

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

\_\_\_\_\_  
Институт нефти и газа

институт

\_\_\_\_\_  
РЭНГМ

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_  
подпись      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

код – 21.03.01.02

Защита трубопроводов скважин и наземного оборудования от коррозии

\_\_\_\_\_  
тема

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата  
инициалы, фамилия

к.ф-м.н. Квеско Б.Б.  
должность, ученая степень

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Курбачев Д.А.  
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа МД/ДП/ДР/БР по теме \_\_\_\_\_  
\_\_Защита трубопроводов скважин и наземного оборудования от коррозии

Консультанты по  
разделам:

_____	_____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
_____	_____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
_____	_____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
_____	_____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
_____	_____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

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

Институт нефти и газа

институт

РЭНГМ

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

подпись      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ »      \_\_\_\_\_ 20 \_\_ г.

Защита трубопроводов скважин и наземного оборудования от коррозии \_\_\_\_\_  
наименование ВКР (МД, ДП, ДР, БР)

наименование темы, код и наименование специальности (специализации), направления,

магистерской программы

Научный руководитель

подпись, дата, должность, ученая степень, инициалы, фамилия

Квеско Б.Б

Выпускник \_\_\_\_\_

подпись, дата, инициалы, фамилия

Курбачев Д.А

Рецензент \_\_\_\_\_

подпись, дата, должность, ученая степень, инициалы, фамилия

Консультанты:

наименование раздела, подпись, дата, инициалы, фамилия

наименование раздела, подпись, дата, инициалы, фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_

подпись, дата, инициалы, фамилия

Красноярск 2016

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

\_\_\_\_\_  
Институт нефти и газа

институт

\_\_\_\_\_  
РЭНГМ

кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_  
подпись    инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме** Защита трубопроводов скважин и наземного оборудования от  
коррозии  
бакалаврской работы, дипломного проекта, дипломной работы, магистерской диссертации

Студенту Курбачеву Денису Анатольевичу

фамилия, имя, отчество

Группа ГБ 12-03 Направление (специальность) \_\_\_\_\_

номер

код

наименование

Тема выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР \_\_\_\_\_

Перечень разделов ВКР \_\_\_\_\_

Перечень графического материала \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_

подпись

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

подпись, инициалы и фамилия студента

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	5
1 Геология месторождения.....	7
1.1 Геологическое строение месторождения.....	7
1.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. ....	8
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	9
1.4 Свойства и состав пластовых флюидов.....	9
2 Технологическая часть.....	10
2.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения..	16
2.2 Анализ выполнения решений предыдущего проектного документа	18
2.3 Анализ энергетического состояния залежей и системы ППД .....	19
3 Специальная часть.....	22
3.1 Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов.....	22
3.2 Обоснование применения методов воздействия на залежи.....	26
3.3 Обоснование применения методов воздействия на призабойную зону скважин.....	30
4 Экономическая часть.....	34
4.1 Расчет экономического эффекта от внедряемых мероприятий.....	34
4.2 Анализ эффективности применения методов интенсификации притока нефти, изоляции водопритока.....	37
5 Экология и безопасность производства .....	40
Перечень сокращений.....	45
Заключение .....	47
Список литературы .....	48
Приложение 1 .....	51
Приложение 2.....	52

## 1 Геология месторождения

### 1.1 Общие сведения о месторождении

#### 1.1.1 Географическое положение

Мамонтовское месторождение располагается в центральной части Среднеобской низменности Западно-Сибирской равнины. 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. Северная часть площади месторождения занята поймой р.Оби.

В административном отношении оно находится в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Ближайшими крупными населенными пунктами являются города Нефтеюганск и Пыть-Ях. Последний расположен в центральной части территории месторождения на расстоянии 50 км от г. Нефтеюганска. По территории месторождения проходит железная дорога Тюмень-Сургут. Пыть-Ях является крупной железнодорожной станцией. Населенные пункты связаны между собой дорогами с асфальтобетонным покрытием. Перевозка грузов осуществляется железнодорожным и автомобильным транспортом, в летнее время используется водный транспорт.

#### 1.1.2 Климат

Географическое положение территории определяет ее климатические особенности. Наиболее важными факторами формирования климата являются перенос воздушных масс с запада и влияние континента. Взаимодействие двух противоположных факторов придает циркуляции атмосферы над рассматриваемой территорией быструю смену циклонов и антициклонов, способствует частым изменениям погоды и сильным ветрам.

Среднегодовая температура воздуха  $-3,1^{\circ}\text{C}$ , 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. В теплый период с апреля по октябрь 467 мм, в холодные месяцы с ноября по март 209 мм. Годовая сумма осадков 676 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха,

средняя относительная влажность меняется от 66 до 82 %. В течение года преобладают ветры западного направления. Среднегодовая скорость ветра- 4,9 м/с, средняя за январь - 4,9 м/с, а за июль- 4,5 м/с.

### *1.1.3 Геоморфология*

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. Долины Малого и Большого Балыка в нижнем и среднем течении относятся к нерасчлененному комплексу террас речных долин. Долина Малого Балыка в нижнем течении и левобережье долины Большого Балыка находятся на II-й надпойменной террасе, высота которой 15-20м. Вся долина М.Балыка в среднем и верхнем течении и правобережная долина Б.Балыка, а также прилегающая местность расположены на нерасчлененной слабоволнистой III и IV надпойменной террасах высотой 30-60м. Поймы рек М.Балык и Б.Балык занимают значительную площадь северной и центральной частей месторождения. Общая площадь пойм рек и ручьев более 100км<sup>2</sup>.

Надпойменные террасы небольшой ширины выражены слабо. Абсолютные отметки колеблются в пределах от 61,0 до 49,0м. Максимальные отметки приурочены к южной части месторождения, минимальные- к северной.

Для рельефа характерны незначительные колебания высот, возрастающие к югу, и общий уклон осуществляется с юга на север в пределах 0,5°-1,5°. Эрозионное расчленение рельефа неглубокое 10-25м, а в верхнем течении Балыка слабое.

Абсолютные отметки поверхности от поймы и южнее к границам месторождения увеличиваются от 28,8 до 76 м.

Гидрографическая сеть района имеет невысокую степень густоты 0,1 км/км<sup>2</sup>. Реки извилисты, с малыми уклонами- в среднем 0,41%, со слабо выраженными водоразделами. Поймы рек, как правило, двухсторонние, пересеченные старицами и ложбинами. Пойма Балыка имеет множество стариц шириной 15-25м. В период весеннего половодья поймы затапливаются, глубина затопления небольшая.



Территория месторождения представлена незначительным количеством озер. Озера преимущественно небольших размеров и не глубокие (от 0,8 до 1,5м) с очень пологими береговыми склонами.

#### *1.1.4 Характеристика инфраструктуры района*

Район относится к малонаселенным (менее 1 человека на 1 км<sup>2</sup>). Коренное население состоит из хантов, манси и русских. Основное их занятие - охота, рыболовство, звероводство и сельское хозяйство. В последнее время большими темпами, кроме нефтедобывающей отрасли, развиваются энергетическая, лесная, лесоперерабатывающая, строительная, планируется развитие легкой промышленности. Ближайшим от месторождения наиболее крупным населенным пунктом является г. Нефтеюганск (100 тыс. жителей) с речным портом и аэропортом, принимающим все виды современных самолетов. Железная дорога в 50 км от города (ст. Островная). В непосредственной близости от месторождения расположен поселок городского типа - Мамонтово и город Пыть-Ях. Населенные пункты связаны между собой и с месторождением дорогами с асфальтобетонным и грунтово-лежневым покрытием. Из-за сильной заболоченности дорожная сеть развита слабо. Перевозка грузов осуществляется автомобильным, водным и воздушным видами транспорта, а также по железной дороге.

Вблизи месторождения проходят газопровод Уренгой - Челябинск - Новополоцк и нефтепровод Нижневартовск - Усть-Балык - Омск.

Источником электроснабжения района является объединенная энергосистема Урала, в которую входят Сургутская ГРЭС-1 и ГРЭС-11, а также Тюменская ТЭЦ-1 и 2. Электроснабжение месторождения осуществляется от подстанций Пыть-Ях, Мамонтово, Лунная, Очимкинская, МГКС, КНС-18 и далее по ВЛ-35 кв на промысловой подстанции. Поселок Мамонтово питается от ПС-35/6 кв мощностью 8 МВт.

## **2.1 Геолого-физическая характеристика Мамонтовского месторождения**

### *2.1.1 Тектоника Мамонтовского месторождения*

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

Структура по кровле горизонта БС<sub>10</sub> (в пределах изогипсы -2400 м) представляет собой относительно пологую асимметричную брахиантиклинальную складку, в целом вытянутую в северо-западном направлении и осложненную рядом небольших куполовидных поднятий /1/.

Основное поднятие выделяется по изогипсе -2370 м. Имеет вытянутую форму с утолщением в юго-восточном направлении. Сводовая часть поднятия несколько смещена от центра месторождения к югу. Осевая плоскость складки в границах основного поднятия ориентирована на север. В периклинальной северной части свод трансформируется в купол значительно меньшего порядка и линия изгиба складки в плане принимает более выраженное северо, северо-западное направление. Здесь же наблюдается сочленение с микроскладкой, ось которой имеет еще большее склонение на запад и заканчивается третьим локальным поднятием. На западном крыле основной складки выделяется отдельное куполовидное поднятие высотой до 25 м. Погружение складки в южном направлении, через прогиб глубиной 10 - 15 м, сопровождается небольшим купольным образованием в крайней южной части Мамонтовской структуры.

Наиболее крутые углы падения фиксируются на восточном крыле структуры и изменяются от 40' до 1°20'. Западное крыло более пологое и наклонено под углом от 30' до 40' /1/.

Высота Мамонтовской структуры по горизонту БС<sub>10</sub> составляет 91 м (наивысшая отметка кровли -2309 м, оконтуривающая изогипса -2400 м).

Анализ структурных построений по верхним продуктивным горизонтам свидетельствует об унаследованном характере тектонического развития, сопровождающегося постепенным выполаживанием рельефа к дневной поверхности

### *2.1.2 Стратиграфия Мамонтовского месторождения*

Геологический разрез месторождения сложен мезокайнозойскими отложениями осадочного чехла, залегающего на поверхности складчатого фундамента, вскрытого на Мамонтовском месторождении в интервале глубин 3262 - 3294 м

В разрезе юрской системы выделяются отложения тюменской (нижний и среднеюрский 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 (Рисунок 2.1). В скважине 1р толщина тюменской свиты составляет 368 м. В кровле свиты залегает горизонт ЮС с признаками нефтеносности. При испытании в скважинах 10р, 11р, 1141р, 1142р, 1143р, 1146р, 1147р получены притоки воды с нефтью дебитом от 0.2 до 12.9 м<sup>3</sup>/сут.

Абалакская свита представлена двумя пачками: нижней аргиллитовой и верхней песчано-аргиллитовой (пласт ЮС<sub>1</sub>). Вскрытая толщина свиты составляет 52 м. Выше залегают битуминозные аргиллиты баженовской свиты, толщина которой меняется от 30 до 34 м. При испытании скважин 540р и 1223р из отложений баженовской свиты (пласт ЮС<sub>0</sub>) получены непромышленные притоки нефти.

Меловая система представлена всеми отделами и ярусами. К берриас-валанжинскому ярусу нижнемелового отдела относятся низы ахской свиты, в основании которой выделяется аргиллитистая подачимовская 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 в скважине 235р получена вода с пленкой нефти. Толщина ачимовской толщи около 160-180 м.

Основные продуктивные пласты (БС<sub>10-11</sub>) приурочены к средней части ахской свиты, надежным репером при выделении которых является аргиллито-глинистая чеускинская пачка.

Выше залегают отложения готерив-барремского яруса, включающего верхи

ахской и черкашинскую свиты. В разрезе ахской свиты выделяются песчаные пласты БС<sub>1</sub> - БС<sub>9</sub>. Пласты БС<sub>6</sub> и БС<sub>8</sub> на Мамонтовском месторождении продуктивны. 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).

Верхнемеловой отдел объединяет следующие ярусы: сеноманский (уватская свита), туронский (кузнецовская свита), коньяк-сантонский и кампанский (березовская свита), маастрихт-датский (ганькинская свита).

Кайнозойские отложения расчленяются на два комплекса пород, резко различающихся по условиям осадконакопления и литологическому составу.

Морские палеогеновые отложения включают в себя осадки талицкой (палеоцен), люлинворской (эоцен) и тавдинской (низы олигоцена) свит.

Выше эоцена начинается разрез континентального палеогена (атлымская, новомихайловская, туртасская свиты).

Неогеновые отложения на описываемом месторождении не установлены.

Четвертичные отложения представлены в нижней части песками серыми, выше залегают озерно-аллювиальные сероцветные глины с галькой и гравием.

