месторождении двумя залежами.

Залежь 1 пласта  $BC_{10}^{1-3}$  в песчаной фации развита на всей площади месторождения. Наблюдается понижение ВНК с северо-запада на юго-восток.

Средняя отметка ВНК по залежи 2405+5 м. Залежь пластово-сводовая. Размеры 48,5 x 33 км.

Залежь 2 выделяется в северо-западной части месторождения которая отделяется от основной небольшим прогибом. Залежь водоплавающая. ВНК 2393 -2400 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1 до 7,2 м. Размеры залежи 4 x 5,25 км.

Залежь пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup> литологически экранирована с раскрытием ее в юго-западном направлении. Размеры залежи составляют 12 x 21,5 км. ВНК 2397 м -2398 м. Этаж нефтеносности составил 48 м. Размеры залежи составляют 12 x 21,5 км. Залежь эксплуатируется совместно с нижезалегающим объектом БС<sub>10</sub><sup>1-3</sup>.

Залежи пласта БС<sub>8</sub>. По нефтенасыщенности пласт БС<sub>8</sub> на Мамонтовском месторождении разделён на 6 залежей.

Залежь 1 полностью подстилается водой. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта БС<sub>8</sub> колеблется от 1 до 14,8 м. ВНК проведён в среднем на отметке 2253 м. Тип залежи пластовосводовой, массивный. размер залежи 5,75x1,25 км.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта БС<sub>8</sub> - 1 - 14,8 м.

Залежь 2 находится севернее залежи 1 и полностью подстилается водой. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта 1,2 - 7,8 м. ВНК среднее 2263 м. Высота залежи около 8 м. Размер залежи 2,5 x 4,28 км.

Залежь 3 находится в северной части месторождения и полностью подстилается водой. Эффективная толщина пласта БС<sub>8</sub> колеблется от 1,6 до 11,8 м. ВНК среднее -2281 м. Высота залежи 12 м. Размер залежи 4 x 2,4 км.

Залежь 4 полностью подстилается водой.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта БС<sub>8</sub> от 1,4 до 6,2 м. ВНК среднее -2279 м -2283 м. Высота залежи составляет около 8 м. Размеры залежи 2,75 x 3 км.

Залежь 5 находится на небольшом куполовидном поднятии в западной части месторождения в районе скв. 1204р. Залежь полностью подстилается водой. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта БС<sub>8</sub> колеблется от 3,4 до 14,4 м. ВНК среднее -2297 м. Высота залежи составляет около 18 м. Размер залежи 4,5 x 3,1 км.

Залежь 6 находится на небольшом куполовидном поднятии в западной части месторождения. Залежь полностью подстилается водой.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта БС<sub>8</sub> колеблется от 2,8 до 8,4 м. ВНК среднее -2296 м. Высота залежи составляет около 10 м. Размер залежи 2,0 x 1,4 км.

Залежь пласта БС<sub>6</sub>. По нефтенасыщенности пласт БС<sub>6</sub> на Мамонтовском месторождении разделился на 2 залежи.

Залежь 1 полностью подстилается водой.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта БС<sub>6</sub> колеблется от 0,5 до 4,4 м. ВНК среднее -2215,5 м. Высота залежи составляет около 5 м. Размер залежи 3,25 x 1,25 км.

Залежь 2 полностью подстилается водой.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта БС<sub>6</sub> колеблется от 0,8 до 7,5 м. ВНК 2224 м. Высота залежи составляет около 8 м. Размеры залежи 1,62 x 1,62 км.

Залежи пласта АС<sub>5-6</sub>. Пласт АС<sub>5-6</sub> на Мамонтовском месторождении представлен одной основной и двумя подчинёнными залежами нефти, расположенными севернее основной. Средней ВНК по залежам 1900 м.

Залежь 1 расположена в северной части Мамонтовской площади. Нефтенасыщенные толщины 0,4 - 18 м. ВНК -1905 м. Высота залежи 23 м. Размеры залежи 8 x 5,5 км.

Залежь 2 небольшая по величине и расположена в центральной части структуры. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 м до 25,4 м. ВНК 1900 м. Высота залежи 38 м. Тип залежи массивный. Размер залежи 12,5 x 19,5 км.

Залежь 3 находится к западу от залежи 2. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 до 14,4 м. ВНК -1902 м. Высота залежи 21 м. Размер залежи 5,5 x 2,5 км.

Залежи пласта АС<sub>4</sub>. Залежи пласта АС<sub>4</sub> распространены по всей площади Мамонтовского месторождения. Пласт АС<sub>4</sub> представлен основной и северной залежами нефти. Размеры основной залежи 42,25 x 16,5 км. ВНК 1901 м. Высота залежи 60 м. На западном склоне обособляется от основной залежи

небольшая залежь. Нефтенасыщенная толщина 1 - 4,8 м. ВНК -1900 м. Размеры залежи 4,25 x 3 км. Пластово-сводовая залежь АС<sub>4</sub> и массивная водоплавающая АС<sub>5-6</sub> объединяются в единый горизонт, в котором уровень ВНК отмечается 1900-1902 м.

### **1.7 Запасы нефти и газа**

Балансовые запасы нефти и газа по Мамонтовскому месторождению подсчитаны тематической партией подсчета запасов ОАО «РН-

Юганскнефтегаз» и утверждены ГКЗ РФ в 1999г. (протокол №541).

По состоянию на 01.10.2001г. Главтюменьгеологией запасы нефти Мамонтовского месторождения были приращены и оценивались величинами:

Балансовые – 1.4 млрд.т

Извлекаемые – 900 млн.т., при среднем КИН = 0,236.

По величине извлекаемых запасов нефти месторождение является крупным, по геологическому строению – сложным. Основная часть извлекаемых запасов (77 %) приурочена к низкопродуктивным, глубокозалегающим продуктивным пластам ачимовской толщи, характеризующейся низким КИН.

Достоверность запасов по категории С<sub>2</sub> по всем пластам низкая. По оценке СибНИИНП балансовые запасы категории С<sub>2</sub> ачимовской толщи завышены в два раза за счет завышения объемов нефтенасыщенных пород по пластам.

Практически все запасы (98,5%) относятся к разведанным – категориям С<sub>1</sub>.

## **2 Технологическая часть**

### **2.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения**

Мамонтовское месторождение начало разрабатываться в 1970 году согласно технологической схеме разработки. Согласно утвержденному ЦКР МНП варианту разработки, разбуривание нефтяных пластов осуществлялось по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 600 м (плотность сетки 31.104 м<sup>2</sup>/скв) при обращенной семиточечной системе площадного заводнения. Скважины размещались в пределах изопахиты 2 м в нефтяной и 2.5 м – в водонефтяной зоне. Быстрое разбуривание (по проектным решениям) наиболее продуктивной части залежи и постепенное наращивание интенсивности разработки путем развития системы поддержания пластового давления по всей залежи позволили ввести в активную разработку основные запасы нефти, за исключением зон низких (менее 2.5 м) нефтенасыщенных толщин, расположенных преимущественно в северо-западной части залежи.

Бурение скважин произведено кустовым наклонно-направленным способом с трех- и четырех интервальным профилем. Имеющиеся отклонения от нормативов искривления профилей скважин осложняют проведение текущего и капитального ремонта скважин и работу механизированного фонда. В результате простаивает значительное количество скважин вследствие прихвата или обрыва ЭЦН, порыва кабеля и т.п.

Диаметр эксплуатационных колонн (146 мм) позволяет эксплуатировать скважины имеющимися типами электропогружных насосов. Режимы работы добывающих скважин в целом близки к проектным.

Одной из причин, отрицательно влияющих на показатели разработки, является недостаточно надежная конструкция скважин в интервалах залегания люлинворской свиты, что приводит к смятию и смещению обсадных колонн. В частности, по этой причине на основном объекте БС<sub>10мон</sub> ликвидирована 31 скважина добывающего фонда (19% всех ликвидированных добывающих

скважин объекта) и 53 нагнетательные скважины (54 % от общего количества), что нарушает проектную сетку скважин и негативно отражается на равномерности выработки запасов нефти. С начала 2000-х гг. при бурении скважин стала применяться более совершенная конструкция скважин с удлиненным (до глубины 750 м) кондуктором, что позволяет надежно перекрыть интервал залегания люлинворской свиты и не допустить нарушений обсадных колонн.

Сбор продукции осуществляется по однетрубной закрытой схеме с параметрами, обеспечивающими нормальную работу скважин до определенной стадии разработки. На данной стадии разработки, характеризующейся ростом обводнения и наличием скважин различной обводненности по кустам, появляются отдельные участки, работающие в режиме инверсии фаз, и коррозионно-опасные участки, что может осложнить процесс добычи и подготовки нефти.

Потенциал реализованной системы разработки объекта позволил в середине и конце 90-х гг. обеспечить высокие темпы отбора нефти, в результате чего по состоянию на 05.02.2015 значения накопленной добычи нефти и жидкости превышают проектные величины.

По месторождению в целом (категория запасов АВС<sub>1</sub>) проектная добыча нефти характеризуется постепенным падением с 6 млн.т в 2001 году до 360 тыс.т в 2060 году. Добыча жидкости в течение первых 9 лет (с 2000 по 2008 гг.) поддерживалась на стабильном уровне (40-41 млн.т), затем начала снижаться в связи с выбытием скважин из эксплуатационного фонда (в 2060 году – 18 млн.т). Динамика закачки аналогична добыче жидкости.

В 2000 году Уфимским филиалом ООО «Юганск НИПИ нефть» был разработан проект разработки месторождения под руководством кандидата технических наук Т.Ф. Манаповым (главный менеджер проектов). Проект предусматривает срок (экономически оправданный, до достижения обводненности 98 %) разработки месторождения до 2059 года.

Средний "замыкающий" дебит нефти – 1.4 т/сут. За это время коэффициент извлечения нефти подвести до 0,416 с проектным фондом 1629 скв., в том числе добывающих скважин 1097 шт. и нагнетательным фондом 440 штук скважин, скважин других категорий около 92шт. За это время проектируется по категориям запасов А, В, С1 отобрать из месторождения порядка 3314 млн. тонн жидкости и 650,8 млн. тонн нефти.

Таким образом, система разработки Мамонтовского месторождения в течение всего периода непрерывно развивалась и совершенствовалась. Реализация этого принципа позволила обеспечить устойчивую работу НГДУ Мамонтовнефть в течение длительного периода. К настоящему времени она близка к завершению своего формирования, хотя отдельные моменты в механизме выработки запасов нефти требуют уточнения и принятия дополнительных мер.

В целом реализуемая система разработки эффективна с точки зрения возможности осуществления постоянного контроля выработки запасов, регулирования процессов разработки, применения методов увеличения нефтеотдачи. Для улучшения показателей эксплуатации скважин и состояния разработки необходимо:

1. вовлечение в активную разработку слабо охваченных воздействием (малопродуктивных) участков пласта путем постепенного перевода с нижезалегающих объектов скважин, выполнивших там свое назначение;
2. сокращение фонда бездействующих скважин за счет проведения ремонтных работ, в первую очередь, на участках высокой концентрации остаточных запасов нефти;
3. дальнейшая оптимизация режимов работы действующего фонда (на основе хороших результатов, полученных в последние годы);
4. проведение комплексного (МУН+ОПЗ) физико-химического воздействия на залежь с целью повышения эффективности реализованной системы заводнения и снижения обводненности продукции скважин.



