# Федеральное агентство по образованию РФ

ГОУ ВПО «Челябинский государственный университет»

Факультет экономики отраслей бизнеса и администрирования

Кафедра отраслей и рынков

Курсовая по дисциплине:

Технология переработки нефти и газа

Тема:

Туймазинское месторождение

Выполнила:

студентка группы 21-П-304

Кузнецова С.Ю.

Проверила: Пыхова Н.В.

Челябинск-2010

Содержание:

Глава 1. Описание и характеристики Туймазинского нефтяного месторождения

Глава 2. Нефтеперереработка

2.1 Краткое описание действия установок по обессоливанию и обезвоживанию нефти

2.2 Первичная переработка — перегонка

2.3 Вторичная переработка — крекинг

2.4 Каталитический риформинг

2.5 Отложения парафина

2.6 Закачка углекислоты.

Глава 3. ГОСТ

Глава 4. Экологические проблемы

4.1 Воздух, которым мы дышим

4.2 Вода - бесценный дар природы

4.3 Почва

Вывод

**Введение**

Нефть на территории Башкирии обнаружили в XVIII веке: в 1770 году экспедицией Академии наук во главе с академиком Иваном Лепехиным был найден небольшой источник горной нефти в пяти верстах от деревни Кусяпкулово. В конце XIX века поиском нефти в этом районе занялись несколько частных предпринимателей. Однако все это были лишь единичные попытки — промышленное освоение местных нефтяных запасов началось гораздо позже, в 1930-х годах (в прошлом году республика Башкортостан торжественно отметила 75-летие своей нефтяной отрасли).

Первый нефтяной фонтан забил в 1932 году из скважины, пробуренной возле деревни Ишимбаево. Уже в 1936-м в республике был добыт первый миллион тонн нефти, а после ввода в промышленную эксплуатацию Ишимбайского и Кусяпкуловского месторождений Башкирия вышла на третье место в СССР по объемам нефтедобычи. В сентябре 1944 года началась промышленная эксплуатация Туймазинского месторождения, которое вошло в пятерку крупнейших по запасам нефти месторождений в мире, затем введены еще с десяток крупных залежей, и вскоре республика вышла в лидеры СССР по объемам нефтедобычи. Своего пикового уровня — 47,9 млн. т — добыча достигла в 1967 году, и повторить этот рекорд в последующие годы не удалось. До 1980-х годов ее удавалось поддерживать на уровне 40 млн. т в год, но затем из-за естественного истощения запасов и дороговизны разведочных работ она начала стремительно падать. Только использование новых технологий повышения нефтеотдачи пластов позволило с начала 2000-х годов зафиксировать добычу на отметке около 11 млн. т.

На сегодня, по данным башкирского территориального агентства по недропользованию, доказанные запасы нефти Туймазинское месторождение располагает запасами более 30 млн. т сырья.

В первой главе я описала Туймазинское месторождение и привела основные характеристики нефти.

Вторую главу я посвятила особенностям переработки нефти Туймазинского месторождения.

В третьей главе я привела наиболее интересные выдержки из ГОСТа и по данной классификации определила условное обозначение Туймазинской нефти.

В четвертой главе я рассказала об экологических проблемах Туймазинского района, причиной которых стала разработка находящегося по близости Туймазинского месторождения.

**Глава 1. Описание и характеристики Туймазинского нефтяного месторождения**

Туймазинское нефтяное месторождение расположено в Российской Федерации, в Башкирии, близ города Туймазы. Относится к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Открыто в 1937г., разрабатывается с 1939 г. Месторождение относится к классу крупных. Приурочено к Туймазинскому и Александровскому поднятиям, расположенным в пределах Альметьевской вершины Татарского свода. Размеры Туймазинского поднятия составляют 40 х 20 км. Осадочная толща в пределах месторождения представлена отложениями докембрийского и палеозойского возраста. Терригенные отложения развиты не повсеместно и представлены песчаниками толщиной 0-137 м.