#### 2.2 Характеристика фильтрационно-емкостных свойств залежей пласта БС<sub>11</sub>

В пласте БС<sub>11</sub> выделено восемь залежей нефти, различных по площади и уровню ВНК. В таблице 2.1 представлены значения ФЕС пород-коллекторов пласта. Как видно, по пласту проницаемость по керну ( $46 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) значительно ниже значений проницаемости, определенных по ГИС ( $222 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) и ГДИ ( $203 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Очевидно, это связано с недостаточностью керновых исследований (7 скважин) и с выносом из разреза наиболее низкопроницаемых разностей.

Таблица 2.1 Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности пласта

БС 11

Метод определения	Наименование	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>			Пористость, д.е			Начальная нефтенасыщенность, д.ед.			Нефтенасыщенность связанной водой, д.ед.			
Лабораторные исследования керна	Кол-во скважин, шт.			7			7					7		
	Кол-во определ., шт			84			97					94		
	Среднее значение			46			0,20					0,40		
	Коэф.вариации, д. ед													
	Интервал изменения			1-200			0,15-0,23					0,25-0,85		
Геофизические исследования скважин	Кол-во скважин, шт.		715	715		717	717		662	662				
	Кол-во определ., шт		5751	5751		5761	5761		5385	5385				
	Среднее значение		222	222		0,21	0,21		0,59	0,59				
	Коэф.вариации, д. ед		0,89	0,89		0,06	0,06		0,14	0,14				
	Интервал изменения		1-950	1-950		0,17-0,25	0,17-0,25		0,30-0,90	0,30-0,90				
Гидродинамические исследования скважин	Кол-во скважин, шт.		131	131										
	Кол-во определ., шт		333	333										
	Среднее значение		203	203										
	Коэф.вариации, д. ед													
	Интервал изменения		7-390	7-390										

Поскольку проницаемости по ГИС  $K_{пр}^{ГИС}$  и по ГДИ  $K_{пр}^{ГДИ}$  более или менее согласуются друг с другом, более обоснованно ориентироваться именно на эти значения. При более подробном рассмотрении

(рисунок 2.2) видно, что проницаемость по ГДИ несколько ниже  $K_{пр}^{ГИС}$ , и это наблюдается по всем залежам. Наибольшие расхождения отмечаются в 1 и 5 залежах. Здесь различие, по нашему мнению, обусловлено невысокой точностью определений  $K_{пр}^{ГИС}$ .

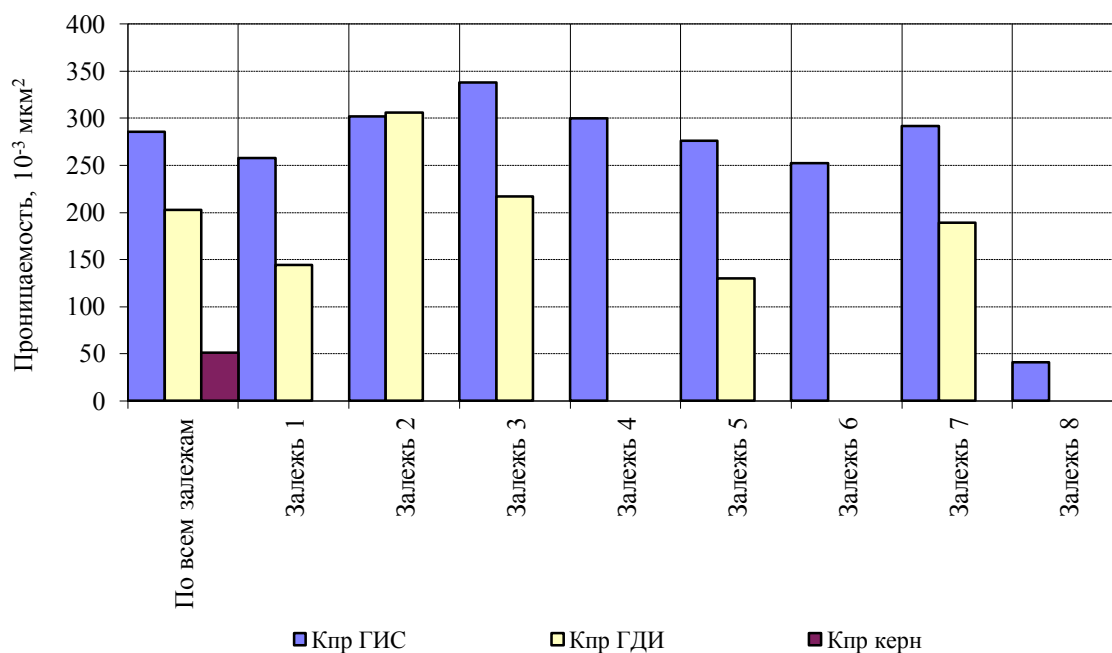


Рисунок 2.2 - Сравнение проницаемостей по залежам пласта БС<sub>11</sub>.

**Залежь 1** приурочена к сводовой части Мамонтовской структуры и имеет наибольшую площадь развития нефтенасыщенных коллекторов по сравнению с остальными залежами.

Нефтенасыщенная часть разреза характеризуется монолитными песчаниками, имеющими гидродинамическую связанность с водоносной частью посредством отслаивающихся и погружающихся в северо-западном направлении проницаемых прослоев.

По фильтрационно-емкостным свойствам более низкими значениями отличается западная часть залежи. На этом участке развиты песчаные прослои с минимальными значениями пористости и проницаемости 17-18 % и  $(1-10) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> соответственно. На остальной части залежи развиты коллекторы с высокими значениями: пористости - более 20 % и проницаемости - более  $150 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Максимальные значения пористости и проницаемости 25 % и  $950 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> соответственно встречаются в южной части залежи. В среднем по залежи значение пористости составляет 22 %, проницаемости  $258 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Нефтенасыщенность в пределах залежи 1 по данным ГИС изменяется от 30 % (скв. 8438) в южной части до 90 % (скв. 658) в восточной части. В среднем нефтенасыщенность составляет 59 %.

**Залежь 2.** По ФЕС нефтенасыщенные коллектора залежи ненамного отличаются от ФЕС первой залежи. Среднее значение пористости равно 22 % в интервале изменения от 21 % (скв.11270) до 24 % (скв.6515). Проницаемость нефтенасыщенных прослоев изменяется в пределах от  $46 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (скв.11270) до  $930 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (скв.6515), составляя в среднем  $302 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Нефтенасыщенность коллекторов в среднем по залежи 2 составляет 63 %, что немного выше, чем по залежи 1. Интервал изменения нефтенасыщенности по залежи составляет: от 54 % в скв.812 до 71 % в скв.8508.

**Залежь 3** расположена в южной части Мамонтовской структуры. Пористость по нефтенасыщенным песчаным прослоям залежи 3 составляет 22 % в интервале изменения от 20 % в скв.8477 до 25 % в скв.1467, что незначительно выше, чем по залежам 1 и 2. Значения  $K_{пр}^{ГИС}$  изменяются от  $24 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (скв.8477) до  $950 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> в скв.1636. В среднем по залежи значение проницаемости составляет  $338 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Нефтенасыщенность коллекторов в пределах залежи изменяется от 46 % (скв.8491) в северной части до 76 % (скв.6914) в центральной части. В среднем по залежи нефтенасыщенность составляет 64 %.

**Залежь 4** находится в юго-восточной части Мамонтовского поднятия. Нефтенасыщенные коллекторы развиты по всей площади залежи.

По ФЕС нефтенасыщенные коллекторы пласта БС<sub>11</sub> залежи 4 характеризуются более высокими значениями по данным ГИС пористости и проницаемости, чем в описанных выше залежах 1, 2, 3. Значение пористости в пределах залежи изменяется от 21 % в скв.6979 до 25 % в скв.6795. Среднее ее значение составляет 23 %. Проницаемость изменяется в интервале от  $52 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> в скв.6979 до  $932 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> в скв.6795. Среднее значение проницаемости по залежи равно  $300 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Нефтенасыщенность коллекторов по залежи изменяется от 50 % в скв.6979 до 74 % в скв.6795. В среднем она по данным ГИС составляет 63 %.

**Залежь 5** расположена в восточной части Мамонтовского поднятия и является второй по площади развития после залежи 1. Нефтенасыщенные коллекторы развиты по всей площади залежи.

ФЕС нефтенасыщенных коллекторов залежи 5 почти одинаковы с ФЕС по залежи 1. Среднее значение пористости составляет 22 %, изменяясь в интервале от 17 % (скв.6585) в юго-западной части залежи до 24 % (скв.1328) в восточной части. Проницаемость изменяется в пределах от  $3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (скв.6559) до  $950 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (скв.1328). Среднее значение  $276 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Нефтенасыщенность коллекторов залежи 5 изменяется в широких пределах от 34 % (скв.4312) до 81 % (скв.4239), составляя в среднем 60 % (таблица П.2. 4).

**Залежь 6** находится в юго-восточной части Мамонтовской структуры. Площадь ее небольшая и выделена она по данным ГИС в 3 скважинах.

Залежь характеризуется несколько ухудшенными коллекторскими свойствами в отличие от вышеперечисленных. Проницаемость определена только по данным ГИС и составляет по залежи  $253 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пористость – 22 %, нефтенасыщенность – 51 %.

**Залежь 7** находится севернее залежи 6 и отделяется от нее небольшим прогибом. Площадь ее почти в два раза больше, чем залежи 6.

Значения пористости в пределах залежи изменяются от 21 % в скв.952 до 24 % в скв.950, составляя в среднем 22 %. Среднее значение проницаемости по залежи составляет  $292 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, изменяясь в интервале от  $71 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> в скв.952 до  $820 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> в скв.950.

Среднее значение нефтенасыщенности по залежи 7 составляет 56 %.

**Залежь 8** находится в юго-восточной части Мамонтовской структуры между залежами 5, 6, 7. Залежь 8, так же как и залежь 6, выделена по данным ГИС в единичных скважинах.

Залежь характеризуется более низкими значениями ФЕС. Минимальные значения пористости 18 % и проницаемости  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> встречены в скв.6559, а максимальные значения - 22 % и  $141 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> соответственно в скв.20388. В среднем по залежи пористость в нефтенасыщенной части составляет 19 %, проницаемость  $41 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Столь низкое по сравнению с остальными залежами



значение  $K_{пр}^{ГИС}$  скорее всего связано с малым количеством исследований ( $K_{пр}^{ГИС}$  определена в четырех скважинах), тем более, что по разрезу проницаемость в 3 раза больше, а в целом по пласту различия проницаемости в нефтенасыщенной и водонасыщенной частях не наблюдается.

### 2.1.3 Свойства пластовых жидкостей и газов

В таблице 2.2 представлены свойства пластовой нефти и газа. Воды продуктивных горизонтов относятся к хлоркальциевому типу со значительным содержанием ионов, свойства которых представлены в таблице 2.3. Компонентный состав пластовой нефти и нефтяного газа представлены в таблице 2.3 и 2.4 соответственно.