## 2.2 Анализ текущего состояния разработки и фонда скважин

Мамонтовское месторождение находится в начале 4 стадии разработки для которой характерно стабилизация снижения добычи жидкости, среднего дебита скважин как по нефти так и по жидкости, сокращение действующего добывающего фонда скважин. В истории разработки месторождения выделяется четыре стадии:

- 1.Рост добычи нефти (1970-1985 гг.);
- 2.Максимальная добыча нефти (1985-1987 гг.);
- 3.Падающая добыча нефти (с 1987г.);
- 4.Стабилизация падения добычи нефти (с 1994 г.).

Основные показатели добычи по стадиям разработки месторождения отображены в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Основные показатели добычи нефти по стадиям

Показатели	Стадии разработки				Всего на 1.01.2016г.
	1	2	3	4	
Продолжит.ста- дии, лет.	15	3	6	10	45
Накопленные показатели за стадию.					
Добыча нефти (млн. т.)	202,5	183,4	161,5	103,1	650,2
Добыча жид-ти (млн. т.)	250,4	207,1	493	418,3	1468,7

Окончание таблицы 2.1

Показатели	Стадии разработки				Всего на 1.01.2016г.
	1	2	3	4	
Водонефтяной фактор.	0,24	1	2,7	4,2	1,5
Отобрано, % НИЗ.	33,9	17,3	24,34	7,2	83,74
Показатели к концу стадии.					
Дебит скв. неф.т/сут.	46	41	16,2	14,0	-
Дебит скв. жид. т/сут.	67	95	83,7	112	-
Нефтеизвлечение доли ед.	0,15	0,23	0,31	0,318	-
Обводненность %	31	<b>57</b>	73	87,3	-

На конец 2016 года в эксплуатационном добывающем фонде числилась 2616 скважина (1785 - дающие продукцию, 831 - в бездействующем фонде), в нагнетательном - 1201 скважина (606 - под закачкой, 509 - в бездействующем фонде). Основные показатели разработки месторождения по состоянию на 01.12.2016 приведены в таблице 2.2, динамика фактических показателей с начала разработки показана на рисунке 2.

Для всех рассматриваемых участков характерна неравномерная выработка запасов по площади, что связано как с естественными (неоднородность фильтрационно-емкостных свойств), так и с технологическими (нарушение равномерности сетки скважин и т.д.) причинами. Неравномерность выработки запасов по площади в значительной степени связана с неравномерностью выработки по разрезу, что является следствием высокой послойной неоднородности коллекторов.

В этих условиях применение технологий повышения интенсификации, позволяет, как показывает практика, существенно повысить эффективность разработки, причем это положительно отражается как на текущих, так и на конечных технологических и экономических показателях эксплуатации. При этом достигается:

1. Стабилизация (в течение определенного времени) текущей добычи нефти (или значительное снижение темпов ее падения) за счет стабилизации или снижения обводненности;

2. Повышение конечного коэффициента нефтеотдачи в пределах охваченного воздействием участка;

3. Увеличение доли рентабельного фонда скважин за счет снижения обводненности.

Таблица 2.2 - Текущие показатели разработки Мамонтовского месторождения

Показатели		2015	2016
Добыча Нефти	ср/сут	19800	24244
	за период	7246,7	7754,0
	с нач. раз	489474,6	650700,6
Добыча Воды	за период	44505,1	54115,5
	с нач.раз	762510,7	816626,2
Обводненность %		75,9972028	82,47
Добыча ж-ти в пл. усл.	за период	53670	63853,2
	с нач.раз	1404894	1468747,1
Добыча газа за период		311,6	333,1
Закачка воды	за период	58150	66229,4
	в % от отбора	108,3	103,7
	с нач. раз	1654742	1720971,8
	в % от отбора	117,7	117,2

Продолжение таблицы 2.2

Показатели		2015	2016
Фонд нефтяных скважин	Эксплуат	2726	2616
	Действ	1815	1785
	Фонт	142	276
	ЭЦН	1651	1499
	ШГН	22	10
	Бездейств	911	831
	Освоение	0	0
	Ликвидиров	321	361
	в консерв		3
	перед ППД	2	5
Фонд нагнетат скважин	Всего	1196	1201
	под закачкой	602	606
	в бездействии	503	509
	в освоении	91	86
	в экспл/нефть	192	183
	Ликвидиров	123	125
Ввод новых скважин	Добывающ	6	0
	под закачку	6	10
Выбыло из нефт фонда		142	127
Контрольно-пъезометр		766	829
Ср дебит нефтскв Ср дебит новых скв	Нефти	12,4	14,0
	Жидкости	88,4	112,0
	Нефти		
	Жидкости		
Кол-во скважин, работающ с водой	Всего	1815	1785
	до 2%	0	0
	2-20%	26	26
	20-50%	103	107
	50-90%	625	670
	90-98%	799	982
	> 98%	262	0

Окончание таблицы 2.2

Показатели		2015	2016
Приемистость		278,608	307
% добычи мех.способом		99,1	99,1
% мех.фонда		92,2	85
Кэкспл		0,910	0,845
Добыча поЭЦН		7148,85	7660,93
Добыча по ШГН		29,133	20,32

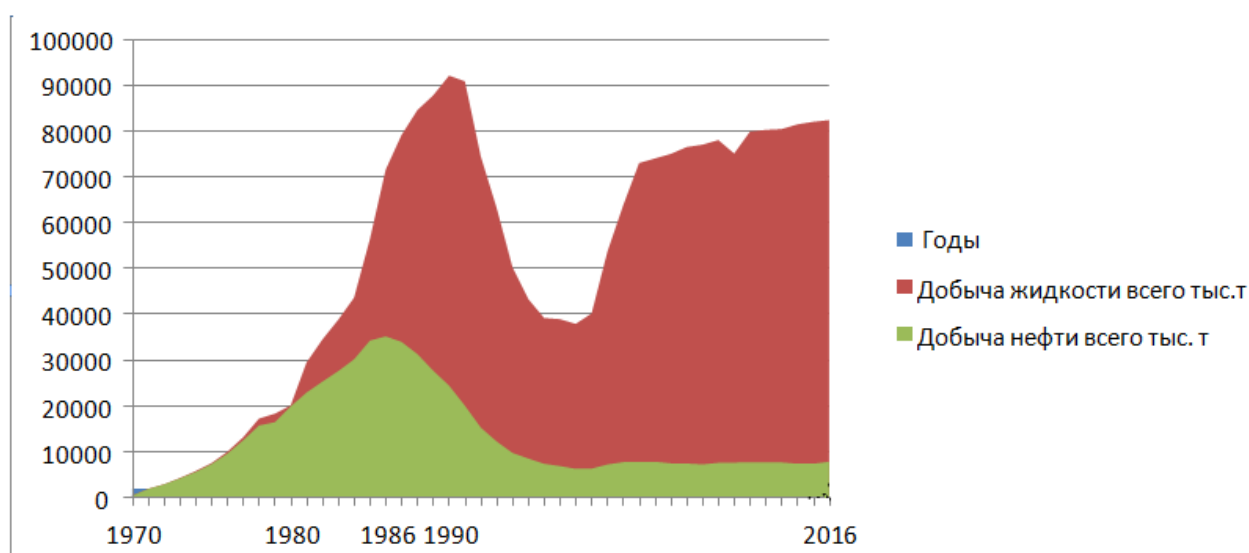


Рисунок 2- Динамика добычи нефти и жидкости на Мамонтовском месторождении

С начала разработки на месторождении добыто 650,2 млн.т нефти, извлечено 1468 млн.т жидкости. Отбор начальных извлекаемых запасов составляет 84 % при обводненности 83 %, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,318. Накопленный водонефтяной фактор – 1,5. Закачано с начала разработки 1,7 млрд.м<sup>3</sup> воды. Компенсация отбора - 117 %.

Основная часть скважин характеризуется средними дебитами жидкости (дебит от 30 до 75 т/сут имеет 53 % скважин) и высокой обводненностью (более

80 % - около 46 % скважин). С дебитами более 120 т/сут работают 13 % скважин. Дебит жидкости менее 15 т/сут характерен для 16 % скважин. Малодебитный фонд в основном расположен на низкопроницаемых и маломощных участках пластов АС<sub>4</sub> и Б<sub>10тсп</sub>. Лишь 5 % скважин добывают продукцию с невысокой обводненностью (менее 40 %). 43 % скважин имеют дебит нефти менее 6 т/сут (средний дебит по месторождению – 14 т/сут). Из приведенных данных можно сделать вывод, что структура действующего фонда скважин в настоящее время в значительной степени определяется высокообводненным фондом, на работу с которым должны быть направлены основные усилия.

Анализ распределения скважин по накопленным отборам нефти показывает, что значительная часть прибывавших в эксплуатации скважин (37 %) отобрала от 20 до 100 тыс.т на скважину. Наибольшее количество нефти в расчете на одну скважину добыто из объекта БС<sub>10мон</sub>, наименьшее - из пласта БС<sub>6</sub>. Почти треть (30 %) добывающих скважин отобрали менее 20 тыс.т/скв. Более 300 тыс.т/скв отобрали лишь 8% скважин. В среднем по месторождению на одну перебивавшую в эксплуатации скважину добыто 100 тыс.т нефти, что свидетельствует о высокой технико-экономической эффективности использования пробуренного фонда.

Анализ работы скважин нагнетательного фонда показал, что основная часть (более половины) скважин работают с приемистостью 150-300 м<sup>3</sup>/сут.

Низкая (менее 100 м<sup>3</sup>/сут) приемистость характерна для 10 % скважин, высокая (более 300 м<sup>3</sup>/сут) - для 24 % нагнетательного фонда. В целом по месторождению текущие приемистости скважин при существующих давлениях нагнетания (11-12 МПа на устье скважин) позволяют обеспечивать необходимую компенсацию отборов закачкой.

Основная часть (58 %) скважин эксплуатируются при забойных давлениях от 14 до 20 МПа. С давлением на забое менее 12 МПа работает 7 % скважин, более 22 МПа – 11 %. На скважинах последней группы необходимо первоочередное проведение работ по оптимизации режимов эксплуатации,

поскольку большая часть из них работает не в оптимальном режиме (при высоких динамических уровнях).

Обращает на себя внимание тот факт, что значительная часть скважин в настоящее время находится в бездействии (41 % добывающих и 49 % нагнетательных). Основной причиной бездействия скважин Мамонтовского месторождения (около трети от общего числа) являются аварийные ситуации, связанные с полетами на забой скважин насосов, НКТ и прочего скважинного оборудования в результате обрыва колонны насосно-компрессорных труб при проведении подземного или капитального ремонта скважин (как правило, в процессе спуско-подъемных операций). На этих скважинах, при наличии в их районе остаточных запасов нефти, запланировано проведение ловильных работ.