Глубина залегания продуктивных горизонтов от 1100 до 1680 м. На месторождении выявлено 122 залежи. Основная нефтеносность связана с терригeнными девонскими отложениями, в которых открыто 54 залежи на глубинах 1690-1720 м. Общая толщина песчаных коллекторов около 70 м, пористость 17-22 %, проницаемость до 0,47 мкм2. Коллектор поровый. Залежи пластовые сводовые, преимущественно литологические экранированные, высота до 68 м. Начальные пластовые давления 17,2-18,1 Мпа. Температура 30о С. ВНК на отметках от -1485 до -1530 м.

В известняках Девоновского яруса выявлено 8 массивных залежей на глубине 1130-1100 м. Пористость коллекторов 3 % . Высота залежей до 30 м, начальное пластовое давление 14 МПа. Плотность нефтей из отложений девона 889-894 кг/м3. Содержание серы 2,7-3 %.

В известняках кизеловского горизонта выявлено 5 массивных залежей нефти на глубине 1070-1075 м. Высота залежей до 35 м. Плотность нефтей из пород каменноугольного возраста 889 –894 кг/м3 , содержание серы 2,7-3,0%.

Начальный дебит скважин 5 – 250 т/сут, но ежегодно он снижается на 5–10%.

Содержание парафина от 3,7 до 5,5%.

Основная масса извлекаемых запасов была добыта за 20 лет. Плановая добыча нефти составляет 900тыс. тонн в год.

**Глава 2. Нефтеперереработка**

Нефтепереработка - крупнотоннажное производство, основанное на превращениях нефти, ее фракций и нефтяных газов в товарные нефтепродукты и сырье для нефтехимии и основного органического синтеза. Это производство представляет собой совокупность осуществляемых на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) физических и химико-технологических процессов и операций, включающую подготовку сырья, его первичную и вторичную переработку.

Нефтехимия - область химии, изучающая состав, свойства и химические превращения компонентов нефти и природного газа, а также процессы их переработки. Главная задача нефтехимии -изучение и разработка методов и процессов переработки компонентов нефти и природного газа, главным образом углеводородов, в крупнотоннажные органические продукты, используемые преимущественно в качестве сырья для последующего выпуска на их основе товарных хим. продуктов с определенными потребительскими свойствами. Для достижения этой цели нефтехимия изучает свойства углеводородов нефти, исследует состав, строение и превращения смесей углеводородов, содержащихся в нефти, а также образующихся при переработке нефти и природного газа.

Основной органический синтез (тяжелый органический синтез) - промышленное многотоннажное производство органических вещесв. Важнейшей задачей основного органического синтеза является разработка и освоение прогрессивных и наиболее экономичных ресурсо- и энергосберегающих малоотходных технологий, безопасных для человека и окружающей среды.

Перед переработкой нефть подвергают специальной подготовке сначала на нефтепромыслах, а затем непосредственно на НПЗ, где ее освобождают от пластовой воды, минеральных солей и механических примесей, (т.е. Обезвоживание и обессоливание нефти) и стабилизируют, отгоняя главным образом пропан-бутановую, а иногда частично и пентановую углеводородные фракции. Первичная переработка нефти заключается в разделении ее на фракции, различающиеся пределами выкипания, с помощью первичной (в основном) или вторичной атмосферной и вакуумной перегонки (Дистилляция нефти). Такая переработка позволяет выделять из нефти только изначально присутствующие в ней вещества. Ассортимент, выход и качество вырабатываемых продуктов полностью определяются химическим составом сырья.

Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой соответственно чистые нефть и газ. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента).

Пластовая вода - это сильно минерализованная среда с содержанием солей до 300 г/л. Содержание пластовой воды в нефти может достигать 80%. Минеральная вода вызывает повышенное коррозионное разрушение труб, резервуаров; твердые частицы, поступающие с потоком нефти из скважины, вызывают износ трубопроводов и оборудования. Попутный (нефтяной) газ используется как сырье и топливо.