Таблица 2.2-Свойства пластовой нефти и газа

Свойства	Размерность	Пласты Мамонтовского месторождения				
		АС <sub>4</sub>	АС <sub>5-6</sub>	БС <sub>8</sub>	БС <sub>10</sub>	БС <sub>11</sub>
Плотность пластовой нефти	кг/м <sup>3</sup>	878	883	883	879	880
Вязкость пластовой нефти	МПа•с	9,7	5 -7	10,4	9,9	7,4
Давление насыщения газом	МПа	7,7-8,3	7,8	7,9	9,4	9,2
Пластовая температура	°С	78-80	77-79	79	78- 81	78
Пластовое Давление	МПа	19,5	22	23	24,3	24,3
Газовый Фактор	м <sup>3</sup> /т	59,7	59,7	39,7	60,5	60,5

Объемный коэффициент		1,178	1,177	1,175	1,178	1,189
----------------------	--	-------	-------	-------	-------	-------

Таблица 2.3- Свойства пластовой воды

Свойства	Размерность	Пласты Мамонтовского месторождения				
		АС <sub>4</sub>	АС <sub>5-6</sub>	БС <sub>8</sub>	БС <sub>10</sub>	БС <sub>11</sub>
Газовый фактор	м <sup>3</sup> /т	—	—	—	2,6	2,6
Минерализация	г/л	17,7	17,7	16,58	17,15	17,15
Плотность пластовой воды	кг/м <sup>3</sup>	1012	1012	1015	1011	1011

Таблица 2.4- Компонентный состав пластовой нефти

Наименование компонента	Размерн. (молярная концентрация)	Пласты Мамонтовского месторождения				
		АС <sub>4</sub>	АС <sub>5-6</sub>	БС <sub>8</sub>	БС <sub>10</sub>	БС <sub>11</sub>
Двуокись углерода	%	0,09	0,09	0,23	0,07	0,07
Азот	%	0,33	0,33	0,42	0,55	0,55
Метан	%	22,9	22,9	24,1	26,03	26,03
Этан	%	0,72	0,72	1,72	2,39	2,39
Пропан	%	1,62	1,62	3,08	5,35	5,35
Изобутан	%	0,93	0,93	0,83	1,13	1,13
Нормальный бутан	%	2,8	2,8	1,97	3,75	3,75
Изопентан	%	1,62	1,62	1,24	1,52	1,52
Нормальный пентан	%	2,72	2,72	1,77	2,4	2,4
Изогексан	%	1,96	1,96	1,61	1,56	1,56
Нормальный гексан	%	2,22	2,22	1,72	1,69	1,69

Остаток (C <sub>7+</sub> высшие)	%	62,09	62,09	61,31	53,36	53,36
----------------------------------	---	-------	-------	-------	-------	-------

Таблица 2.5-Компонентный состав нефтяного газа

Наименование компонента	Размерн. (молярная концентрация)	Пласты Мамонтовского месторождения				
		АС <sub>4</sub>	АС <sub>5-6</sub>	БС <sub>8</sub>	БС <sub>10</sub>	БС <sub>11</sub>
Двуокись углерода	%	0,32	0,32	0,45	0,21	0,21
Азот	%	0,9	0,9	1,32	1,46	1,46
Метан	%	79,48	79,48	75,62	68,8	68,8
Этан	%	2,39	2,39	5,24	6,22	6,22
Пропан	%	4,57	4,57	8,24	11,43	11,43
Изобутан	%	1,91	1,91	1,64	2,01	2,01
Нормальный бутан	%	4,78	4,78	3,24	15,57	15,57
Изопентан	%	1,55	1,55	1,17	1,37	1,37
Нормальный пентан	%	2,01	2,01	1,3	1,7	1,7
Изогексан	%	0,65	0,65	0,55	0,57	0,57
Нормальный гексан	%	0,53	0,53	0,4	0,49	0,49
Остаток (C <sub>7+</sub> высшие)	%	0,91	0,91	0,83	0,17	0,17

### ***3 Технологическая часть***

#### ***3.1 История проектирования и основные проектные решения***

Проектные решения по Мамонтовскому месторождению поэтапно корректировались и совершенствовались в процессе его разбуривания и разработки (по мере появления новых данных, уточнения геологического строения, внедрения новых технологий).

Мамонтовское месторождение начало разрабатываться в 1970 году согласно технологической схеме разработки, составленной ВНИИнефть и утвержденной в 1969 г. (протокол ЦКР МНП № 233 от 08.04.69). В соответствии с этим документом, в разработку предполагалось ввести только горизонт БС<sub>10</sub>. Пласты АС<sub>4</sub> и АС<sub>5+6</sub> рассматривались как объекты, вводимые в эксплуатацию совместной сеткой с БС<sub>10</sub> по мере изучения их геологического строения. Пласт БС<sub>8</sub> рассматривался в качестве возвратного объекта. Горизонт БС<sub>10</sub> предусматривалось разрабатывать с поддержанием пластового давления по блоковой 3-рядной системе путем поперечного разрезания залежи на 13 блоков. Скважины в зоне отбора размещались по редкой трехрядной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 750 м. Средняя по объекту плотность сетки скважин –  $56 \cdot 10^4$  м<sup>2</sup>/скв. Давление на устье нагнетательных скважин было принято равным 12-15 МПа, забойное давление в добывающих скважинах на первой и второй стадиях разработки – 17.3 МПа, на последующих стадиях – 15.3 МПа. Разбуривание предусматривалось начать с центральной части месторождения (4, 5, 6, 7 блоки). Общий проектный фонд - 1015 скважин, в том числе 521 добывающая, 260 нагнетательных и 234 резервных скважин.

В 1978 году СибНИИНП была выполнена уточненная технологическая схема разработки месторождения (утверждена протоколом ЦКР МНП № 586 от 16.05.78). В документе было предложено вовлечь в активную разработку пласты АС<sub>4</sub> и АС<sub>5+6</sub> в качестве самостоятельного объекта путем их совместного разбуривания 3-рядной сеткой скважин

600x600 м. Пласт БС<sub>8</sub> по-прежнему рассматривался в качестве возвратного объекта. По основному объекту БС<sub>10</sub> была предложена более интенсивная система воздействия путем преобразования 3-рядной блоковой системы заводнения в блочно-квадратную. Для этого предусматривалось формирование новых продольных (относительно главной оси структуры) нагнетательных рядов путем бурения новых нагнетательных и перевода части добывающих скважин под закачку воды. Одновременно было запланировано бурение уплотняющих скважин в центральной части вновь образованных ячеек (в каждой – по 8 скважин). Плотность сетки скважин по объекту БС<sub>10</sub> -  $31 \cdot 10^4$  м<sup>2</sup>/скв. Предельная изопахита для размещения скважин была принята по объектам и зонам: АС<sub>4</sub> - 2,5 м (ЧНЗ) и 4,9 м (ВНЗ), АС<sub>5+6</sub> - 4,1 м (ВНЗ), БС<sub>8</sub> - 4,9 (ВНЗ), БС<sub>10</sub> - 2,8 м и (ЧНЗ) и 2,7 м (ВНЗ). Общий проектный фонд составлял 2302 скважины, в том числе 1608 добывающих, 609 нагнетательных и 85 резервных.

В 1980 году СибНИИНП был проведен авторский надзор за разработкой Мамонтовского месторождения. Проектный фонд скважин был увеличен за счет разбуривания ВНЗ пласта БС<sub>10</sub>, а также за счет разукрупнения объекта БС<sub>10-11</sub> с выделением пласта БС<sub>11</sub> в самостоятельный объект разработки. Проектные скважины пласта БС<sub>11</sub> были размещены по блочно-квадратной системе, причем добывающие скважины пласта БС<sub>11</sub> размещались в промежутках между скважинами пласта БС<sub>10</sub>, а линии нагнетания обоих пластов были совмещены. Плотность сетки скважин пласта БС<sub>11</sub> принята равной  $31 \cdot 10^4$  м<sup>2</sup>/скв. Общий проектный фонд по месторождению составил 3064 скважины, в том числе 2118 добывающих, 831 нагнетательная и 115 резервных. По отдельным объектам проектный фонд был распределен следующим образом: АС<sub>4</sub> + АС<sub>5+6</sub> - 301 скважина (249 добывающих и 52 нагнетательные), БС<sub>10</sub> - 2613 скважин (1777 добывающих, 721 нагнетательная и 115 резервных), БС<sub>11</sub> - 150 скважин (92 добывающие и 58 нагнетательных).

В 1981 году СибНИИНП была выполнена технологическая схема разработки пласта БС<sub>8</sub> (утверждена ЦКР Главтюменнефтегаза, протокол №,

19 от 20.07.81), в которой предусматривалась эксплуатация объекта самостоятельной сеткой скважин. Скважины были размещены по треугольной сетке с расстоянием между ними 500 м, система заводнения – площадная 7-точечная. Проектный фонд объекта БС<sub>8</sub> - 131 скважина (97 добывающих и 34 нагнетательных).

Общий проектный фонд месторождения по состоянию на 01.01.82 составил 3195 скважин, в том числе 2215 добывающих, 865 нагнетательных и 115 резервных. Скважин прочих категорий (контрольные, водозаборные, оценочные) - 127.

Таким образом, к 1982 году были в целом сформированы проектные решения по основным объектам разработки Мамонтовского месторождения, но отсутствовал единый проектный документ, обосновывающий стратегию разработки месторождения в целом. Таким документом явилась технологическая схема разработки месторождения, выполненная СибНИИНП в 1982 году.

К моменту составления технологической схемы было пробурено более половины проектного фонда скважин, обоснованного предыдущими документами, была проведена переоценка запасов нефти. В результате анализа состояния разработки была выявлена необходимость дальнейшего разукрупнения эксплуатационных объектов. В технологической схеме было выделено 6 (вместо ранее выделявшихся 4-х) эксплуатационных объектов:

АС<sub>4</sub>, АС<sub>5+6</sub>, БС<sub>8</sub>, БС<sub>10мон</sub>, БС<sub>10ТСП</sub>, БС<sub>11</sub>. Увеличение числа объектов произошло за счет разделения объекта АС<sub>4-5-6</sub> на два объекта АС<sub>4</sub> и АС<sub>5-6</sub>, а также вследствие выделения в составе пласта БС<sub>10</sub> нижней пачки тонкослоистых низкопроницаемых пропластков в качестве самостоятельного объекта БС<sub>10ТСП</sub>. Предельная изопахита для расположения скважин по отдельным объектам и зонам составила: пласт АС<sub>4</sub> - 2 м (ЧНЗ) и 2,5 м (ВНЗ), пласт АС<sub>5+6</sub> - 3 м (ВНЗ), пласт БС<sub>8</sub> - 3 м (ВНЗ), пласт БС<sub>10</sub> - 2 м (ВНЗ), пласт БС<sub>10ТСП</sub> - 2 м (ЧНЗ) и 3 м (ВНЗ), БС<sub>11</sub> - 2 м (ЧНЗ) и 2,5 м (ВНЗ).

Протоколом ЦКР МНП (№ 1024 от 18.05.83) была утверждена дополнительная записка к технологической схеме разработки месторождения, в соответствии с которой общий проектный фонд для эксплуатации составляет 4081 скважина (2722 добывающих, 1115 нагнетательных и 244 резервных), кроме того - 166 скважин прочих категорий (52 контрольные, 111 водозаборных и 3 оценочные).

Отдельно по объектам разработки проектный фонд был распределен следующим образом: АС<sub>4</sub> - 669 скважин (429 добывающих, 180 нагнетательных и 60 резервных); АС<sub>5+6</sub> - 305 скважин (202 добывающих, 75 нагнетательных и 24 резервных); БС<sub>8</sub> - 182 скважины (116 добывающих, 46 нагнетательных и 20 резервных); БС<sub>10</sub> - 2639 скважин (1777 добывающих, 747 нагнетательных и 115 резервных) и 161 прочих категорий (47 контрольных, 111 водозаборных и 3 оценочные); БС<sub>10ТСП</sub> - опытный участок 25 скважин (21 добывающая и 4 нагнетательные); БС<sub>11</sub> - 328 скважин (230 добывающих, 73 нагнетательные и 25 резервных) и 5 контрольных скважин.

Совместно работающих скважин согласно технологической схеме было запланировано 67 (53 добывающие и 14 нагнетательных), в том числе по пластам: АС<sub>4</sub>+АС<sub>5+6</sub> - 30 скважин, БС<sub>10</sub>+БС<sub>11</sub> - 37 скважин.

Назначение скважин, намеченных для бурения, сформулировано в технологической схеме следующим образом:

1) разукрупнение эксплуатационных объектов – выделение в самостоятельные объекты разработки пластов АС<sub>4</sub>, АС<sub>5-6</sub>, БС<sub>10ТСП</sub>,

обладающих рентабельными для разбуривания нефтенасыщенными толщинами и удельными запасами нефти;

2) переход к более интенсивным системам воздействия, обеспечивающим увеличение охвата пластов – трансформация существующей трехрядной в площадную 7-точечную систему по низкопроницаемому расчлененному пласту АС<sub>4</sub> и водоплавающему пласту АС<sub>5-6</sub>;

3) вовлечение запасов с разбуриванием минимальных рентабельных нефтенасыщенных толщин (2-3 м) по всем объектам;

4) размещение дополнительных скважин на участках прироста запасов по пластам АС<sub>5-6</sub> и БС<sub>8</sub>;

5) по пласту БС<sub>11</sub> - уменьшение ширины первой полосы с 900 до 500 м с одновременным переходом к более рациональной (плотной) сетке скважин с 31 до  $20 \cdot 10^4$  м<sup>2</sup>/скв;

б) фонд резервных скважин по каждому объекту (с учетом возможностей возврата скважин любых категорий на другие объекты);

7) дополнительный фонд контрольных скважин с неперфорированной колонной (30 скважин) для проведения систематических исследований процесса заводнения объектов.

В авторских надзорах 1983-1988 годов дополнительно было предусмотрено разместить 837 скважин, включая 238 резервных скважин (727 добывающих, включая 238 резервных, и 110 нагнетательные), в том числе по пластам: АС<sub>4</sub> - 57 скважин (49 добывающих и 8 нагнетательных); АС<sub>5+6</sub> - 25 скважин (25 добывающих); БС<sub>8</sub> - 25 скважин (21 добывающая, 4 нагнетательных); БС<sub>10</sub> - 667 скважин (574 добывающих, 93 нагнетательные); БС<sub>11</sub> - 62 скважины (57 добывающих и 5 нагнетательных).