Около 150 скважин (13 % неработающего фонда) по состоянию на конец 2015 г. находились в ожидании проведения текущего ремонта, связанного со сменой насоса. Очевидно, что этот фонд в ближайшее время будет запущен в работу.

Приблизительно 130 скважин (11 %) ожидают проведения операции по вызову притока. Основную часть этих скважин не удалось освоить после глушения, проведенного перед выполнением ремонтных работ. На части таких скважин, расположенных в низкопроницаемых зонах пластов, запланировано проведение операций по гидравлическому разрыву пласта (ГРП).

Результаты проведенного анализа позволяют заключить, что пробуренный фонд скважин Мамонтовского месторождения обладает определенными резервами улучшения показателей их использования и эксплуатации. Основными направлениями по работе с фондом скважин на месторождении должны стать:

1. Сокращение неработающего фонда путем планирования и осуществления адресных мероприятий по бездействующим скважинам (улучшение выработки остаточных запасов, восстановление системы разработки, учет многопластового характера месторождения);

2. Оптимизация эксплуатации действующего фонда (выбор оптимальных

режимов работы скважинного оборудования и пласта, воздействие на призабойную зону и пласт с целью снижения обводненности продукции, комплексное сочетание ремонтных работ и воздействия на пласт);

3. широкое внедрение новых технологий, позволяющих повысить эффективность использования фонда (зарезка дополнительных горизонтальных стволов, внедрение в больших объемах потокоотклоняющих МУН, ГРП, ИПВ и СКО).

Сопоставление фактических показателей разработки месторождения проведено с проектными показателями технологической схемы и дополнительных записок к ней с учетом уточнения проектных показателей.

### **3 Специальная часть**

#### **3.1 Методы повышения эффективности системы разработки месторождения**

В процессе эксплуатации дебит нефтяных и газовых скважин со временем падает, а поглотительная способность нагнетательных скважин уменьшается. Во многих вновь введенных в эксплуатацию скважинах дебит значительно ниже расчетного.

Известно, что продуктивность скважин зависит от естественной проницаемости продуктивного пласта в целом и призабойной зоны в частности. Кроме того, большое влияние на последующую производительность объекта оказывают характер и зона изменения проницаемости в процессе закачивания и эксплуатации скважин. Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта может наступить вследствие набухания глин, выпадения в осадок различных солей из пластовых вод, образования стойких эмульсий, отложения парафинов и продуктов коррозии в фильтровой части ствола скважины.

Один из путей решения этих задач - внедрение в практику разработки месторождений эффективных методов воздействия на призабойную зону



скважин. Особенности геологического строения, многообразие геолого-промысловых условий и характеристик продуктивных пластов требуют в конкретных условиях применения эффективных методов воздействия на призабойную зону пласта, разработку новых и совершенствование существующих методов.

Вступление месторождения в позднюю стадию разработки повышает роль методов интенсификации добычи нефти, что достигается и за счет постоянной работы над фондом скважин. Эта работа направлена прежде всего на поддержание скважин в работоспособном состоянии путем проведения в них различных геолого-технических мероприятий, включающих обработку призабойной зоны, приобщение и дострел (перестрел) пластов, сокращение бездействующего фонда, проведение ремонтно-изоляционных работ, ликвидацию аварий с подземным оборудованием и т. д.

Главной причиной снижения дебитов скважин, не связанной со снижением пластового давления, является ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны, вызванное её загрязнением (кольматацией).

Ухудшение свойств ПЗС вызвано:

- **С**нижением проницаемости при увеличении эффективного напряжения.
- Снижением фазовой проницаемости по жидкости (нефти) при снижении забойного давления ниже давления насыщения пластовой нефти газом.
- Снижением фазовых проницаемостей по нефти в зависимости от водонасыщенности пласта при разработке месторождений (с использованием заводнения, в случае образования водяных конусов и др.).
- Выпадением и отложением смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно-добываемой воды при изменении термобарических условий.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин проницаемость призабойной зоны пласта ухудшается вследствие закупорки пор, поровых

каналов и трещин отложениями парафина и смол , а так же глинистыми и твёрдыми частицами (например, кристаллами соли). В нагнетательных скважинах призабойная зона пласта загрязняется механическими примесями, имеющимися в воде (ил, глинистые частицы или окислы железа).

Для того чтобы облегчить условия притока применяют методы искусственного воздействия на пласт с целью повышения проницаемости призабойной зоны пласта. Для повышения дебита скважины, бывает достаточно удалить со стенок фильтра и поверхности вскрытой части пласта отложения смол и глинистых частиц. Однако в подавляющем большинстве случаев необходимо искусственно повышать число и размеры поровых каналов и их протяжённость.

Наиболее распространенные методы интенсификации добычи, применяемые в условиях месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, представлены в таблице 3.1.

Как представляется, 70% всех остаточных запасов нефти (по первым трем пунктам) из-за высокой макронеоднородности разрабатываемых пластов не охвачены процессом заводнения и могут представлять основной резерв для увеличения нефтеотдачи.

Капиллярно-удерживаемая и пленочная нефть остается в обводненных, как правило, микронеоднородных коллекторах и, очевидно, может извлекаться только в результате воздействия на нее различными физическими и физикохимическими методами.

По мере эксплуатации скважин упругие свойства пласта начинают проявляться как фактор, понижающий пластовое давление, что вызывает уменьшение трещин, и, следовательно, эти силы способствуют остаточной нефтенасыщенности в возникающих застойных зонах, линзах и непроницаемых экранах.

Таблица 3.1 - Методы увеличения интенсификации притока

№ п.п.	Наименование	Методы
1.	Гидродинамические методы	Гидроразрыв пласта (ГРП) (локальный, глубокопроникающий, массивированный, ГРПвгоризонтальныхскважинах (многоступенчатый ГРП)); Газодинамический разрыв пласта (ГДРП); Бурение и эксплуатация скважин со сложной архитектурой (горизонтальные скважины (ГС), многозабойные горизонтальные скважины (МГС), разветвленные горизонтальные скважины (РГС) и д.р.).
3.	Физико-химические методы	Кислотная обработка скважин; Пенокислотная обработка.
4.	Газовые методы	Воздействие на нефтяной пласт азотом.
5.	Волновые методы	Акустическое воздействие; Вибросейсмическое воздействие; Электрогидравлическое воздействие; ОПЗ скважин

Причины применения методов интенсификации – увеличение дебита скважин, переход в экономически оправданную добычу, уменьшение срока разработки месторождения без существенных потерь в нефтеотдаче и т.п.

В процессе разработки эксплуатационных объектов Мамонтовского месторождения испытывались различные технологии воздействия на пласты, направленные на совершенствование разработки залежей и повышение эффективности выработки запасов нефти.

Целью совершенствования разработки залежей является обеспечение максимально эффективного извлечения запасов нефти в условиях реализуемой системы.

В результате анализа разработки эксплуатационного объекта был разработан комплекс мероприятий по целенаправленному изменению условий разработки в рамках принятых технологических решений рекомендуемого варианта.

Для улучшения показателей эксплуатации скважин и состояния разработки месторождения необходимо проведение следующих мероприятий по совершенствованию процесса разработки:

- методы интенсификации добычи нефти обработкой призабойных зон скважин химреагентами;
- гидравлический разрыв пласта; зарезка второго ствола; бурение горизонтальных скважин; плазменно-импульсное воздействие.

Объемы и эффективность основных мероприятий по совершенствованию разработки объекта, запланированных на проектный период доработки, приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 -Мероприятия по совершенствованию разработки пласта БС<sub>10</sub>

Методы воздействия	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
Бурение дополнительных стволов	19,8
Гидроразрыв пласта	10,5
Плазменно-импульсное воздействие	9,44
Глубокие обработки призабойной зоны	0,78
Физико-химические	0,36
Химические	0,30

Цель применения гидродинамических МУН - увеличение дренируемых запасов, особенно неоднородных, расчлененных объектов. Гидродинамические МУН основаны на изменении фильтрационных потоков, оптимизации размеров эксплуатационных объектов и плотности сетки скважин и др.

Представленные в таблице 3.1 методы воздействия на пласты дают определенный положительный эффект, хотя их эффективность в различных геолого-технических условиях неодинакова и каждому из них присущи определенные ограничения и недостатки. Так, закачка больших объемов воды приводит к выпадению неорганических солей, парафинов в прискважинной зоне, на внутрискважинном оборудовании и системах трубопроводов.

## 3.2 Применение кислотной обработки

Известно много методов кислотного воздействия, которые основаны на способности некоторых кислот растворять горные породы или цементирующий материал. Применение кислот:

1.Обработка ПЗС в залежах с терригенными коллекторами.

2.Растворением глинистых или цементных частиц, попавших в ПЗС в процессе бурения и цементирования скважины.

3.Растворением выпавших в ПЗС солей.

Для обработки терригенных коллекторов наибольшее распространение смесь соляной и плавиковой кислот (глинокислота).

Различают несколько видов солянокислотных обработок:

1.Обычная СКО

2.Кислотная ванна

3.СКО под давлением

Так как наше месторождение находится на поздней стадии разработки, то для более лучшего эффекта от обработки ПЗС кислотой необходимо рассмотреть метод кислотных ванн.

Основные назначения обычной солянокислотной обработки заключаются в закачке кислоты в пласт, на значительное расстояние от стенки скважины с целью расширения микротрещин и каналов, что увеличивает проницаемость системы и дебит скважины.

Кислотные ванны

Данные обработки применяются в скважинах с открытым забоем после бурения или в процессе вызова притока и освоения. Основной целью является очистка ПЗС остатков глинистой корки, цементных частиц, отложений солей.

Наиболее простыми кислотными обработками, предназначенными для очистки стенок и забоя скважин от остатков цементной и глинистой корок,

продуктов коррозии, смолистых веществ, парафина и т.д. являются кислотные ванны.

Необходимое условие установления кислотной ванны - присутствие раствора кислоты в интервале обработки для чего разработаны определенные технологические приемы закачки и продавки раствора кислоты в скважину.

Исходя из опыта работы, рекомендованы к применению кислотные обработки на основе как соляной и грязевой кислот, так и различных ПАВ, выступающих ингибиторами коррозии. Функции ПАВ при СКО не ограничиваются только защитой металла от коррозии. Добавление ПАВ к рабочему раствору кислоты обеспечивает также более полное удаление из пласта отработанной кислоты и продуктов реакции за счет снижения поверхностного натяжения на границе «нефть - отработанный раствор соляной кислоты», а также за счет гидрофобизации (гидрофобность - свойство поверхности тела не смачиваться водой) поверхности породы пласта.

Технологический процесс осуществляется следующим образом. Колонну НКТ спускают до нижней отметки зоны перфорации и поддерживают циркуляцию воды до устойчивого перелива ее из затрубного пространства. При открытом затрубном пространстве в НКТ закачивают расчетное количество раствора соляной или грязевой кислоты с добавками гидрофобизатора или других ПАВ от башмака НКТ до верхней границы обрабатываемого пласта или интервала перфорации, а затем без остановки продавочную жидкость. После закачивания продавочной жидкости в объеме, равном объему НКТ, закрывают задвижки в НКТ и выкидзатрубного пространства, и скважина оставляется на реагирование на 0,5-6 часов. По истечении времени реагирования производят промывку скважины через затрубное пространство (обратная промывка) водой или через НКТ (прямая промывка) нефтью с целью удаления с забоя продуктов реакции. В нефтяных добывающих скважинах, находящихся в эксплуатации, при обратной промывке в затрубное пространство закачивают нефть.

Вывод: данный вид обработки призабойной зоны скважины положительно влияет на общую проницаемость пласта; но с другой стороны

экологически небезопасен и приводит к ускоренной коррозии нефтепромыслового оборудования и снижению сроков его эксплуатации.

Применение тепловых методов и особенно внутрислоевого горения сопровождается усиленным разрушением продуктивных коллекторов и выносом песка и т.п.

Достаточно эффективным стало применение технологии ГРП для создания глубоких дополнительных каналов в пласте. Благодаря этому воздействию изменяются характеристики не только призабойной зоны, но и самого пласта, за счет чего интенсифицируется режим работы скважин.

### **3.3 Гидравлический разрыв пласта**

#### **3.3.1 Сущность ГРП**

Сущность гидравлического разрыва пласта состоит в том, что посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте и при дальнейшей закачке песчанно-жидкостной смеси или кислотного раствора происходит расклинивание образованных трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса и снятия избыточного давления.

При производстве ГРП должны быть решены следующие задачи:

- 1) Создание трещины путем закачки специально подобранной жидкости ГРП;
- 2) Удержание трещины в раскрытом состоянии путем добавления в жидкость гидроразрыва проппанта с зернами определенного размера и определенной прочности;
- 3) Удаление жидкости разрыва для восстановления высоких фильтрационных характеристик призабойной зоны скважины;
- 4) Повышение продуктивности пласта.



Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Дает эффективность при использовании на низкопроницаемых коллекторах объектов ачимовской толщи.

Технологии ГРП различаются прежде всего по объемам закачки технологических жидкостей и проппантов и соответственно по размерам создаваемых трещин. Наиболее широкое распространение получил локальный гидроразрыв как эффективное средство воздействия на призабойную зону скважин. При этом бывает достаточным создание трещин длиной 10...20 м с закачкой десятков кубических метров жидкости и единиц тонн проппанта. В этом случае дебит скважин увеличивается в 2...3 раза.

В последние годы интенсивно развиваются технологии создания высокопроводящих трещин относительно небольшой протяженности в средне- и высокопроницаемых пластах, что позволяет снизить сопротивление призабойной зоны и увеличить эффективный радиус скважины.

Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышению нефтеизвлечения в целом. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины при проницаемости пласта  $0,01 \dots 0,05 \text{ мкм}^2$  обычно составляет 40...60 м, а объем закачки от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн проппанта.

Наряду с этим применяется селективный гидроразрыв, позволяющий вовлечь в разработку и повысить продуктивность низкопроницаемых слоев.

Так как на Мамонтовском месторождении основной фонд представлен наклонно-направленными скважинами, то по технологической схеме наиболее эффективным будет применение многоступенчатого ГРП.

### 3.3.2 Расчет основных характеристик процесса ГРП

По данным, приведенным в таблице 3.3 проведен расчет основных характеристик гидроразрыва пласта БС10 в добывающей скважине глубиной 2854 м. Вскрытая толщина пласта  $h = 4,8$  м. Разрыв произвести по НКТ с пакером в качестве жидкости разрыва и песконосителя применяется загущенная сеноманская вода с плотностью  $1030 \text{ кг/м}^3$  и вязкостью  $0,275 \text{ Па} \cdot \text{с}$ . Предполагается закачка в скважину  $Q_n$  (пропанта) 5 тонн. Принимаем темп закачки  $Q = 2,2 \text{ м}^3/\text{мин}$ . Исходные данные приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3- Параметры скважины

Параметры сквжины	Значения
Дебит по нефти, т/сут	4
Глубина скважины, м	2854
Верхняя граница интервала перфорации, м	2832,8
Нижняя граница интервала перфорации, м	2837,6
Величина интервала перфорации, м	4,8
Внешний диаметр НКТ, мм	89
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	178
Плотность породы, $\text{кг/м}^3$	2400

Для расчета показателей ГРП была использована методика Мищенко И.Т.

Для расчета забойного давления разрыва пласта  $P_{забр}$  при использовании нефилтрующей жидкости можно воспользоваться следующей формулой (при закачке  $1 \text{ м}^3$  жидкости разрыва):

$$\frac{P_{забр}}{P_{гг}} \left( \frac{P_{забр}}{P_{гг}} - 1 \right)^3 = 5,25 \frac{1}{(1-V^2)^2} \left( \frac{E}{P_{гг}} \right)^2 \frac{Q_{гжр}}{P_{гг}} \quad (1)$$

где  $P_{гг} = P_{гв} \frac{V}{1-V}$

$V$  - коэффициент Пуассона горных пород ( $V = 0,2$  -т-  $0,3$ ) ;

$P_{гв}$ -вертикальная составляющая горного давления, МПа:

$$P_{гв} = P_n \cdot g \cdot L_c \cdot 10^{-6}; \quad (2)$$

$P_n$ - плотность горных пород над продуктивным горизонтом, кг/м<sup>3</sup>  
( $P_n=2600$  кг/м<sup>3</sup>);

$E$  - модуль упругости пород ( $E=(1 \div 2)10^4$  МПа);

$Q$  - темп закачки жидкости разрыва, м<sup>3</sup>/с (в соответствии с характеристикой насосного агрегата); |

$M_{жр}$  - вязкость жидкости разрыва, Па с.

Для приближенной оценки забойного давления разрыва пласта при использовании фильтрующейся жидкости можно использовать формулу:

$$P_{забр} = 10^{-2} \cdot K \cdot L_c; \quad (3)$$

рассчитаем вертикальную составляющую горного давления

$$P_{гв} = P_b \cdot g \cdot L_c \cdot 10^{-6} = 2600 \cdot 9,8 \cdot 2854 \cdot 10^{-6} = 72,7(\text{МПа});$$

Принимая  $v = 0,3$ , рассчитаем горизонтальную составляющую горного давления.

Зная составляющие горного давления, рассчитаем по формуле (3) забойное давление разрыва:

$$P_{забр} = 10^{-2} \cdot K \cdot L_c;$$

$$P_3^{разр} = 51 \text{ (МПа)}$$

Определим объемную концентрацию песка в смеси,

где  $C_n$  - концентрация песка в  $1 \text{ м}^3$  жидкости:

$$\beta_n = \frac{C_n/P_n}{(C_n/P_n)+1} = \frac{300/2450}{(300/2450)+1} = 0,109; \quad (4)$$

( $C_n$  примем  $300 \text{ кг/м}^3$ , плотность песка -  $2450 \text{ кг/м}^3$ );

Рассчитаем плотность жидкости - песконосителя с песком:

$$P_{жп} = P'_{жп}(1 - \beta_n) + P_n \cdot \beta_n; \quad (5)$$

$$P_{жп} = 1030 \cdot (1 - 0,109) + 2450 \cdot 0,109 = 1184,78;$$

Рассчитаем вязкость жидкости - песконосителя с песком:

$$\mu_{жп} = \mu'_{жп} \cdot \exp(3,18 \cdot \beta_n); \quad (6)$$

$$\mu_{жп} = 0,27 \cdot \exp(3,18 \cdot 0,109) = 0,383 \text{ (Па} \cdot \text{с)};$$

Определим число Рейнольдса:

$$Re = 4 \cdot Q \cdot \frac{P_{жп}}{\pi \cdot d_{вн} \cdot \mu_{жп}}; \quad (7)$$

$$Re = 4 \cdot 0,053 \cdot \frac{1184,78}{3,14 \cdot 0,089 \cdot 0,383} = 2346 ;$$

Коэффициент гидравлического сопротивления получили равным:

$$\lambda = 64/Re ; \quad (8)$$

$$\lambda = 64/2346=0,027;$$

Рассчитаем потери на трение:

$$P_{mp} = 8 \cdot \lambda \cdot Q^2 \cdot L_c \cdot P_{жсн} / (\pi^2 \cdot d_{вн}^5); \quad (9)$$

$$P_{тр} = 8 \cdot 0,027 \cdot (0,053)^2 \cdot 1184,78 \cdot 2854 / (3,14 \cdot 0,089^5) = 26;$$

Учитывая то, что при значении  $Re > 200$  значение потерь на трение увеличится в 1,52 раза:

$$P'_{mp} = 1,52 \cdot P_{mp} = 1,52 \cdot 26 = 39,5 \text{ (МПа)};$$

Рассчитаем давление на устье развиваемое при закачке жидкости - песконосителя:

$$P_y = P_3^{разр} - P_{жсн} \cdot g \cdot L_c + P_{mp}; \quad (10)$$

$$P_y = 51 - 1184,78 \cdot 9,8 \cdot 2854 \cdot 10^{-6} + 40 = 55 \text{ (МПа)};$$

Насосный агрегат развивает рабочее давление 32,4 МПа, а рабочий расход 0,060 м<sup>3</sup>/с, следовательно, необходимое число агрегатов будет равно:

$$N = P_y \cdot Q / (P_p \cdot Q_p \cdot K_{тс}) + 1; \quad (11)$$

$$N = 55 \cdot 0,053 / (32,4 \cdot 0,06 \cdot 0,5) + 1 = 4 \text{ (шт)};$$

где  $K_{тс}$  — коэффициент технического состояния агрегата ( $K_{тс} = 0,5$ )

Определим объем продавочной жидкости:

$$V_n = 0,785 * d_{вн}^2 \cdot L_c; \quad (12)$$

$$V_n = 0,785 \cdot 0,089^2 \cdot 2854 = 17,75 \text{ (м}^3\text{)};$$

Рассчитаем количество жидкости для осуществления ГРП:

$$V_{жр} = 5000/300 = 16,67 \text{ (м}^3\text{)};$$

Суммарное время работы одного агрегата:

$$t = (V_{ж} + V_n)/Q_p; \quad (13)$$

$$t = (16,67 + 17,75)/0,53 = 10,8 \text{ (мин)} ;$$

### **Расчет размеров трещин**

Рассчитаем длину вертикальной трещины:

$$L_{тр} = \sqrt{\frac{V_{жр} \cdot E}{5,6 \cdot (1 - V^2) H_{ин} (P_3^{разр} - P_{22})}}; \quad (14)$$

$$L_{тр} = \sqrt{\frac{16,67 \cdot 10^4}{5,6 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 4,8 \cdot (51 - 49)}} = 58 \text{ (м)};$$

Определим ширину трещины:

$$W_0 = \frac{4 \cdot (1 - V^2) \cdot L_{\text{тр}} \cdot (P_3^{\text{пазр}} - P_{\text{гг}})}{1 \cdot 10^4}; \quad (15)$$

$$W_0 = \frac{4 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 58 \cdot (51 - 49)}{1 \cdot 10^4} = 0,00033(\text{м}) \approx 0,033(\text{см});$$

В результате проведения гидроразрыва пласта в данной скважине образуется вертикальная трещина длиной 58 м и шириной на стенке скважины 0,033 см.