В 1986 году была составлена дополнительная записка к технологической схеме разработки, в которой были уточнены проектные решения по пласту БС<sub>10ТСП</sub>. Данным документом было предусмотрено разбуривание пласта по сетке 400х400 м, система заводнения – обращенная 9-точечная. Обоснован проектный фонд объекта в количестве 120 скважин



(59 добывающих, 37 нагнетательных и 24 резервные). Кроме того - 156 скважин, совместно разрабатывающих пласты БС<sub>10</sub> и БС<sub>10ТСП</sub> (99 добывающих и 57 нагнетательных).

Общий проектный фонд месторождения по состоянию на 01.01.2000 составляет 4766 скважин, предназначенных для эксплуатации, в том числе 3249 добывающих, 1249 нагнетательных и 268 резервных. Отдельно по пластам проектный фонд распределяется следующим образом: АС<sub>4</sub> - 694 скважины (446 добывающих, 188 нагнетательных и 60 резервных), АС<sub>5+6</sub> - 305 скважин (202 добывающих, 79 нагнетательных и 24 резервные); БС<sub>8</sub> - 207 скважин (137 добывающих, 50 нагнетательных и 20 резервных); БС<sub>10мон</sub> - 3089 скважин (2147 добывающих, 827 нагнетательных и 115 резервных), БС<sub>10ТСП</sub> - 146 скважин (81 добывающая, 41 нагнетательная и 24 резервных); БС<sub>11</sub> - 390 скважин (287 добывающих, 78 нагнетательных и 25 резервных).

Совместный фонд - 65 скважин (51 добывающая и 14 нагнетательных), в т.ч. на АС<sub>4</sub>+АС<sub>5+6</sub>-28 скважин; БС<sub>10</sub>+БС<sub>11</sub>-37 скважин. Кроме проектных 146 скважин пласта БС<sub>10ТСП</sub>, совместно с БС<sub>10</sub> пробурено 156 скважин.

### 3.2 Состояние разработки месторождения и фонда скважин

Динамика основных фактических показателей разработки Мамонтовского месторождения в целом приведена в таблице 3.1, а в сопоставлении с проектом в таблице 3.2. Динамика отбора нефти по месторождению определяется условиями разработки монолитного пласта БС<sub>10мон</sub>, обеспечившего 84 % нефти, и характеризуется быстрым нарастанием добычи нефти в начальный период разработки, обусловленным темпами разбуривания и ввода запасов в разработку, и более плавным (по сравнению с проектным) падением после достижения максимума.

В дополнительной записке к технологической схеме разработки к утверждению был рекомендован III вариант разработки месторождения, который и был принят ЦКР. В 1990 году СибНИИНП в рамках авторского надзора было проведено уточнение проектных показателей разработки

Мамонтовского месторождения до 2000 года (протокол ЦКР Главтюменнефтегаза № 161 от 13.04.90).

Таблица 3.1 - Фактические показатели работы скважин Мамонтовского месторождения

Год	Ввод скважин в эксплуатацию			Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационный фонд					Среднегодовой дебит, т/сут		Приемистость, м <sup>3</sup> /сут	Выбытие скважин		
	всего	добывающих	нагнетательных		добывающие			нагнетательные		по нефти	по жидкости		добывающих		нагнетательных
					действующих	мех. дейст.	бездействующие	действующие	бездействующие				ликвидация	под закачку	
1991	270	205	65	4258	2667	2113	163	917	137	30,7	97,2	375	0	50	12
1992	210	162	48	4429	2749	2143	190	943	153	26,0	97,9	389	9	39	5
1993	137	125	12	4556	2693	2138	345	944	163	21,2	96,1	371	0	10	1
1994	207	199	8	4757	2296	1893	932	896	211	18,5	90,3	328	4	6	7
1995	150	142	8	4901	2270	1864	1069	761	340	16,3	83,8	311	17	6	13
1996	67	62	5	4963	2079	1725	1190	701	403	13,7	70,8	238	3	5	2
1997	20	15	5	4979	1919	1712	1172	670	425	13,7	69,4	237	40	4	13
1998	11	7	4	4985	1664	1453	1381	587	511	12,6	66,8	241	5	5	2
1999	14	4	10	4991	1738	1563	1303	582	523	11,9	67,0	263	5	8	3
2000	6	0	6	4991	1646	1543	1284	550	559	11,0	66,2	236	48	6	2
2001	1	0	1	4991	1690	1612	1161	560	549	11,1	70,4	241	3	1	1

Таблица 3.2 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом

Показатели	1997 г.		1998 г.		1999 г.		2000 г.		2001 г.	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти всего, тыс. т/год	11400	8537	9770	7402	8353	6899	7133	6301	6077	6345
в т. ч. за счет метода повышения нефтеизвлечения	0	314	0	295	0	264	0	166	0	131
Накопленная добыча нефти, тыс. т	468068	455282	477838	462684	486191	46583	493324	475883	499401	482228
в т. ч. за счет метода повышения нефтеизвлечения	0	1580	0	1875	0	2139	0	2305	0	2436
Добыча нефтяного газа, млн. м <sup>3</sup> /год	816	349	677	301	550	282	446	261	361	259
Накопленная нефтяного газа, млн. м <sup>3</sup>	28020	19284	28696	19585	29246	19867	29694	20128	30056	20387
Добыча жидкости, всего, тыс. т/год	105556	43155	103936	39254	101866	38939	99333	37904	97232	40208
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	735470	1045672	839406	1084925	941272	1123864	1040605	1161768	1137837	1201976
Закачка рабочего агента годовая, тыс. м <sup>3</sup> /год	114380	51068	112120	46554	109460	44993	106390	41197	103820	45385
накопленная, тыс. м <sup>3</sup>	1567278	1414210	1679398	1460764	1788858	1505757	1895248	1546954	1999068	1592339
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2794	3091	2729	3045	2664	3041	2604	2930	2604	2850
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1375	1095	1405	1098	1430	1105	1455	1109	1476	1109
Количество действующих добывающих скважин на конец года	2682	1919	2620	1664	2557	1738	2500	1646	2442	1688
Количество действующих нагнетательных скважин на конец года	1141	670	1166	587	1187	582	1208	550	1225	560

Средний дебит 1 действующей скважины на конец года										
нефти, т/сут	12	14	11	13	9	12	8	11	7	11
жидкости, т/сут	112	69	113	67	113	67	113	66	113	70
Обводненность, %	89,2	80,2	90,6	81,2	91,8	82,3	92,8	83,4	93,7	84,2

По объектам разработки уточнение показателей не проводилось. Поэтому для сопоставления с фактическими приняты следующие проектные показатели разработки:

- по эксплуатационным объектам – из утвержденного варианта технологической схемы разработки;
- по месторождению: с 1983 по 1990 г. - из утвержденного варианта технологической схемы, с 1991 по 1999 г. - из протокола по уточнению показателей разработки месторождения.

### ***3.2.1 Месторождение в целом***

Утвержденным вариантом последнего проектного документа и дополнений к нему полное разбуривание фонда было предусмотрено в 1995г., а в 1994 г. - перевод всего добывающего фонда на механизированный способ добычи. При этом максимальный уровень добычи нефти 32 млн.т должен был быть достигнут в 1987 г. По состоянию на 01.01.2002 накопленный отбор нефти по месторождению должен был составлять 499 млн.т или 0.319 от начальных балансовых запасов.

Фактический максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 1986 году и составил 35.2 тыс.т (на 10 % выше проектного уровня) при меньшем по сравнению с проектным добывающем (на 120 скважин) и нагнетательном (на 160 скважин) фонде. Превышение фактических уровней добычи нефти над проектными обусловлено более высокими фактическими дебитами нефти.

С 1986 года на месторождении началось падение уровней добычи нефти, несмотря на продолжавшееся разбуривание пластов и ввод новых скважин в эксплуатацию. Это было следствием интенсивного обводнения основных объектов разработки, снижения дебитов нефти и жидкости по

переходящим скважинам, меньшими дебитами нефти новых скважин.

Период 1991-1994 гг. характеризуется значительными темпами падения добычи нефти (ежегодно на 20-25 %), обусловленными снижением дебитов нефти, ростом обводненности, а в 1992 - 1994 годы - снижением коэффициентов использования и эксплуатации скважин. Замедление темпа падения добычи нефти с 1995 г. обусловлено применением физико-химических МУН.

В период 1995-1998 г.г. фактическая динамика добычи нефти несколько отличается от проектной и характеризуется меньшими темпами отбора от НИЗ и ТИЗ, что является следствием низких коэффициентов использования добывающего фонда скважин.

Добыча нефти в 1999 г. составила 6345 тыс.т или 104 % от проектной. Превышение проектного уровня обусловлено ростом дебитов нефти по пластам АС<sub>4</sub>, АС<sub>5-6</sub>, БС<sub>10теп</sub>.

Накопленная добыча нефти по месторождению на 01.01.2002 составила 97 % от проектной, что объясняется отставанием добычи в 90-х гг. по горизонту БС<sub>10</sub>.

*Динамика добычи жидкости* также отличается от проектной. Максимальный отбор жидкости был достигнут в 1990 году (92 млн.т). Снижение отборов жидкости с 1991 года связано в основном с остановкой высокообводненных скважин, применением потокоотклоняющих технологий (МУН) и снижением объемов закачки воды, в результате чего уменьшилось поступление воды к забоям добывающих скважин по наиболее проницаемым промытым пропласткам.

*Фактическая динамика обводненности* отличается от проектной и характеризуется снижением фактических темпов роста по сравнению с проектными значениями. Обводненность добываемой продукции Мамонтовского месторождения по состоянию на 01.01.2002 составляет 84 %, что на 9 % ниже проектной величины (табличное приложение П.3.4). При сопоставлении при одинаковой степени отбора от НИЗ, фактическая обводненность добываемой продукции также ниже проектной (на 7 %), что

обусловлено снижением темпов обводненности по пластам БС<sub>10</sub>, БС<sub>11</sub> за счет остановки скважин с высокой степенью выработки запасов и применения МУН.

*Закачка воды* на месторождении ведется с 1971 года, однако до 1979 г. отбор пластовой жидкости не компенсировался закачанным объемом воды. За период 1980-1999 гг. годовой объем закачки стабильно превышал отбор жидкости в пластовых условиях на 17-22 %, что привело к росту пластового давления (с превышением начального) и возникновению с начала 90-х гг. проблем с глушением скважин при проведении ремонтных работ. Превышение фактических объемов закачки над проектными до 1994-1996 гг. отмечалось по всем пластам, за исключением БС<sub>10</sub>.

Максимальный объем закачки 118 млн.м<sup>3</sup> был достигнут в 1990 г., при этом нагнетательный фонд составлял 1096 скважин. С 1996 года отмечается снижение закачки по сравнению с проектной, обусловленное необходимостью регулирования процесса разработки эксплуатационных объектов. В 1999 г. закачка составила 44 % от проектной.

Таким образом, несоответствие основных фактических и проектных показателей разработки Мамонтовского месторождения обусловлено в основном различием дебитов нефти и количества скважин по эксплуатационным объектам. При этом необходимо отметить, что проектные решения по всем объектам разработки в принципе соответствовали геолого-физическим условиям залегания залежей нефти, но при этом были переоценены добывные возможности пласта БС<sub>10мон</sub> в период с 1988 г. и несколько занижены добывные возможности пластов АС<sub>4</sub> и АС<sub>5-6</sub>, что подтверждает история разработки данных объектов.

### **3.2.2 Пласт БС<sub>11</sub>**

Отбор нефти из пласта ведется с 1975 г. К моменту проектирования находится в стадии падения добычи нефти и характеризуется высокой степенью выработки запасов (77 % НИЗ). Динамика фактических показателей разработки пласта в таблице 3.3, в сопоставлении с проектными

– в таблице 3.4.

Динамика основных фактических показателей разработки отличается от проектной. Накопленные показатели добычи нефти, жидкости и закачки воды выше проектных за счет прироста площадей нефтеносности, а соответственно и фонда скважин. Дебиты нефти незначительно отличаются от проектных.