Ожидаемый эффект от ГРП предварительно можно определить по приближенной формуле Г.К. Максимовича, в которой радиус скважины после ГРП принимается равным радиусу трещины  $R_{\text{тр}}$

$$n = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\lg \frac{R_k}{r_c}}{\lg \frac{R_k}{R_{\text{мп}}}}; \quad (16)$$

где  $Q_1$  и  $Q_2$  – дебит скважины соответственно до и после гидроразрыва,  $\text{м}^3/\text{сут}$ .  $R_{\text{тр}}$  – длина трещины равная  $L_{\text{тр}} = 58$  м.

$$n = \frac{\lg \frac{300}{0,089}}{\lg \frac{300}{58}} = 4,95; \quad (17)$$

$$Q_2 = n \cdot Q_1 = 4,95 \cdot 11 = 54,45 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}};$$

Таким образом, после гидроразрыва пласта на скважине можно ожидать увеличение дебита скважины в 4,95 раза.

Методика Мищенко И.Т. позволяет увидеть картину гидроразрыва в общем: параметры влияющие на гидроразрыв, взаимовлияние этих параметров.

Однако, технология ГРП требует значительных затрат и сложного оборудования. Также результатом применения технологии ГРП вблизи водонефтяного контакта (ВНК) часто является резкий рост обводненности

продукции за счет образования высокопроницаемых трещин в водонасыщенной части пласта

В настоящее время перспективным направлением развития методов увеличения нефтеотдачи является комбинирование различных технологий. По мнению ряда исследователей, наибольшим потенциалом среди комбинированных технологий увеличения нефтеотдачи является комплексное применение физико-химических и физических МУН. На современном этапе развития нефтяной промышленности достаточно мало изученным и перспективным является совместное применение поверхностно-активных веществ и виброволновых технологий повышения интенсификации.

### **3.4 Применение поверхностно-активных веществ**

Преимущество НПАВ, по мнению многих исследователей, заключается в большей поверхностной активности, в их совместимости с водами высокой минерализации (солями), кислотами и щелочами, значительно меньшей адсорбции на глинистых породах, лучшей моющей способности по сравнению с ионогенными ПАВ (ИПАВ). С точки зрения сохранения коллекторских свойств, применение ПАВ на сегодняшний день является наиболее предпочтительным и позволяет осуществлять комплексное воздействие. Содержание ПАВ в воде позволяет снизить поверхностное натяжение на границе «нефть - водная фаза». Низкое значение межфазного натяжения позволяет капле легко деформироваться и фильтроваться через сужения пор, что увеличивает скорость перемещения флюида в пласте. Также водные растворы ПАВ имеют моющее действие по отношению к нефти и позволяют увеличить глубину и скорость капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенную среду. Добавка ПАВ в воду за счет снижения поверхностного натяжения уменьшает краевые углы смачивания, т.е. увеличивает смачиваемость породы водой. Вытеснение нефти водой, содержащей ПАВ, происходит значительно эффективнее в связи с влиянием



ПАВ на реологические характеристики нефти. Все это позволяет повысить охват пласта заводнением и в конечном итоге повысить коэффициент извлечения нефти. При совместном применении волнового и физикохимического воздействия улучшается проникновение агентов в малопроницаемые зоны коллектора.

### **3.5 Виброволновое воздействие на пласт для повышения нефтеотдачи**

Применение технологий виброволнового воздействия на пласт является одним из перспективных методов воздействия. Как утверждают многие авторы, применение данных технологий может способствовать изменению реологических свойств насыщающих флюидов и уменьшению обводненности продукции, а при непрерывном волновом воздействии полностью приостанавливается процесс запарафинивания и кольтматации призабойной зоны пласта. Технологии виброволнового воздействия основаны на ряде специфических явлений, происходящих в массиве пород пласта и в большей мере в насыщающей его жидкости. В основном это нелинейные эффекты, в частности, искажение фронта волны, дисперсия и нелинейное поглощение энергии волн. К таким эффектам относится многократное увеличение скоростей движения жидкостей или газов в капиллярах и пористых средах, интенсификация и тепло- и массообменных процессов, перераспределение гидродинамического, гидростатического давлений и управляемого кавитационного поля.

#### **3.5.1 Описание принципа действия плазменно-импульсной технологии**

Плазменно-импульсная технология (ПИТ) воздействия на пластовую систему относится к физическим методам увеличения нефтеотдачи.

Отличительной особенностью технологии ПИВ является то, что для ее применения нет необходимости специально останавливать скважину, поскольку она может применяться, например, при смене насоса или при плановом капитальном ремонте. Данная технология основана на электрическом разряде высоковольтного источника в жидкости скважинным генератором с широким спектром частот. После вторичного вскрытия и длительной эксплуатации перфорационные каналы, так же как и призабойная зона, подвержены кольматации твердой, жидкой, дисперсной, газообразной фазой. Радиус кольматации может достигать более 10 м. При инициировании плазменного импульса сила направленного воздействия (плазменная струя со скачком уплотнения) настолько велика, что вне зависимости от плотности перфорационных каналов, а также их диаметра, она во много раз превышает предел прочности кольматанта. Ударная волна при воздействии ПИТ по своей структуре, длительности и характеру существенно отличается от ударных волн, инициируемых традиционными методами. Образовавшаяся за несколько микросекунд, она декольматирует перфорационные каналы и, проникая в призабойную зону скважины, возмущает пластовую систему.

Принцип действия генератора заключается в преобразовании энергии металлической плазмы в импульсное давление в жидкости для очистки призабойной зоны скважины.

Импульсное давление создается следующим образом: в разряднике скважинного генератора протягивается металлический проводник. На него подается мощный импульс электротока, в результате чего проводник плавится, испаряется и создается плазма, характеризующаяся высокой температурой, большим количеством частиц ( $\sim 10^{20}$  см<sup>-3</sup>) и высоким давлением.

Генератор плазмы – трубка толщиной 102 миллиметра и длиной четыре метра. Внутри нее аккумуляторы и система конденсаторов, которая накапливает энергию. На рабочем конце – разрядник с небольшой бобиной калиброванной проволоки из специального сплава. Генератор опускается в скважину, продолжая питаться и управляться по проводу с поверхности. При

разряде за 55 микросекунд вся энергия поступает на проволоку, которая испаряется в металлическую плазму, формирующую пульсирующий газовый пузырь с давлением до 550 атмосфер. Первые импульсы чистят перфорацию добывающей скважины, удаляя кольматант–породу, забивающую поры.

Следующие импульсы распространяются по пласту, создавая микротрещины.



Рисунок 3-общий вид прибора ПИВ42

После разряда формируется газовый пузырь, характеризующийся рядом затухающих пульсаций (депрессия-репрессия) под воздействием кинетической энергии и гидростатического давления, что инициирует появление волн сжатия и разряжения.

Учитывая, что короткий, но мощный импульс, сопровождающийся пульсацией давления (депрессия-репрессия), инициируется в закрытом объеме, ударная (упругая) волна проходит через перфорацию, очищая ее.

Заданное количество импульсов повторяется в одной точке через равные промежутки времени. Первые импульсы чистят перфорацию, удаляя кольматант, что является основной задачей при обработке горизонтальных скважин. Если требуется, воздействие в заданной точке может продолжиться, и последующие импульсы будут распространяться по пласту, вызывая эффект акустической кавитации, в результате чего увеличивается проницаемость призабойной зоны.

Во время взрыва запасенная в конденсаторах энергия испаряет материал проводника, образовавшаяся плазма с большой силой воздействует на окружающую среду, происходит резкое повышение давления, плотности и температуры среды, образуется ударная волна. Высокочастотная часть упругого импульса расходуется на декольматацию прискважинной зоны. Низкочастотная часть проникает в глубину пласта, изменяя характеристики пластового флюида и увеличивая подвижность нефти за счет резонансных явлений (доминантные частоты). При взрыве в жидкой среде максимальное давление достигается в момент сжатия среды в ударной волне. При распространении взрывной волны в твердых упругих средах ударный фронт сравнительно быстро исчезает, и взрывная волна превращается в ряд последовательных колебаний, радиально распространяющихся от скважины вглубь пласта со скоростью упругих волн. Отмечается распространение упругой волны в терригенных коллекторах на расстояния до 500 м в карбонатных коллекторах – до 1250 м, за счет чего повышаются дебиты соседних реагирующих скважин. Все вышеперечисленные характеристики ПИТ позволяют рекомендовать данную технологию, как физический метод при комбинированном воздействии на продуктивный пласт в комплексе с неионогенными ПАВ.

Опыт применения ПИТ показывает, что даже в скважинах месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов можно получить многомесячный эффект повышения дебита по нефти и снижения содержания воды в добываемом флюиде.

Вся операция происходит за один спуск-подъем. Металлический проводник восстанавливается автоматически без подъема оборудования. За один спуск-подъем генератор может сделать до 1000 подобных импульсов.

Технология ПИВ позволяет не только эффективно декольматировать призабойную зону пласта но и, в случае необходимости, селективно значительно увеличивать зону дренирования в низкопроницаемых коллекторах, что весьма актуально для одноствольных ГС.

Возвращаясь к опыту применения плазменно-импульсного воздействия на вертикальных скважинах, следует отметить, что технология хорошо зарекомендовала себя, решая задачи по повышению производительности низкодебитных скважин, обводненных и скважин с упавшим эффектом от ГРП.

### **3.6 Последовательность проведения работ при комбинированном воздействии растворами неионогенных поверхностно-активных веществ и плазменно-импульсной технологией**

Внедрение данной технологии на нефтяных месторождениях необходимо осуществлять с тщательного анализа режима работы залежи и скважин. Данный анализ включает в себя ознакомление с геологическим строением месторождения, типом залежи, режимом его эксплуатации, принятой технологической схемой разработки, типом коллектора, его параметрами: пористостью, проницаемостью, толщиной, положением кровли и подошвы продуктивного пласта, коэффициентами расчленности, песчанности, положением ВНК, начальным и текущим пластовым давлением, статическим и динамическим уровнями в скважине, температурой пласта, методами первичного и вторичного вскрытия пласта, утвержденными запасами и планируемым коэффициентом извлечения нефти, накопленной добычей, начальными и текущими дебитами скважин, обводненностью продукции.