Таблица 3.3 - Фактические показатели разработки пласта БС<sub>11</sub>

Год	Добыча нефти, тыс.т		Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т		Отбор извлекаемых запасов, %	Кэф-фицие нт нефти звле-чения, %	Добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обвод-неннос ть %вс.	Закачка рабочих агентов, тыс. м <sup>3</sup>		Компенсация отбора закачкой,%	
	всего	мех. способ	началь-ных	теку-щих	всего	мех. способ.			всего	мех. способ	всего	мех. способ		годова я	накоп-ленная	текущая	накоп-ленная
1993	793,0	753,3	3,5	8,9	14448,1	11080,6	64,1	22,2	4490,7	4223,8	35375,8	30004,0	82,3	5430,0	47675,7	114,7	118,3
1994	589,9	573,7	2,6	7,3	15038,0	11654,3	66,7	23,1	3602,9	3292,7	38978,6	33296,7	83,6	4305,5	51981,2	113,9	117,9
1995	407,3	388,1	1,8	5,4	15445,3	12042,4	68,5	23,7	2900,7	2449,7	41879,3	35746,4	86,0	3583,7	55564,9	118,7	118,0
1996	348,4	318,8	1,5	4,9	15793,7	12361,2	70,0	24,3	2184,3	1711,5	44063,6	37457,9	84,0	2332,3	57897,2	101,9	117,2
1997	329,9	302,2	1,5	4,9	16123,6	12663,4	71,5	24,8	1787,3	1446,2	45850,9	38904,1	81,5	2324,5	60221,7	123,0	117,4
1998	325,8	324,2	1,4	5,1	16449,4	12987,6	72,9	25,3	1754,0	1674,5	47604,9	40578,6	81,4	1781,7	62003,3	96,1	116,7
1999	308,2	306,0	1,4	5,1	16757,6	13293,6	74,3	25,7	1815,9	1750,7	49420,8	42329,3	83,0	1745,8	63749,1	91,4	115,8
2000	269,4	266,4	1,2	4,6	17027,0	13560,0	75,5	26,2	1620,5	1587,8	51041,3	43917,1	83,4	2090,9	65840,0	122,9	116,2
2001	277,4	274,6	1,2	5,0	17304,4	13834,6	76,7	26,6	1763,3	1696,0	52804,6	45613,1	84,3	2155,2	67995,2	116,7	116,0

В таблице 3.4 приведено сопоставление фактических и проектных показателей за период с 1997 по 2002 гг. Как видно, текущие показатели добычи нефти, жидкости и закачки воды в этот период приближаются к проектным. Это свидетельствует, с учетом сказанного выше, о значительной степени выработки запасов основной залежи нефти и недостаточно эффективных условиях разработки остальных залежей. Фактические остаточные извлекаемые запасы на 1 скважину эксплуатационного фонда на 60-69 % выше проектных.

Динамика обводнения пласта БС<sub>11</sub> также отличается от проектной. Среднегодовые значения обводненности с 1995 г. ниже проектных. В сопоставлении при одинаковой степени отбора НИЗ фактическая



по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Среднесуточная приемистость нагнетательной скважины, м <sup>3</sup> /сут	322	141	358	138	398	116	440	180	486	196
Среднее давление на забоях добывающих скважин, МПа										
фонтанных	20,5	21,1	20,5	21,4	20,5	21,2	20,5	21,1	20,5	20,9
механизированных,	17,5	19,3	17,5	19,4	17,5	19,3	17,5	19,2	17,5	18,9
Среднее давление на устьях нагнетательных скважин, МПа	13,0	12,2	13,0	12,6	13,0	12,7	13,0	12,4	13,0	12,5
Пластовое давление, МПа	24,3	21,5	24,3	25,0	24,3	25,1	24,3	25,2	24,3	24,8
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	58	37	58	37	58	37	58	37	58	37
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.										
добывающих	0,90	0,43	0,90	0,42	0,90	0,44	0,90	0,37	0,90	0,38
нагнетательных	0,83	0,47	0,83	0,40	0,83	0,32	0,83	0,41	0,83	0,43
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.										
добывающих фонтанных	0,96	0,86	0,96	0,87	0,96	0,89	0,96	0,90	0,96	0,93
механизированных,	0,94	0,86	0,94	0,87	0,94	0,89	0,94	0,90	0,94	0,93
нагнетательных	0,83	0,95	0,83	0,93	0,83	0,93	0,83	0,95	0,83	0,97
Плотность сетки доб. и нагн. скважин, 10 <sup>4</sup> м <sup>2</sup> /скв	20	21,4	20	21,3	20	21,3	20	21,3	20	21,3
Остаточные балансовые запасы на 1 скважину эксплуатационного фонда	367,3	207,5	419,8	214,8	485,6	217,2	551,1	222,8	639,2	228,9
Остаточные извлекаемые запасы на 1 скважину эксплуатационного фонда	16,5	27,2	18,9	28,2	17,9	27,2	16,5	26,7	15,6	26,3

По состоянию на 01.01.2002 обводненность добываемой продукции пласта составляет 84 % при отборе НИЗ 77 %. Пласт обводняется в основном закачиваемой водой со стороны нагнетательных скважин, при этом по ряду скважин отмечается обводнение за счет прорыва фронта нагнетаемой воды (ФНВ) по наиболее проницаемым и вырабатываемым пропласткам. В ряде зон скважины обводнялись подошвенной водой как за счет подтягивания ВНК при слабом воздействии системы нагнетания, так и по негерметичному заколонному пространству.

С 1993 года темп роста обводненности снизился и с 1997 г. держится на уровне 0.4- 0.9 % в год за счет снижения объемов закачки воды и вывода из действующего фонда в бездействие добывающих скважин с обводненностью более 96-98 %.

*Закачка воды* в горизонт ведется с 1977 г. Максимальный объем закачки в пласт был достигнут в 1989 г. и составил 224 % от проектного. С 1989 г. отмечается снижение закачки, обусловленное необходимостью регулирования процесса разработки. В 1999 г. закачка воды в пласт составила 97 % от проектной величины при текущей компенсации отбора жидкости 117



% . Накопленная компенсация на 01.01.2002 составила 116 % при проектной 119 %.

Таким образом, несоответствие фактических и проектных показателей разработки пласта БС<sub>11</sub> обусловлено в основном значительным приростом площадей нефтеносности и отличием дебитов скважин от проектных величин в последние годы.

По пласту имеется резерв для повышения добычи нефти за счет снижения забойных давлений в скважинах механизированного фонда и доведения плотности сетки скважин до проектного уровня.

### ***Выводы по разделу 3.2.2:***

1. Проектные решения по всем объектам разработки Мамонтовского месторождения в основном соответствовали геолого-физическим условиям залегания залежей нефти, но при этом были переоценены добывные возможности пласта БС<sub>10мон</sub> (на период после 1988 года) и несколько занижены добывные возможности пластов АС<sub>4</sub> и АС<sub>5+6</sub>.
2. Несоответствие основных фактических и проектных показателей разработки месторождения обусловлено в основном различием дебитов нефти и количества скважин по эксплуатационным объектам.
3. Проектные показатели эксплуатации объектов должны быть скорректированы с учетом:
  - особенностей текущего состояния их разработки;
  - необходимости достижения коэффициентов нефтеизвлечения, утвержденных в 1999 году;
  - внедрения комплекса мероприятий по совершенствованию разработки месторождения.

### ***3.3 Контроль за разработкой Мамонтовского***

#### ***месторождения***

В течение всего срока разработки месторождения необходимо осуществлять контроль процессов разработки. Основной задачей контроля является получение, обработка и обобщение регулярной достоверной информации о работе скважин и изменении параметров, характеризующих работу пласта в целях:

- оценки фактической технологической эффективности системы разработки залежи в целом и отдельных технологических мероприятий по ее осуществлению и регулированию;

- оптимизации осуществляемого процесса разработки и проектирования мероприятий по его усовершенствованию;

- оценки эффективности новых технологий, используемых на отдельных участках залежи.

Основные способы получения информации при контроле разработки месторождения являются:

- 1) измерение дебита и обводненности продукции скважин на поверхности;
- 2) исследование мест притока и состава жидкости в стволе скважины;
- 3) исследование пластов в разрезе скважин.

В процессе контроля разработки нефтяных месторождений изучаются:

- динамика текущей и накопленной добычи нефти, попутной воды и газа, а также динамика закачки рабочих агентов по месторождению в целом, отдельным участкам и скважинам;

- охват запасов разработкой, характер внедрения вытесняющего агента по отдельным пластам, участкам залежи с оценкой степени охвата пластов заводнением;

- энергетическое состояние залежи, динамика пластового и забойного давлений в зонах отбора, закачки;
- изменения коэффициентов продуктивности и приемистости скважин, газового фактора, гидропроводности пласта;
- состояние герметичности эксплуатационных колонн, взаимодействие продуктивного горизонта с соседними по разрезу горизонтами и наличие перетоков жидкости между пластами разрабатываемого объекта и соседними объектами;
- изменение физико-химических свойств добываемой жидкости и газа в пластовых и поверхностных условиях в процессе разработки;
- фактическая технологическая эффективность осуществляемых мероприятий по регулированию разработки;
- характеристики вытеснения нефти по скважинам, участкам, залежам.

Виды, объемы и периодичность исследований с целью контроля разработки Мамонтовского нефтяного месторождения регламентируются "Обязательным комплексом промысловых, гидродинамических и промыслово-геофизических исследований". Обязательные системные комплексы исследований и измерений по контролю разработки должны равномерно охватывать всю площадь объекта разработки, весь фонд наблюдательных и контрольных скважин. Они содержат следующие виды работ:

- замеры пластового давления по контрольным и пьезометрическим скважинам;
- замеры пластового и забойного давлений, дебитов скважин по жидкости, газовых факторов и обводненности продукции по добывающим скважинам;
- гидродинамические исследования добывающих и нагнетательных скважин на стационарных и нестационарных режимах;

- исследования по контролю ВНК, насыщенности, технического состояния ствола скважины промыслово-геофизическими методами;
- отбор и исследование глубинных и поверхностных проб продукции скважин;
- специальные исследования, предусмотренные проектным технологическим документом на разработку.

С учетом проведенного анализа эффективности применяемых методов контроля процессов разработки, для достижения надежности контроля и своевременной выработки мероприятий по регулированию процесса доразработки пластов рекомендуется:

1. Проводить систематический, не реже одного раза в год, контроль характера выработки залежей, пластов методом ИННК в контрольных скважинах. Для достоверного выделения заводняемых интервалов при проведении ИННК использовать для закачки в пласт солевые растворы и подтоварные воды.
2. Учитывая, что, начиная с 1996 года, исследования методами ГИС добывающих скважин не проводились, возобновить исследования добывающих скважин для анализа выработки горизонтов АС<sub>4-5-6</sub>, БС<sub>10-11</sub>.
3. Необходимо организовать контроль механизированных добывающих скважин с использованием малогабаритных приборов диаметром 25-28 мм (ГПП-3, СТИ-4, ВБСГ-2, СТЛ-28, расходомер-влажомер ДВ-26, расходомеры скважинные РК-26 и др.). В фонтанных скважинах рекомендуется применение двух типов расходомеров - гидродинамический (РГД) и термокондуктивный (СТД), позволяющих оценить эксплуатационную характеристику разрабатываемых пластов.
4. Для получения информации об охвате пласта заводнением, текущей нефтенасыщенной и обводняемой толщине пласта, коэффициенте текущей нефтенасыщенности в добывающих обводненных скважинах использовать импульсный нейтрон-нейтронный метод, термометрию.
5. Для определения интервалов поступления воды в скважину и интервалов заколонной циркуляции рекомендуется применение кислородного нейтронно-активационного метода (КНАМ). Для реализации

метода используется двухзондовая аппаратура ИГН-36-2, работающая в режиме КНАМ.

6. Для выравнивания фронта нагнетания выявить весь фонд скважин с заколонными перетоками и осуществлять мероприятия по их ликвидации, так как заколонная циркуляция, выявленная при помощи промыслово-геофизических исследований во многих скважинах, ведет к опережающему заводнению пласта, увеличивает скорость подъема ВНК, вызывает преждевременное обводнение пласта, снижает эффективность фронтального вытеснения.

7. При подозрении на негерметичность колонны проверить герметичность при поднятых насосно-компрессорных трубах. В нагнетательных скважинах для определения негерметичности колонны рекомендуется проводить в комплексе: шумомер, термометрия, локатор муфт и КНАМ.

8. Необходимые виды и объемы исследовательских работ по Мамонтовскому месторождению проводить в соответствии с существующими нормативными и регламентными документами.

9. Для оценки выработки запасов нефти и характера насыщенности пласта выполнить комплекс исследований, приведенный в таблице 3.5.

Таблица 3.5- Исследования по контролю выработки запасов нефти и оценке характера насыщенности пласта

Задачи исследований	Категория скважин	Контролируемые параметры	Способы и методы исследований	Охват исследованиями	Периодичность исследований
Оценка характера насыщенности пласта	Контрольные неперфорированные	Характер насыщения, заводняемая толщина	Импульсный нейтрон нейтронный метод	100% опорной сетки контрольных скважин	1 раз в год
Оценка выработки запасов нефти	Добывающие обводненные	Охват пласта разработкой, заводнением	Импульсный нейтронный метод с закачкой соленых растворов, термометрия	Обводненные скв. при достижении 90% обводнения и скв. опорной сети	Разовые исследования обводненных скв. и 1 раз в год скв. опорной сети
	перфорированные	коэффициент текущей нефтенасыщенности			
	Контрольные со стеклопластиковым хвостовиком	Охват пласта разработкой, заводнением	Высококачественные методы электрометрии, импульсный нейтронный гамма-метод, термометрия	100% скв., обсаженных стеклопластиковой колонной	1 раз в год
		коэффициент текущей нефтенасыщенности			
	Пробуренные в заводняемых зонах	Охват пласта разработкой, заводнением	Методы электрометрии в открытом стволе, термометрия радиоактивные методы после обсадки колонны	100% скв., пробуренных в заводненных зонах	Разовые исследования
		коэффициент текущей нефтенасыщенности			

### 3.6.3 Специальная часть

#### Понятие коррозии

Термин коррозия происходит от латинского слова *corrodere*, что означает разъедать, разрушать.

**Коррозия** – это самопроизвольный процесс разрушения материалов и изделий из них под химическим воздействием окружающей среды.

**Коррозия металлов** – разрушение металлов вследствие физико-химического воздействия внешней среды, при котором металл переходит в окисленное (ионное) состояние и теряет присущие ему свойства.

В тех случаях, когда окисление металла необходимо для осуществления какого-либо технологического процесса, термин “коррозия” употреблять не следует. Например, нельзя говорить о коррозии растворимого анода в гальванической ванне, поскольку анод должен окисляться, посылая свои ионы в раствор, чтобы протекал нужный процесс. Нельзя также говорить о коррозии алюминия при осуществлении алюмотермического процесса. Но физико-химическая сущность изменений, происходящих с металлом во всех подобных случаях, одинакова: металл окисляется.

#### **Характеристики и сущность коррозионных процессов**

##### Классификация коррозионных сред

Среда, в которой металл подвергается коррозии (коррозирует) называется коррозионной или *агрессивной средой*. По степени воздействия на металлы коррозионные среды целесообразно разделить на:

- *неагрессивные;*
- *слабоагрессивные;*
- *среднеагрессивные;*
- *сильноагрессивные.*

Для определения степени агрессивности среды при атмосферной коррозии необходимо учитывать условия эксплуатации металлических конструкций зданий и сооружений. Степень агрессивности среды по отношению к конструкциям внутри отапливаемых и неотапливаемых зданий, зданий без стен и постоянно аэрируемых зданий определяется возможностью конденсации влаги, а также температурно-влажностным режимом и концентрацией газов и пыли внутри здания. Степень агрессивности среды по отношению к конструкциям на открытом воздухе, не защищенным от непосредственного попадания атмосферных осадков, определяется климатической зоной и концентрацией газов и пыли в воздухе. С учетом влияния метеорологических факторов и агрессивности газов разработана

классификация степени агрессивности сред по отношению к строительным металлическим конструкциям. С учетом влияния метеорологических факторов и агрессивности газов разработана классификация степени агрессивности сред по отношению к строительным металлическим конструкциям, которые представлены в таблице:

Относительная влажность внутри помещений и характеристика климатической зоны	Степень агрессивности среды в зависимости от условий эксплуатации конструкций		
	на открытом воздухе	внутри зданий в условиях периодической конденсации влаги	без конденсации влаги
60 % сухая	слабая	неагрессивная	неагрессивная
61-75 % нормальная	слабая	слабая	неагрессивная
	средняя	средняя	слабая
	средняя	средняя	средняя
более 75 % влажная	средняя	слабая	слабая
	средняя	средняя	средняя
	сильная	сильная	средняя

Таким образом, защита металлических конструкций от коррозии определяется агрессивностью условий их эксплуатации. Наиболее надежными защитными системами металлических конструкций являются алюминиевые и цинковые покрытия.



## Скорость коррозии

Скорость коррозии металлов и металлических покрытий в атмосферных условиях определяется комплексным воздействием ряда факторов: наличием на поверхности фазовых и адсорбционных пленок влаги, загрязненностью воздуха коррозионно-агрессивными веществами, изменением температуры воздуха и металла, образованием продуктов коррозии и так далее.

Оценка и расчет скорости коррозии должны основываться на учете продолжительности и материальном коррозионном эффекте действия на металл наиболее агрессивных факторов.

В зависимости от факторов, влияющих на скорость коррозии, целесообразно следующее подразделение условий эксплуатации металлов, подвергаемых атмосферной коррозии:

1. Закрытые помещения с внутренними источниками тепла и влаги (отапливаемые помещения);
2. Закрытые помещения без внутренних источников тепла и влаги (неотапливаемые помещения);
3. Открытая атмосфера.

## Основы теории коррозии

Любой коррозионный процесс является многостадийным.

1. Подвод коррозионной среды или отдельных ее компонентов к поверхности металла.
2. Взаимодействие среды с металлом.
3. Полный или частичный отвод продуктов от поверхности металла (в объем жидкости, если среда жидкая).

Большинство металлов (кроме золота, серебра, платины, меди) встречаются в природе в ионном состоянии: оксиды, сульфиды, карбонаты и так далее и называются обычно рудами. Ионное состояние более выгодно, оно характеризуется меньшей внутренней энергией. Это заметно при получении металлов из руд и их коррозии. Поглощенная энергия при восстановлении металла из соединений свидетельствует о том, что свободный металл обладает более высокой энергией, чем металлическое соединение. Это приводит к тому, что металл, находящийся в контакте с коррозионно-активной средой стремится перейти в энергетически выгодное состояние с меньшим запасом энергии. Первопричиной коррозии металла является термодинамическая неустойчивость металлов в заданной среде.

## Классификация коррозионных процессов

### По типу разрушений

По типу разрушений коррозия бывает сплошной и местной.

При равномерном распределении коррозионных разрушений по всей поверхности металла коррозию называют *равномерной* или *сплошной*. Она не представляет собой опасности для конструкций и аппаратов, особенно в тех случаях, когда потери металлов не превышают технически обоснованных норм. Её последствия могут быть сравнительно легко учтены.

Если же значительная часть поверхности металла свободна от коррозии и последняя сосредоточена на отдельных участках, то ее называют *местной*. Она гораздо опаснее, хотя потери металла могут быть и небольшими. Её опасность состоит в том, что, снижая прочность отдельных участков, она резко уменьшает надёжность конструкций, сооружений, аппаратов. Местной коррозии благоприятствуют морская вода, растворы солей, в частности галогенидных: хлорид натрия, кальция, магния. Особенно большие неприятности связаны с хлоридом натрия, который разбрасывают в зимнее время на дорогах и тротуарах для удаления снега и льда. В присутствии солей они плавятся, и образующиеся растворы стекают в канализационные трубы. Соли являются активаторами коррозии и приводят к ускоренному разрушению металлов, в частности транспортных средств и подземных коммуникаций. Подсчитано, что в США применение для этой цели солей приводит к потерям на сумму 2 млрд. долларов в год в связи с коррозией двигателей и 0,5 млрд. на дополнительный ремонт дорог, подземных магистралей и мостов. Причина же использования хлорида натрия заключается в его дешевизне. В настоящее время выход лишь один – вовремя убирать снег и вывозить его на свалки. Экономически он белее чем оправдан.

*Язвенная* (в виде пятен различной величины), *точечная*, *щелевая*, *контактная*, *межкристаллическая коррозия* - наиболее часто встречающиеся в практике типы местной коррозии. Точечная - одна из наиболее опасных. Она заключается в образовании сквозных поражений, то есть точечных полостей –*питтингов*.

*Коррозионное растрескивание* возникает при одновременном воздействии на металл агрессивной среды и механических напряжений. В металле появляются трещины транскристаллитного характера, которые часто приводят к полному разрушению изделий.

## По механизму

По механизму коррозионного процесса различают два основных типа коррозии: химическую и электрохимическую. Строго отделить один вид от другого трудно, а иногда и невозможно.

Под химической коррозией подразумевают взаимодействие металлической поверхности с окружающей средой, не сопровождающееся возникновением электрохимических (электродных) процессов на границе фаз. Она основана на реакции между металлом и агрессивным реагентом. Этот вид коррозии протекает в основном равномерно по всей поверхности металла. В связи с этим химическая коррозия менее опасна, чем электрохимическая.

Примером химической коррозии служат ржавление железа и покрытие патиной бронзы. В промышленном производстве металлы нередко нагреваются до высоких температур. В таких условиях химическая коррозия ускоряется. Многие знают, что на прокатке раскаленных кусков металла образуется окалина. Это типичный продукт химической коррозии.

Установлено, что коррозии железа способствует наличие в нём серы. Античные предметы, изготовленные из железа, устойчивы к коррозии именно благодаря низкому содержанию в этом железе серы. Сера в железе обычно содержится в виде сульфидов  $\text{FeS}$  и других. В процессе коррозии сульфиды разлагаются с выделением сероводорода  $\text{H}_2\text{S}$ , который является катализатором коррозии железа.

Механизм химической коррозии сводится к реактивной диффузии атомов или ионов металла сквозь постепенно утолщающуюся пленку продуктов коррозии (например, окислы) и встречной диффузии атомов или ионов кислорода. По современным воззрениям этот процесс имеет ионно-электронный механизм, аналогичный процессам электропроводности в ионных кристаллах.

Особенно разнообразные процессы химической коррозии встречаются в различных производствах. В атмосфере водорода, метана и других углеводородов, оксида углерода (II), сероводорода, хлора, в среде кислот, а также в расплавах солей и других веществ протекают специфические реакции с вовлечением материала аппаратов и агрегатов, в которых осуществляется химический процесс. Задача специалистов при конструировании реактора – подобрать металл или сплав, который был бы наиболее устойчив к компонентам химического процесса.

Практически наиболее важным видом химической коррозии является взаимодействие металла при высоких температурах с кислородом и другими газообразными активными средами ( $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{SO}_2$ , галогены, водяные пары,  $\text{CO}$ ). Подобные процессы химической коррозии металлов при повышенных температурах носят также название *газовой коррозии*. Многие ответственные

детали инженерных конструкций сильно разрушаются от газовой коррозии (лопатки газовых турбин, сопла ракетных двигателей, элементы электронагревателей, колосники, арматура печей). Большие потери от газовой коррозии (угар металла) несет металлургическая промышленность. Стойкость против газовой коррозии повышается при введении в состав сплава различных добавок (хрома, алюминия, кремния). Добавки алюминия, бериллия и магния к меди повышают ее сопротивление газовой коррозии в окислительных средах. Для защиты железных и стальных изделий от газовой коррозии поверхность изделия покрывают алюминием (алитирование).

Под электрохимической коррозией подразумевают процесс взаимодействия металлов с электролитами в виде водных растворов, реже с неводными электролитами, например, с некоторыми органическими электропроводными соединениями или безводными расплавами солей при повышенных температурах.

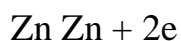
Рассмотрим схему этого процесса. Сложность его заключается в том, что на одной и той же поверхности происходят одновременно два процесса, противоположные по своему химическому смыслу: окисление металла и восстановление окислителя. Оба процесса должны протекать сопряженно, чтобы сохранялось равенство числа электронов, отдаваемых металлом и присоединяющихся к окислителю в единицу времени. Только в этом случае может наступить стационарное состояние. По такому принципу протекают, например, взаимодействие металла с кислотами:

—

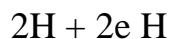


Эта суммарная реакция состоит из двух актов:

—

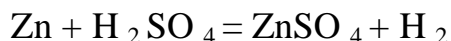


—



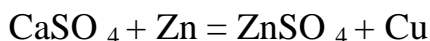
Электрохимическая коррозия часто связана с наличием в металле случайных примесей или специально введенных легирующих добавок.

Многие химики в своё время были озадачены тем, что иногда реакция



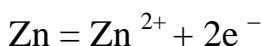
не протекает. Было выяснено, что в такой ситуации в раствор нужно добавить немного сульфата меди (II) (медного купороса). В этом случае на

поверхности цинка выделится медь

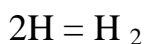
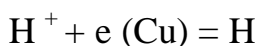


и водород начнёт бурно выделяться. При объяснении данного явления в 1830 году швейцарским химиком А. де-ля Ривом была создана первая электрохимическая теория коррозии.

В 1800 году, вскоре после открытия итальянцем Л. Гальвани электрохимического явления, его соотечественник А. Вольта сконструировал источник электрического тока – гальванический элемент, что открыло человечеству эру электричества. В одном из вариантов источник состоял из чередующихся медных и цинковых дисков, разделенных пористым материалом и пропитанных раствором соли. В зависимости от числа дисков получается ток различной силы. При осаждении на поверхности цинка металлической меди получается короткозамкнутый элемент. В нём цинк является анодом, а медь – катодом. Поскольку медь находится в контакте с цинком и оба эти металла окружены раствором электролита, гальванический элемент является “включенным”. Цинк в виде иона  $\text{Zn}^{2+}$  переходит в раствор серной кислоты, а оставшиеся от каждого атома два электрона перетекают на более электроположительный металл – медь:



К медному аноду подходят ионы водорода, принимают электроны и превращаются в атомы водорода, а затем и в молекулы водорода:



Таким образом, потоки движения ионов разделены и при избытке кислоты процесс протекает до тех пор, пока не растворится весь цинк.