Для эффективного применения указанного способа скважина должна отвечать следующим требованиям:

1.Компоновка фонтанной аппаратуры и горизонтального окончания должна быть с минимальным проходным отверстием не менее 50 мм, что даст возможность проводить спуск в скважину необходимого техно-логического оборудования;

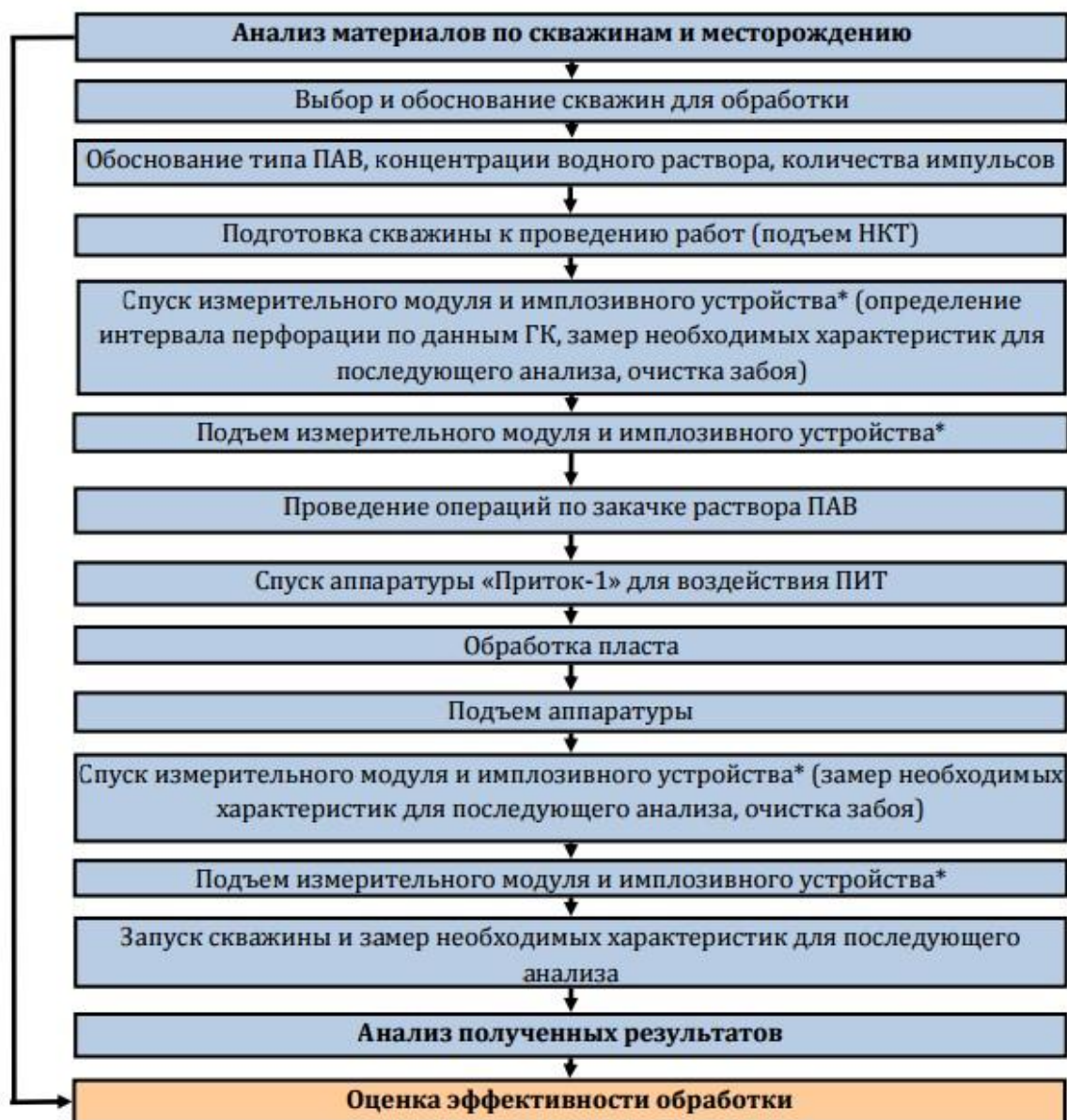
2.Обсадная колонна должна быть герметичной.

Уточняются текущие физико-химические характеристики нефти, пластовой воды, газовый фактор. Анализируется конструкция и режим работы каждой скважины, применяемое оборудование и способ добычи, диаграммы ГИС, включая траекторию, состояние цементного кольца, результаты геолого-технических мероприятий за весь период эксплуатации. На первом этапе реализации комбинированного воздействия производится закачка растворов НПАВ в продуктивные пласты месторождения. Обоснование типа НПАВ и концентрации водных растворов производится по результатам предварительно проведенных экспериментальных лабораторных исследований с использованием образцов нефти изучаемого месторождения. Для направленного излучения энергии в пласт с целью декольматации ПЗП и резонансного возбуждения продуктивного пласта необходимо с достаточной точностью установить излучатель аппаратуры против интервала перфорации. В связи с этим, предварительно в скважину на каротажном кабеле спускается каротажный прибор с набором измерительных преобразователей для измерения уровня жидкости, естественной радиоактивности горных пород, окружающих скважину, температуры и пластового давления. По записанной кривой ГК уточняют положение продуктивного горизонта, отбивают его кровлю и подошву. Следует заметить, что если скважина наклонная, то необходимо внести поправку на ее кривизну. По данным измерений уровня и давления определяется гидростатическое и забойное давление столба жидкости в скважине. Это необходимо для последующей оценки эффективности обработки скважины после воздействия ПИТ на пласт. Следующим этапом проведения работ является воздействие ПИТ. Обработка эксплуатационных скважин производится аппаратурой «Приток-1». Время обработки и количество

импульсов воздействия на пласт определяется толщиной и параметрами продуктивного интервала. Обработка скважин технологией плазменноимпульсного электрогидравлического воздействия проводится после извлечения из скважины насоса и насосно-компрессорных труб во время капитального или профилактического ремонта скважин и занимает 8-10 ч.

После этого начинается спуск скважинного прибора на жестком геофизическом кабеле при контроле глубины по глубиномеру. Обработка пласта производится через каждые 0,5 – 1,0 м по длине горизонтального участка ствола скважины при движении скважинного прибора от забоя к устью по 10-30 импульсов с периодом следования 2 импульса в минуту. После подъема и извлечения прибора, вновь спускается погружной насос и восстанавливается работа скважины. Применение в горизонтальных нефтяных скважинах устройства для генерирования упругих импульсов позволяет обеспечить декольматацию призабойной зоны и, воздействуя на продуктивный пласт, возбудить в системе «скважина-пласт» резонансные колебания, способствующие восстановлению и повышению проницаемости (пьезопроводности) пласта.

Конструкцией данного устройства предусмотрен самоустанавливающийся блок на подшипниках, который позволяет осуществлять направленное упругое излучение в сторону кровли продуктивного пласта, что способствует образованию дополнительных трещин и каналов. Обязательным условием обработки комбинированным воздействием добывающих горизонтальных скважин является закачка в соседние нагнетательные скважины растворов неионогенных поверхностно-активных веществ. Возможна как постоянная так и периодическая закачка растворов НПАВ. Согласно проведенным исследованиям упругие импульсы способствуют интенсификации процессов перехода нефтерастворимых компонентов из водных растворов НПАВ в нефть. Таким образом, при обработке горизонтальных скважин комбинированным воздействием повышается эффективность от закачки НПАВ, что позволяет достичь более высоких показателей добычи нефти.



\* при необходимости проведения работ по очистке забоя скважины

Рисунок 4– Анализ материалов по скважинам и месторождению

Предлагаемый способ интенсификации притока углеводородов в горизонтальное окончание скважины позволит вовлекать в работу ранее пропущенные слабодренированные застойные зоны и пропластки, что даст возможность максимально эффективно, экологически безупречно эксплуатировать скважину, не прибегая к сложным дизайнам ГРП, кислотным ваннам на всех стадиях эксплуатации, начиная с освоения.

Себестоимость комплекта аппаратуры около 1,5 млн. руб.



Анализируя геологическое строение, нефтенасыщенность пластов, срок разработки Мамонтовского месторождения, можно сделать вывод, что применение данного метода наиболее эффективно, при доработке месторождения. Вязкие нефти, трудно извлекаемые запасы, обводненность скважин выше 90%. Итогом применения метода ПИВ станет увеличение дебита по нефти в среднем на 30%, за счет очистки ПЗС от мехпримесей и увеличение общей проницаемости пласта.

Применение водных растворов поверхностно-активных веществ в процессах заводнения при разработке нефтяных месторождений характеризуется комплексным действием на различные физико-химические характеристики нефти. После взаимодействия водного раствора ПАВ с нефтью происходит существенное улучшение реологических и фильтрационных свойств нефти. Применение ПАВ способствует частичному отмыву пленочной нефти, гидрофилизации породы, снижению набухаемости глинистых минералов, ускорению капиллярной пропитки, увеличению фазовой проницаемости для нефти. Воздействие ПИТ позволяет декольматировать призабойную зону скважин и создать в продуктивном пласте упругие колебания на частоте собственного параметрического резонанса. После применения воздействия отмечается увеличение приемистости нагнетательных скважин и подвижности нефти, увеличение дебита добывающих скважин и снижение обводненности продукции, что особенно важно для условий месторождений находящихся на поздней стадии разработки.

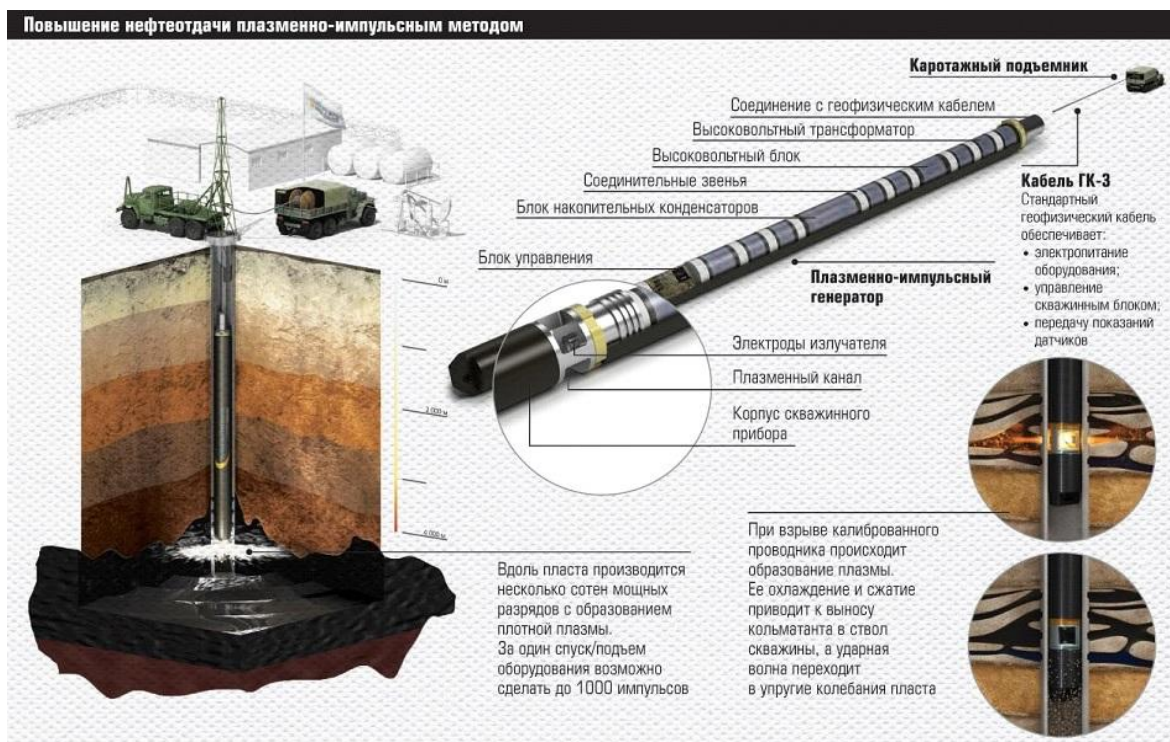


Рисунок 5– Повышение нефтеотдачи плазменно-импульсным методом

## 4 Безопасность и экологичность проекта

В административном отношении Мамонтовское нефтяное месторождение находится в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Ближайшими крупными населенными пунктами являются города Нефтеюганск и Пыть-Ях. По территории месторождения проходит железная дорога Тюмень-Сургут. Вблизи месторождения проходит газопровод Уренгой – Челябинск – Новополюк и нефтепровод Нижневартовск – УстьБалык – Омск.