Итак, процессы электрохимической коррозии протекают по законам электрохимической кинетики, когда общая реакция взаимодействия может быть разделена на следующие, в значительной степени самостоятельные, электродные процессы:

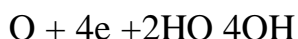
- *анодный процесс* - переход металла в раствор в виде ионов (в водных растворах, обычно гидратированных) с оставлением эквивалентного количества электронов в металле;
- *катодный процесс* - ассимиляция появившихся в металле избыточных электронов деполяризаторами.

Различают коррозию с водородной, кислородной или окислительной деполяризацией. При наличии в растворе газообразного кислорода и невозможностью протекания процесса коррозии с водородной

деполяризацией основную роль деполяризатора исполняет кислород. Коррозионные процессы, у которых катодная деполяризация осуществляется растворенным в электролите кислородом, называют процессами коррозии металлов с *кислородной деполяризацией*. Это наиболее распространенный тип коррозии металла в воде, в нейтральных и даже в слабокислых солевых растворах, в морской воде, в земле, в атмосфере воздуха.

Общая схема кислородной деполяризации сводится к восстановлению молекулярного кислорода до иона гидроксида:

—



Коррозия металла с кислородной деполяризацией в большинстве практических случаев происходит в электролитах, соприкасающихся с атмосферой, парциальное давление кислорода в которой равно 0,21 атм.

Каждый процесс с кислородной деполяризацией включает следующие последовательные стадии.

1. Растворение кислорода в электролите.
2. Транспортировка растворенного кислорода в растворе электролита (за счет диффузии или перемешивания).
3. Перенос кислорода в результате движения электролита.
4. Перенос кислорода в диффузионном слое электролита или в пленке продуктов коррозии металла к катодным участкам поверхности.
5. Ионизация кислорода:

В реальных условиях коррозии металла наиболее затрудненными стадиями процесса являются:

1. Реакция ионизации кислорода на катоде. Возникающую при этом поляризацию называют перенапряжением кислорода. Говорят, что процесс идет с кинетическим контролем.
2. Диффузия кислорода к катоду, либо перенапряжение диффузии. В этом случае, говорят, что процесс идет с диффузионным контролем.

Возможны случаи, когда обе стадии – ионизация кислорода и диффузия кислорода оказывают влияние на процесс. Тогда говорят, о кинетически-диффузионном контроле.

Сущность первой электрохимической теории состояла в том, что примеси в металлах создают микрогальванические элементы, в которых происходит перетекание электронов от анодных участков к катодным. Поскольку катодный и анодный процессы разделены на поверхности, то разделены и противоположные потоки ионов, атомов и молекул. Разделенные потоки не

мешают друг другу, и по этой причине процесс коррозии протекает быстрее, чем в случае микрогальванических элементов.

Конечно, в настоящее время теории электрохимической коррозии выглядят гораздо более совершенными. Они основаны на многочисленных экспериментальных фактах и выражены в математической форме.

Различают следующие типы электрохимической коррозии, имеющие наиболее важное практическое значение.

**1. Коррозия в электролитах.** К этому типу относятся коррозия в природных водах (морской и пресной), а также различные виды коррозии в жидких средах. В зависимости от характера среды различают:

а) *кислотную* ;

б) *щелочную* ;

в) *солевую* ;

г) *морскую коррозию*.

По условиям воздействия жидкой среды на металл этот тип коррозии также характеризуется как:

- *коррозия при полном погружении;*
- *при неполном погружении;*
- *при переменном погружении.*

Каждый из этих подтипов имеет свои характерные особенности.

**2 . Почвенная (грунтовая, подземная) коррозия** - воздействие на металл грунта, который в коррозионном отношении должен рассматриваться как своеобразный электролит. Характерной особенностью подземной электрохимической коррозии является большое различие в скорости доставки кислорода (основной деполяризатор) к поверхности подземных конструкций в разных почвах (в десятки тысяч раз). Значительную роль при коррозии в почве играет образование и функционирование макрокоррозионных пар вследствие неравномерной аэрации отдельных участков конструкции, а также наличие в земле блуждающих токов. В ряде случаев на скорость электрохимической коррозии в подземных условиях оказывает существенное влияние также развитие биологических процессов в почве.

**3. Атмосферная коррозия** - коррозия металлов в условиях атмосферы, а также любого влажного газа; наблюдается под конденсационными видимыми слоями влаги на поверхности металла (*мокрая атмосферная коррозия*) или под тончайшими невидимыми адсорбционными слоями влаги (*влажная*

*атмосферная коррозия* ). Особенностью атмосферной коррозии является сильная зависимость ее скорости и механизма от толщины слоя влаги на поверхности металла или степени увлажнения образовавшихся продуктов коррозии.

**4. Коррозия в условиях механического воздействия.** Этому типу разрушения подвергаются многочисленные инженерные сооружения, работающие как в жидких электролитах, так и в атмосферных и подземных условиях. Наиболее типичными видами подобного разрушения являются:

- *Коррозионное растрескивание* ; при этом характерно образование трещин, которые могут распространяться не только межкристалльно, но также и транскристалльно. Примером подобного разрушения является щелочная хрупкость котлов, сезонное растрескивание латуней, а также растрескивание некоторых конструкционных высокопрочных сплавов.
- *Коррозионная усталость* , вызываемая воздействием коррозионной среды и знакопеременных или пульсирующих механических напряжений. Этот вид разрушения также характеризуется образованием меж- и транскристаллитных трещин. Разрушения металлов от коррозионной усталости встречаются при эксплуатации различных инженерных конструкций (валов гребных винтов, рессор автомобилей, канатов, штанг глубинных насосов, охлаждаемых валков прокатных станов и др.).
- *Коррозионная кавитация* , являющаяся обычно следствием энергичного механического воздействия коррозионной среды на поверхность металла. Подобное коррозионно-механическое воздействие может приводить к весьма сильным местным разрушениям металлических конструкций (например, для гребных винтов морских судов). Механизм разрушения от коррозионной кавитации близок к разрушению от поверхностной коррозионной усталости.
- *Коррозионная эрозия* , вызываемая механическим истирающим воздействием другого твердого тела при наличии коррозионной среды или непосредственным истирающим действием самой коррозионной среды. Это явление иногда называют также *коррозионным истиранием* или *фреттинг-коррозией*.



## МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ

Проблема защиты металлов от коррозии возникла почти в самом начале их использования. Люди пытались защитить металлы от атмосферного воздействия с помощью жира, масел, а позднее и покрытием другими металлами и, прежде всего, легкоплавким оловом. В трудах древнегреческого историка Геродота (V век до нашей эры) уже имеется упоминание о применении олова для защиты железа от коррозии

Задачей химиков было и остается выяснение сущности явлений коррозии, разработка мер, препятствующих или замедляющих её протекание. Коррозия металлов осуществляется в соответствии с законами природы и поэтому ее нельзя полностью устранить, а можно лишь замедлить.

В зависимости от характера коррозии и условий ее протекания применяются различные методы защиты. Выбор того или иного способа определяется его эффективностью в данном конкретном случае, а также экономической целесообразностью.

### Легирование

Имеется способ уменьшения коррозии металлов, который строго нельзя отнести к защите. Этим способом является получение сплавов, которое называется *легирование*. В настоящее время создано большое число нержавеющей сталей путем присадок к железу никеля, хрома, кобальта и др. Такие стали, действительно, не покрываются ржавчиной, но их поверхностная коррозия имеет место, хотя и с малой скоростью. Оказалось, что при использовании легирующих добавок коррозионная стойкость меняется скачкообразно. Установлено правило, названное правилом Таммана, согласно которому резкое повышение устойчивости к коррозии железа наблюдается при введении легирующей добавки в количестве  $1/8$  атомной доли, то есть один атом легирующей добавки приходится на восемь атомов железа. Считается, что при таком соотношении атомов происходит их упорядоченное расположение в кристаллической решетке твердого раствора, что и затрудняет коррозию.

### Защитные пленки

Одним из наиболее распространенных способов защиты металлов от коррозии является нанесение на их поверхность *защитных пленок*: лака, краски, эмали, других металлов. Лакокрасочные покрытия наиболее доступны для широкого круга людей. Лаки и краски обладают низкой газо- и паропроницаемостью, водоотталкивающими свойствами, поэтому они препятствуют доступу к поверхности металла воды, кислорода и содержащихся в атмосфере агрессивных компонентов. Покрытие поверхности металла лакокрасочным слоем не исключает коррозию, а служит для нее лишь преградой, а значит, лишь тормозит процесс коррозии.

Именно поэтому важное значение имеет качество покрытия – толщина слоя, пористость, равномерность, проницаемость, способность набухать в воде, прочность сцепления (адгезия). Качество покрытия зависит от тщательности подготовки поверхности и способа нанесения защитного слоя. Окалина и ржавчина должны быть удалены с поверхности покрываемого металла. В противном случае они будут препятствовать хорошей адгезии покрытия с поверхностью металла. Низкое качество покрытия нередко связано с повышенной пористостью. Часто она возникает в процессе формирования защитного слоя в результате испарения растворителя и удаления продуктов отверждения и деструкции (при старении пленки). Поэтому обычно рекомендуют наносить не один толстый слой, а несколько тонких слоев покрытия. Во многих случаях увеличение толщины покрытия приводит к ослаблению адгезии защитного слоя с металлом. Большой вред наносят воздушные полости, пузыри. Они образуются при низком качестве выполнения операции нанесения покрытия.

Для снижения смачиваемости водой лакокрасочные покрытия иногда, в свою очередь, защищают восковыми составами или кремнийорганическими соединениями. Лаки и краски наиболее эффективны для защиты от атмосферной коррозии. В большинстве случаев они непригодны для защиты подземных сооружений и конструкций, так как трудно предупредить механические повреждения защитных слоев при контакте с грунтом. Опыт показывает, что срок службы лакокрасочных покрытий в этих условиях невелик. Намного практичнее оказалось применять толстослойные покрытия из каменноугольной смолы (битума).

В некоторых случаях пигменты красок выполняют также роль ингибиторов коррозии (об ингибиторах будет сказано далее). К числу таких пигментов относятся хроматы стронция, свинца и цинка ( $\text{SrCrO}_4$ ,  $\text{PbCrO}_4$ ,  $\text{ZnCrO}_4$ ).

### Грунтовки и фосфатирование

Часто под лакокрасочный слой наносят грунтовки. Пигменты, входящие в ее состав, также должны обладать ингибиторными свойствами. Проходя через слой грунтовки, вода растворяет некоторое количество пигмента и становится менее коррозионноактивной. Среди пигментов, рекомендуемых для грунтов, наиболее эффективным признан свинцовый сурик  $\text{Pb}_3\text{O}_4$ .

Вместо грунтовки иногда проводят фосфатирование поверхности металла. Для этого на чистую поверхность кистью или распылителем наносят растворы ортофосфатов железа (III), марганца (II) или цинка (II), содержащих и саму ортофосфорную кислоту  $\text{H}_3\text{PO}_4$ . В заводских условиях фосфатирование ведут при 99-97 °С в течение 30-90 минут. В образование фосфатного покрытия вносят вклад металл, растворяющийся в фосфатирующей смеси, и оставшиеся на его поверхности оксиды.

Для фосфатирования поверхности стальных изделий разработано несколько

различных препаратов. Большинство из них состоят из смеси фосфатов марганца и железа. Возможно, наиболее распространенным препаратом является “мажеф” – смесь дигидрофосфатов марганца  $Mn(H_2PO_4)_2$ , железа  $Fe(H_2PO_4)_2$  и свободной фосфорной кислоты. Название препарата состоит из первых букв компонентов смеси. По внешнему виду мажеф – это мелкокристаллический порошок белого цвета с соотношением между марганцем и железом от 10:1 до 15:1. Он состоит из 46-52%  $P_2O_5$ ; не менее 14% Mn; 0,3-3% Fe. При фосфатировании мажефом стальное изделие помещается в его раствор, нагретый примерно до ста градусов. В растворе происходит растворение с поверхности железа с выделением водорода, а на поверхности образуется плотный, прочный и малорастворимый в воде защитный слой фосфатов марганца и железа серо-черного цвета. При достижении толщины слоя определенной величины дальнейшее растворение железа прекращается. Пленка фосфатов защищает поверхность изделия от атмосферных осадков, но мало эффективна от растворов солей и даже слабых растворов кислот. Таким образом, фосфатная пленка может служить лишь грунтом для последовательного нанесения органических защитных и декоративных покрытий – лаков, красок, смол. Процесс фосфатирования длится 40-60 минут. Для его ускорения в раствор вводят 50-70 г/л нитрата цинка. В этом случае время сокращается в 10-12 раз.

### Электрохимическая защита

В производственных условиях используют также электрохимический способ – обработку изделий переменным током в растворе фосфата цинка при плотности тока  $4 \text{ А/дм}^2$  и напряжении 20 В и при температуре  $60-70^\circ \text{C}$ . Фосфатные покрытия представляют собой сетку плотносцепленных с поверхностью фосфатов металлов. Сами по себе фосфатные покрытия не обеспечивают надежной коррозионной защиты. Преимущественно их используют как основу под окраску, обеспечивающую хорошее сцепление краски с металлом. Кроме того, фосфатный слой уменьшает коррозионные разрушения при образовании царапин или других дефектов.

### Силикатные покрытия

Для защиты металлов от коррозии используют стекловидные и фарфоровые эмали, коэффициент теплового расширения которых должен быть близок к таковому для покрываемых металлов. Эмалирование осуществляют нанесением на поверхность изделий водной суспензии или сухим напудриванием. Вначале на очищенную поверхность наносят грунтовочный слой и обжигают его в печи. Далее наносят слой покровной эмали и обжиг повторяют. Наиболее распространены стекловидные эмали – прозрачные или загашенные. Их компонентами являются  $SiO_2$  (основная масса),  $B_2O_3$ ,  $Na_2O$ ,  $PbO$ . Кроме того, вводят вспомогательные материалы: окислители органических примесей, оксиды, способствующие сцеплению эмали с эмалируемой поверхностью, глушители, красители. Эмалирующий материал получают сплавлением исходных компонентов, измельчением в порошок и

добавлением 6-10% глины. Эмалевые покрытия в основном наносят на сталь, а также на чугун, медь, латунь и алюминий.

Эмали обладают высокими защитными свойствами, которые обусловлены их непроницаемостью для воды и воздуха (газов) даже при длительном контакте. Их важным качеством является высокая стойкость при повышенных температурах. К основным недостаткам эмалевых покрытий относят чувствительность к механическим и термическим ударам. При длительной эксплуатации на поверхности эмалевых покрытий может появиться сетка трещин, которая обеспечивает доступ влаги и воздуха к металлу, вследствие чего и начинается коррозия.

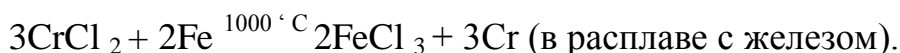
### Цементные покрытия

Для защиты чугунных и стальных водяных труб от коррозии используют цементные покрытия. Поскольку коэффициенты теплового расширения портландцемента и стали близки, то он довольно широко применяется для этих целей. Недостаток портландцементных покрытий тот же, что и эмалевых, – высокая чувствительность к механическим ударам.

### Покрытие металлами

Широко распространенным способом защиты металлов от коррозии является покрытие их слоем других металлов. Покрывающие металлы сами корродируют с малой скоростью, так как покрываются плотной оксидной пленкой. Покрывающий слой наносят различными методами:

- горячее покрытие – кратковременное погружение в ванну с расплавленным металлом;
- гальваническое покрытие – электроосаждение из водных растворов электролитов;
- металлизация – напыление;
- диффузионное покрытие – обработка порошками при повышенной температуре в специальном барабане;
- с помощью газофазной реакции, например:



Имеются и другие методы нанесения металлических покрытий. Например, разновидностью диффузионного способа является погружение изделий в расплав хлорида кальция, в котором растворены наносимые металлы.

В производстве широко используется химическое нанесение металлических покрытий на изделия. Процесс химического металлизации является

каталитическим или автокаталитическим, а катализатором является поверхность изделия. Используемый раствор содержит соединение наносимого металла и восстановитель. Поскольку катализатором является поверхность изделия, выделение металла и происходит именно на ней, а не в объеме раствора. В настоящее время разработаны методы химического покрытия металлических изделий никелем, кобальтом, железом, палладием, платиной, медью, золотом, серебром, родием, рутением и некоторыми сплавами на основе этих металлов. В качестве восстановителей используют гипофосфит и боргидрид натрия, формальдегид, гидразин. Естественно, что химическим никелированием можно наносить защитное покрытие не на любой металл.

Металлические покрытия делят на две группы:

- коррозионностойкие;
- протекторные.

Например, для покрытия сплавов на основе железа в первую группу входят никель, серебро, медь, свинец, хром. Они более электроположительны по отношению к железу, то есть в электрохимическом ряду напряжений металлов стоят правее железа. Во вторую группу входят цинк, кадмий, алюминий. Они более электроотрицательны по отношению к железу.

В повседневной жизни человек чаще всего встречается с покрытиями железа цинком и оловом. Листовое железо, покрытое цинком, называют оцинкованным железом, а покрытое оловом – белой жстью. Первое в больших количествах идет на кровли домов, а второе – на изготовление консервных банок. Впервые способ хранения пищевых продуктов в жестяных банках предложил повар Н.Ф. Аппер в 1810 году. И то, и другое железо получают, главным образом, протягиванием листа железа через расплав соответствующего металла.

Металлические покрытия защищают железо от коррозии при сохранении сплошности. При нарушении же покрывающего слоя коррозия изделия протекает даже более интенсивно, чем без покрытия. Это объясняется работой гальванического элемента железо–металл. Трещины и царапины заполняются влагой, в результате чего образуются растворы, ионные процессы в которых облегчают протекание электрохимического процесса (коррозии).

### Ингибиторы

Применение ингибиторов – один из самых эффективных способов борьбы с коррозией металлов в различных агрессивных средах. *Ингибиторы* – это вещества, способные в малых количествах замедлять протекание химических процессов или останавливать их. Название ингибитор происходит от латинского *inhibere*, что означает сдерживать, останавливать. Ещё по данным

1980 года, число известных науке ингибиторов составило более пяти тысяч. Ингибиторы дают народному хозяйству немалую экономию.

Ингибирующее воздействие на металлы, прежде всего на сталь, оказывает целый ряд неорганических и органических веществ, которые часто добавляются в среду, вызывающую коррозию. Ингибиторы имеют свойство создавать на поверхности металла очень тонкую пленку, защищающую металл от коррозии.

Ингибиторы в соответствии с Х. Фишером можно сгруппировать следующим образом.

- 1) Экранирующие, то есть покрывающие поверхность металла тонкой пленкой. Пленка образуется в результате поверхностной адсорбции. При воздействии физических ингибиторов химических реакций не происходит
- 2) Окислители (пассиваторы) типа хроматов, вызывающие образование на поверхности металла плотно прилегающего защитного слоя окисей, которые замедляют протекание анодного процесса. Эти слои не очень стойки и при определенных условиях могут подвергаться восстановлению. Эффективность пассиваторов зависит от толщины образующегося защитного слоя и его проводимости;
- 3) Катодные – повышающие перенапряжение катодного процесса. Они замедляют коррозию в растворах неокисляющих кислот. К таким ингибиторам относятся соли или окислы мышьяка и висмута.

Эффективность действия ингибиторов зависит в основном от условий среды, поэтому универсальных ингибиторов нет. Для их выбора требуется проведение исследований и испытаний.

Наиболее часто применяются следующие ингибиторы: нитрит натрия, добавляемый, например, к холодильным соляным растворам, фосфаты и силикаты натрия, бихромат натрия, различные органические амины, сульфокислоты бензила, крахмал, танин и т. п. Поскольку ингибиторы со временем расходуются, они должны добавляться в агрессивную среду периодически. Количество ингибитора, добавляемого в агрессивные среды, невелико. Например, нитрита натрия добавляют в воду в количестве 0,01 - 0,05%.

Ингибиторы подбираются в зависимости от кислого или щелочного характера среды. Например, часто применяемый в качестве ингибитора нитрит натрия может использоваться в основном в щелочной среде и перестает быть эффективным даже в слабокислых средах.

## Применение противокоррозионных защитных покрытий

Для защиты оборудования и строительных конструкций от коррозии в отечественной и зарубежной противокоррозионной технике применяется большой ассортимент различных химически стойких материалов – листовые и пленочные полимерные материалы, бипластмассы, стеклопластики, углеграфитовые, керамические и другие неметаллические химически стойкие материалы.

В настоящее время расширяется применение полимерных материалов, благодаря их ценным физико-химическим показателям, меньшему удельному весу и др.

Большой интерес для применения в противокоррозионной технике представляет новый химически стойкий материал – шлакоситалл.

Значительные запасы и дешевизна исходного сырья – металлургических шлаков – обуславливают экономическую эффективность производства и применения шлакоситалла.

Шлакоситалл по физико-механическим показателям и химической стойкости не уступает основным кислотоупорным материалам (керамике, каменному литью), широко применяемым в противокоррозионной технике.

Среди многочисленных полимерных материалов, применяемых за рубежом в противокоррозионной технике, значительное место занимают конструкционные пластмассы, а также стеклопластики, получаемые на основе различных синтетических смол и стекловолоконных наполнителей.

В настоящее время химическая промышленность выпускает значительный ассортимент материалов, обладающих высокой стойкостью к действию различных агрессивных сред. Особое место среди этих материалов занимает полиэтилен. Он инертен во многих кислотах, щелочах и растворителях, теплостоек до температуры + 700 °С и так далее.

Другими направлениями использования полиэтилена в качестве химически стойкого материала являются порошкообразное напыление и дублирование полиэтилена стеклотканью. Широкое применение полиэтиленовых покрытий объясняется тем, что они, будучи одними из самых дешевых, образуют покрытия с хорошими защитными свойствами. Покрытия легко наносятся на поверхность различными способами, в том числе пневматическим и электростатическим распылением.

Также в противокоррозионной технике особого внимания заслуживают монолитные полы на основе синтетических смол. Высокая механическая прочность, химическая стойкость, декоративный вид - все эти положительные качества делают монолитные полы чрезвычайно

перспективными.

Продукция лакокрасочной промышленности находит применение в различных отраслях промышленности и строительства в качестве химически стойких покрытий. Лакокрасочное пленочное покрытие, состоящее из последовательно наносимых на поверхность слоев грунтовки, эмали и лака, применяют для противокоррозионной защиты конструкций зданий и сооружений (ферм, ригелей, балок, колонн, стеновых панелей), а также наружных и внутренних поверхностей емкостного технологического оборудования, трубопроводов, газоходов, воздухопроводов вентиляционных систем, которые в процессе эксплуатации не подвергаются механическим воздействиям твердых частиц, входящих в состав среды.

В последнее время большое внимание уделяется получению и применению комбинированных покрытий, поскольку в ряде случаев использование традиционных методов защиты является неэкономичным. В качестве комбинированных покрытий, как правило, используется цинковое покрытие с последующей окраской. При этом цинковое покрытие играет роль грунтовки.

Перспективно применение резин на основе бутилкаучука, которые отличаются от резин на других основах повышенной химической стойкостью в кислотах и щелочах, включая концентрированную азотную и серную кислоты. Высокая химическая стойкость резин на основе бутилкаучука позволяет более широко применять их при защите химической аппаратуры.

Данные способы находят широкое применение в промышленности в силу многих своих преимуществ – уменьшения потерь материалов, увеличения толщины покрытия, наносимого за один слой, уменьшения расхода растворителей, улучшение условий производства окрасочных работ и т.д.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Металлы составляют одну из основ цивилизации на планете Земля. Их широкое внедрение в промышленное строительство и транспорт произошло на рубеже XVIII-XIX. В это время появился первый чугунный мост, спущено на воду первое судно, корпус которого был изготовлен из стали, созданы первые железные дороги. Начало практического использования человеком железа относят к IX веку до нашей эры. Именно в этот период человечество перешло из бронзового века в век железный.

В XXI веке высокие темпы развития промышленности, интенсификация производственных процессов, повышение основных технологических параметров (температура, давление, концентрация реагирующих средств и др.) предъявляют высокие требования к надежной эксплуатации технологического оборудования и строительных конструкций. Особое место в комплексе мероприятий по обеспечению бесперебойной эксплуатации



оборудования отводится надежной защите его от коррозии и применению в связи с этим высококачественных химически стойких материалов.

Необходимость осуществления мероприятий по защите от коррозии диктуется тем обстоятельством, что потери от коррозии приносят чрезвычайно большой ущерб. По имеющимся данным, около 10% ежегодной добычи металла расходуется на покрытие безвозвратных потерь вследствие коррозии и последующего распыления. Основной ущерб от коррозии металла связан не только с потерей больших количеств металла, но и с порчей или выходом из строя самих металлических конструкций, т.к. вследствие коррозии они теряют необходимую прочность, пластичность, герметичность, тепло- и электропроводность, отражательную способность и другие необходимые качества. К потерям, которые терпит народное хозяйство от коррозии, должны быть отнесены также громадные затраты на всякого рода защитные антикоррозионные мероприятия, ущерб от ухудшения качества выпускаемой продукции, выход из строя оборудования, аварий в производстве и так далее.

Защита от коррозии является одной из важнейших проблем, имеющей большое значение для народного хозяйства.

Коррозия является физико-химическим процессом, защита же от коррозии металлов – проблема химии в чистом виде.