Площадь месторождения относится к II климатическому региону, III поясу. Средняя температура воздуха зимних месяцев составляет  $-18,0^{\circ}\text{C}$ .

Средняя скорость ветра 3,6 м/с.

### 4.1 Производственная безопасность

#### 4.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Нефтедобывающее оборудование состоит из наземных и подземных сооружений - скважин, нефтепроводов, водоводов, емкостей, находящихся в соприкосновении с влажными грунтами, грунтовыми водами, а также с протекающими в них газами и жидкостями. Эти сооружения, контактируя с окружающей средой, подвергаются постоянному разрушению вследствие коррозии. Процесс разрушения металла под воздействием окружающей среды для объектов нефтегазодобывающего управления, как и в целом для нефтяных районов Западной Сибири, наносит серьезный экологический и экономический ущерб.

При выполнении работ по извлечению, хранению, подготовке и транспортировке нефти возникают опасные и вредные производственные факторы приведенные в таблице 4.1(ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ ).

Таблица 4.1 Опасные и вредные производственные факторы

Опасные и вредные производственные факторы	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ )		Виды работ	
	Вредные	Опасные	Подготовительные работы	Ремонтные работы
Физические:				
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+		x	x
Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны	+		x	-
Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	+		x	x

Окончание таблицы 4.1

Опасные и вредные производственные факторы	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ )		Виды работ	
	Вредные	Опасные	Подготовительные работы	Ремонтные работы
Химические:				
Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	+		+	-
Биологические:				
Воздействие болезнетворных вирусов	+		х	х
Кровососущие насекомые	+		х	х
Психофизиологические:				
Физические перегрузки:				
Тяжесть и напряженность физического труда	+		-	+

Примечание: Знак « + » означает, что фактор для данного вида работ является постоянно действующим. Знак « х » означает, что фактор для данного вида работ действует при определенных условиях.

В нефтяной промышленности применяются вещества, которые при воздействии на работающих, вызывают кратковременное или длительное нарушение функций организма. При добыче из нефти выделяются легкие углеводороды, которые являются ядовитыми и способны образовывать с воздухом взрывоопасную смесь.

Токсичные и пожароопасные свойства применяемых веществ приведены в таблице 4.2. в соответствии с ГОСТ 12.1.044-89

Таблица 4.2-Токсичные и пожароопасные свойства применяемых веществ (ГОСТ 12.1.044-89)

Характеристика	Наименование веществ			
	Нефть	метан	Этан	Пропан
Плотность по воздуху	3,5	0,55	1,05	1,56
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	760, 0	0,72	1,36	2,02
Предельнодопустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup>	300	300	300	300
Класс опасности	IV	IV	IV	IV
Действие на организм	острые отравления, нарушения нервной системы, возбудимость			

Поскольку работы связаны с вредными условиями труда, то рабочим полагается компенсация за ущерб здоровью в виде молока и денежных доплат.

#### **4.1.2 Обоснование и разработка мероприятий по снижению уровней опасного и вредного воздействия и устранению их влияния на работающих**

Порядок организации работ, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и технике безопасности определяются следующими документами: «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», «Единой системой работ по созданию безопасных условий труда».

Основным направлением работ по охране труда это планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержания порядка на производстве. Общее руководство по охране труда и ответственность за состояние техники безопасности и производственной

санитарии в целом по НГДУ возлагается на начальника и главного инженера управления.

Для рассмотрения вопросов охраны труда, осуществления плановых проверок состояния условий труда на объектах, в цехах создаются постоянно действующие комиссии (ПДК) по безопасности труда.

Работники цехов и участков должны быть обеспечены, согласно установленным перечням и нормам, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецпитанием, мылом и другими средствами.

При работе в закрытых помещениях согласно ГОСТ 12.1.005-88 устанавливается и поддерживается температура, влажность, скорость движения воздуха и т.д. Нормирование производственного искусственного освещения проводится по СниП 23-05-95\*. Нормирование шума – по ГОСТ 12.1.003-83.

Вибрация нормируется по ГОСТ 31319 - 2006.

ГОСТ 12.1.005-88 "Воздух рабочей зоны" устанавливает оптимальные и допустимые величины температуры, скорости движения воздуха в рабочей зоне с учетом избытков явного тепла, тяжести выполняемой работы и сезона года.

Условия труда на нефтяных промыслах Западной Сибири имеют свои особенности в связи с суровыми климатическими условиями. Климат района резко континентальный: холодная зима с сильными ветрами и холодное лето.

Производственное освещение. Количество естественного света зависит от погодных условий, времени года и суток. Недостаток естественного света возмещается искусственным освещением.

Искусственное освещение нормируется в соответствии со СниП 23-0595\* "Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования". (таблица 4.4).

На территории кустов скважин установлено искусственное освещение, что создает благоприятные условия труда в темное время суток. В АГЗУ применяются искусственное освещение. Минимальная освещенность в АГЗУ составляет 75 лк.

Таблица 4.4- Нормы освещенности при искусственном освещении КЕО (для III пояса светового климата РФ) при естественном и совмещенном освещении (СНиП 23-05-95\*)

Характеристика зрительной работы	Наименьший размер объекта различения, мм	Разряд Зрительной работы	Подразд Зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение, мк при системе комбинированного освещения	
						всего	в том числе от общего
Средней точности	свыше 0,5 до 1, мм	IV	Г	Большой	Светлый	40 0	20 0

Производственный шум. Классификация шумов установлена ГОСТ 12.1.003-83\* (таблица 4.5) и нормируется в следующих пределах: на постоянных рабочих местах и рабочих зонах – до 99 Дб.

Обслуживающий персонал, снабжается индивидуальными средствами защиты (наушники).

На территории кустов шум практически отсутствует, в АГЗУ шум незначительный.

Таблица 4.5 - Допустимые значения шума ( ГОСТ 12.1.003-83\* )

Характеристика помещений	Уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	3	25	50	00	000	000	000	000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятия	9	2	6	3	0	8	6	4	85

Производственная вибрация. Источники вибрации: насосы, замерная установка.

В соответствии с ГОСТ 31319 - 2006 допустимые нормы вибрации при работе составляют 60-75 Гц. Для ослабления колебаний применяют виброгасители и виброизоляторы.

Таблица 4.6 - Допустимые значения вибрации (ГОСТ 31319 - 2006)

Вид вибрации	Наименование, по которым нормируется вибрация	Среднеквадратичные значения виброскорости, м/с 10 ,не более							
		Логарифмические уровни виброскорости, дБ, в октавных полосах со средне геологическими частотами, Гц							
						6	1,5	3	5
Транспортно-технологическая	Вертикальная (по оси) или горизонтальная (по осям)		,5	,3	,63	,56	,56	,56	



Средства индивидуальной защиты. Классификация средств защиты и общие к ним требования даны в ГОСТ 12.4.011-89 “Средства защиты работающих. Классификация.”

К средствам индивидуальной защиты на промыслах относятся: спецодежда, головные уборы, спецобувь, перчатки, приспособления для защиты органов дыхания, зрения и слуха (противогазы, респираторы, очки и антифоны), предохранительные пояса.

Требования к спецодежде регламентируются ГОСТ 2.4.103-83. К ней предъявляются такие требования как: хорошие теплозащитные свойства, воздухопроницаемость, малая влагоемкость и нефтепроницаемость, малая влагоемкость и нефтепроницаемость.

Для защиты головы от механических повреждений применяются текстильные, пластмассовые и другие каски в соответствии с ГОСТ 12.4.091-80.

Средства защиты глаз (защитные очки), предохраняющие глаз от механических повреждений, попадания пыли, лучистой энергии, выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 12.4.230.1-2007.

Спецобувь предназначена для предохранения ног от механических повреждений и от действия кислот, щелочей, воды.

Респираторы предназначены для очистки вдыхаемого воздуха от пыли и капель посредством фильтрации. Противогазы защищают от пыли, капель жидкости и вредных газов. Приспособления для защиты органов дыхания даны в ГОСТ 12.4.011-89 “Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация и маркировка”.

Антифоны применяют для защиты органов слуха при технологических процессах, сопровождающихся шумами.

При высотных работах в связи с опасностью падения обязательно применение предохранительных поясов.

В каждом цехе, на каждом рабочем месте находится аптечка с необходимым запасом медикаментов и перевязочных материалов по установленному перечню. Весь производственный персонал должен быть

обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

На месте проведения работ обязателен контроль за состоянием воздушной среды, который должен осуществляться согласно «Отраслевой инструкции по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности» ИБТВ 1-087-81. Допуск персонала к проведению работ возможен, если содержание паров и газов в воздухе зоны производства работ не выше предельно допустимых концентраций (ПДК) по санитарным нормам.

## **4.2 Экологическая безопасность**

Процесс разработки и эксплуатации нефтяных месторождений характеризуется большим количеством выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, почву и водоемы. Выбросы происходят как в процессе производства, так и при авариях.

Существующими и проектируемыми технологическими объектами разработки Мамонтовского месторождения, оказывающими влияние на окружающую среду, являются:

- эксплуатационные и нагнетательные скважины;
- трубопроводы, по которым осуществляется транспорт продукции скважин;
- газопроводы попутного газа.

Основными источниками выбросов в атмосферу являются:

- скважины, технологические установки, резервуары нефти;
- при авариях нефтепроводов;
- факельное сжигание, выпуск и продувка газа, выжигание разлитой нефти;
- утечки газа и испарение легких углеводородов.

В атмосферу могут попадать углекислый газ, окись углерода, окислы азота, сернистые соединения, метан, метанол, летучие компоненты деэмульгаторов и ингибиторов коррозии, сажа и др.

Основными источниками загрязнения водоемов являются:

- пластовые воды;
- буровые растворы и жидкости для ремонта скважин.

При бурении, добыче, сборе и транспорте нефти имеет место загрязнения почв, грунтов и водоемов. Его можно разделить на три типа: нефтяное загрязнение, загрязнение нефтепромысловыми сточными водами и смешанное загрязнение.

Загрязнение почв и водоемов происходит при нарушении герметичности нефтепроводов, при проведении ремонтов скважин и т.д.

Особо отметим влияние факельных систем и процессов выжигания нефти. Исследования показывают, что в радиусе 60 м от факела растительность отсутствует.

Для утилизации попутного газа на Мамонтовском месторождении используются факельные печи. Печные трубы в Западно-Сибирском регионе изготавливают из листового металла и устанавливают в среднем на высоте 7740мм. Дымовые газы отводятся в атмосферу в количестве 1600 м<sup>3</sup>/час: СО – 0,19г/с; СН<sub>4</sub> – 0,5г/с; NO<sub>2</sub> – 0,03г/с, которые имеют температуру 500<sup>0</sup>С.

Таблица 4.7-Предельная допустимая концентрация загрязняющих веществ

Загрязняющее вещество	ПДК <sub>max</sub> (мг/м <sup>3</sup> )	Класс опасности
NO <sub>2</sub>	0,85	2
СО	5	4
СН <sub>4</sub>	50	4

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха предусматривается ряд мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу:

1. Полная герметизация системы сбора и транспорта продукции скважин.
2. Защита оборудования и трубопроводов от коррозии.
3. Оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное, с учетом требований “Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением”.
4. Утилизация попутного нефтяного газа.
5. Сброс газа в аварийной ситуации на факел сжигания газа.
6. Сброс нефти в аварийной ситуации в аварийные емкости с отводом газа на факел.

При разработке месторождения особо опасными и наиболее распространенными токсичными веществами являются: углеводороды, сероводороды, сернистый и серный ангидриды, окись углерода, углекислый газ, окиси азота, аммиака. На промыслах основное количество вредных веществ поступает в воздух из резервуаров, от эксплуатационного фонда скважин, газосепараторов, при сжигании факелов, при повреждении нефтепроводов, емкостей и т.д.

Далее представлен расчет выбросов вредных веществ из различных источников по Мамонтовскому месторождению, расположенному на территории Ханты-Мансийского района в 50 км от Нефтеюганска.

Расчет выбросов вредных веществ от скважин, замерных установок, дренажных емкостей.

Исходные данные:

414 - действующий фонд добывающих скважин, в том числе:

220 - фонтанных (41шт.) и ЭЦН (179), ( N эцн, фонт.)

194 - ШГН, (N шгн);

0,5 м<sup>3</sup> - объем сепаратора замерной установки, (V)

8 кг /см<sup>2</sup> - абсолютное давление в сепараторе замерной установки,  
(P)

2,3 - коэффициент, зависящий от ср.t кипения жидкости и ср.t  
аппарате, (K)

79 - число сепараторов, N

0, 003009 кг/час - масса выбросов из дренажной емкости, M

Выбросы вредных веществ от скважин, замерных установок ,  
дренажных емкостей в 2016 г составят 114,7 тн/год.

### **4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### **4.3.1 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. В процессе добычи нефти необходимо проведение работ, которые требуют соблюдения требований пожарной безопасности.

В настоящее время вода пока остается наиболее распространенным средством пожаротушения. Для тушения пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения, указания по которому даны в СП 8.13130.2009. В мерах пожарной безопасности на площадках вокруг скважин должны поддерживаться порядок и чистота. В случаях разлива нефти необходимо очистить площадку от нефти, а затем засыпать песком.

На проведение пожароопасных работ оформляется разрешение по форме, утвержденной вышестоящей организацией; оформляется наряд-допуск.

На месте проведения работ обязателен контроль за состоянием воздушной среды, который должен осуществляться согласно «Отраслевой инструкции по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности» ИБТВ 1-087-81. Допуск персонала к проведению работ возможен, если содержание паров и газов в воздухе зоны производства работ не выше предельно допустимых концентраций (ПДК) по санитарным нормам.

При проведении работ по санитарным нормам ПДК углеводородов  $C_1-C_{10}$  в пересчете на углерод равна  $300 \text{ мг/м}^3$ , а сероводорода в смеси с углеводородами  $C_1-C_5$  -  $3 \text{ мг/м}^3$ . Перед началом проведения пожароопасных работ в закрытом помещении необходимо его проветрить и измерить уровень загазованности газоанализатором. Места проведения огневых работ должны быть обеспечены средствами пожаротушения (пожарный щит, огнетушители установленных образцов). Если в процессе работы возле рабочего места обнаружена утечка газа или нефти, необходимо прекратить работу и сообщить об этом руководителю.

Нефтепромыслы должны быть обеспечены противопожарной линией с кранами Богданова для соединения пожарных рукавов, которые хранятся в пожарных ящиках. А также должны быть предусмотрены места для курения и утилизации производственного мусора.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5.

Классификация взрывоопасных зон проводится по ГОСТ 30852.9-2002 Помещение класса В-1а: к ним относятся помещения, в которых образование взрывоопасных смесей возможно только в результате аварии или неисправности (насосные блоки, замерные установки).

Установки класса В-1г: к ним относятся наружные установки, содержащие взрывоопасные газы, пары, горючие и легковоспламеняющиеся жидкости, где взрывоопасные смеси возможны только в результате аварии или неисправности.

В таблице 4.8 приведены характеристики пожаро- и взрывоопасности объектов нефтедобывающего предприятия.

Таблица 4.8 - Характеристики пожаров и взрывоопасности объектов нефтедобывающего предприятия (ГОСТ 30852.9-2002)

Наименование	Характеристика	Категория по п/о	Класс Взрывоопасности	Категория и группа взрывоопасной смеси
Спутник	Нефть, газ	A	B-1a	2Т3
Устья нефтяных скважин	Нефть и нефтяной газ	A	B-1г	2Т3

#### **4.3.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера**

Для Тюменской области характерны следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

- Природного характера:
  - паводковые наводнения;
  - лесные и торфяные пожары;
  - ураганы; сильные морозы (ниже -40 С);
  - метели и снежные заносы.
- Техногенного характера:
  - пожары;
  - взрывы;
  - разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ);
  - отключение электроэнергии и др.

По статическим материалам или путём экспертных оценок определяются наиболее вероятные ЧС на объекте, прогнозируются их последствия и разрабатываются мероприятия по их предотвращению.

Одним из примеров ЧС могут быть взрывы газовых баллонов или взрывоопасных смесей при проведении работ в газоопасной зоне.

В нашем случае это может быть взрыв дренажной емкости на промышленном объекте или на кусту скважин.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Пробуренный фонд скважин Мамонтовского месторождения в целом достаточно эффективно выполняет свое назначение. В среднем на одну перебивавшую в эксплуатации скважину добыто 100 тыс.т нефти, что свидетельствует о высокой технико-экономической эффективности использования пробуренного фонда.

2 В настоящее время значительная часть скважин находится в бездействии. Приоритетной задачей является работа по вводу бездействующих скважин в эксплуатацию.

3 Структура действующего фонда скважин в настоящее время в значительной степени определяется высокообводненным фондом, на работу с которым должны быть направлены значительные усилия.

4 Выполнен анализ эффективности ГРП, результаты анализа показали, что скважины были хорошо простимулированы и коэффициент продуктивности увеличился в среднем в 5 раз.

5 При дальнейшей разработке месторождения с целью более полного извлечения запасов рекомендуется применять комбинированный метод воздействия на пласт: плазменно-импульсный + закачка НПАВ.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ВНК – Водонефтяной контакт  
ГНК – газонефтяной контакт  
ЛЭП – Линия электропередач  
ММП – Многолетнемерзлые породы  
МУО – Метод установившихся отборов  
НГДУ – Нефтегазодобывающее управление  
НКТ – Насосно-компрессорные трубы  
ОФП – Относительная фазовая проницаемость  
ПАВ – Поверхностно-активные вещества  
ПЗП – Призабойная зона пласта  
ЦКР – Центральная комиссия по разработке  
ПГИС - Промыслово-геофизические исследования скважин  
НПАВ - Неионогенные поверхностно-активные вещества  
ГРП - Гидравлический разрыв пласта  
ПИВ - Плазменно-импульсное воздействие

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных, нефтегазовых месторождений России. Том 2. Западно-Сибирская нефтегазовая провинция. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996г.
- 2 Лысенко В.Д./ Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1996г.
- 3 Акульшин А.И./Прогнозирование разработки нефтяных месторождений М. Недра 1988г.
- 4 Годовые отчёты по анализу разработки Мамонтовского месторождения ОАО «Юганскнефтегаз».
- 5 Общая пояснительная записка общеустройства Мамонтовского месторождения г.ТюменьСибНИИНП 1986г.
- 6 Технологический регламент цеха ЦДНГ г. Нефтеюганск ОАО «Юганскнефтегаз» 1994г.
- 7 Совершенствование систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири./ Бадьянов В.А., Батурин Ю.Е., Ефремов Е.П., Пономарева И.А., Праведников Н.К. Свердловск, Средне-Уральское книжное издательство, 1975г.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Геология месторождения.....	9
1.1 Общие сведения о месторождении .....	9
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	13
1.2.1 Литолого – стратиграфическая характеристика разреза.....	13
1.3 Структурно-тектоническая характеристика.....	16
1.4 Продуктивные пласты .....	16
1.5 Свойства пластовых жидкостей и газов .....	22
1.6 Нефтегазоносность .....	26
1.7 Запасы нефти и газа .....	30
2 Технологическая часть .....	31
2.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения ..	31
2.2 Анализ текущего состояния разработки и фонда скважин .....	34
3 Специальная часть.....	41
3.1 Методы повышения эффективности системы разработки месторождения .....	41
3.2 Применение кислотной обработки.....	47
3.3 Гидравлический разрыв пласта .....	49
3.3.1 Сущность ГРП.....	49
3.3.2 Расчет основных характеристик процесса ГРП.....	51
3.4 Применение поверхностно-активных веществ.....	57
3.5 Виброволновое воздействие на пласт для повышения нефтеотдачи	58

3.5.1 Описание принципа действия плазменно-импульсной технологии .....	58
3.6 Последовательность проведения работ при комбинированном воздействии растворами неионогенных поверхностно-активных веществ и плазменно-импульсной технологией .....	62
4 Безопасность и экологичность проекта .....	67
4.1 Производственная безопасность .....	67
4.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	68
4.1.2 Обоснование и разработка мероприятий по снижению уровней опасного и вредного воздействия и устранению их влияния на работающих .....	70
4.2 Экологическая безопасность .....	75
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	78
4.3.1 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	78
4.3.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера.....	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	82
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	84