Технически и экономически целесообразно нефть перед подачей в магистральный нефтепровод подвергать специальной подготовке с целью ее обессоливания, обезвоживания, дегазации, удаления твердых частиц.

**2.1 Краткое описание действия установок по обессоливанию и обезвоживанию нефти**

В настоящее время на заводы поступают нефти, содержащие до 2% пластовой воды, а, следовательно, 3—5 г/л хлористых солей (хлоридов). Для полного удаления солей вся нефть подвергается обессоливанию на специальных электрообессоливающих установках (ЭЛОУ). С этой целью нефть интенсивно смешивается с пресной водой в смесителях, а образовавшаяся эмульсия воды в нефти разрушается и расслаивается в электродегидраторах. Наиболее быстрое и полное разрушение нефтяных эмульсий достигается при их подогреве с применением эффективных реагентов — деэмульгаторов. Расход деэмульгаторов составляет 20—100 г на 1 то нефти.

Обессоливание начинают с того, что нефть смешивают с промывной водой, деэмульгаторами, щелочью (если в сырой нефти есть кислоты). Затем смесь нагревают до 80-120°С и подают в электродегидратор. Здесь под воздействием электрического поля и температуры солёная вода отделяется от нефти. Требования к процессу обессоливания жесткие - в нефти должно остаться не более 3-4 мг/л солей и около 0,1% воды.

Сырьевой насос подает нефть в смеситель, где происходит активное вихревое смешивание нефти с пресной водой, добавляемой в количестве 5 % по отношению к нефти. Пресная вода активно растворяет соли, выводя ее из нефти. Водонефтяная эмульсия поступает затем в электродегидратор - аппарат по обезвоживанию нефти. В этом аппарате происходит выделение воды из смеси и получение обессоленной нефти. Затем эти операции повторяются во второй ступени технологического процесса.

Принципиальная схема электрообессоливающей установки (позиции со штрихом - оборудование 2-й ступени):

1, 1'-электродегидраторы; 2-подвесные изоляторы; 3, 3'-высоковольтные трансформаторы; 4, 7-коллекторы обессоленной нефти и дренажной воды; 5-электроды; 6 - распредели гель ввода сырья; 8, 8'- смесители; 9, 9'-клапаны автоматич. отвода дренажной воды; 10, 10'-теплообменники; 11, 12-отстойник и промежут. емкость дренажной воды; 13, 15-насосы сырья и пресной воды; 14, 14'- насосы дренажной воды.

**2.2 Первичная переработка — перегонка**

Жидкие углеводороды нефти имеют различную температуру кипения. На этом свойстве основана перегонка. При нагреве в ректификационной колонне до 350°C из нефти последовательно с ростом температуры выделяются различные фракции. Нефть на первых НПЗ перегоняли на следующие фракции: прямогонный бензин (он выкипает в интервале температур 28-180°С), реактивное топливо (180—240°С) и дизельное топливо (240—350°С). Остатком перегонки нефти был мазут. До конца XIX века его выбрасывали, как отходы производства. Для перегонки нефти обычно используют пять ректификационных колонн, в которых последовательно выделяются различные нефтепродукты. Выход бензина при первичной перегонке нефти незначителен, поэтому проводится её вторичная переработка для получения большего объёма автомобильного топлива.

**2.3 Вторичная переработка — крекинг**

Вторичная переработка нефти проводится путём термического или химического каталитического расщепления продуктов первичной нефтеперегонки для получения большего количества бензиновых фракций, а также сырья для последующего получения ароматических углеводородов — бензола, толуола и других. Одна из самых распространенных технологий этого цикла — крекинг (англ. cracking — расщепление).

В 1891 году инженеры В.Г. Шухов и С.П. Гаврилов предложили первую в мире промышленную установку для непрерывной реализации термического крекинг-процесса: трубчатый реактор непрерывного действия, где по трубам осуществляется принудительная циркуляция мазута или другого тяжелого нефтяного сырья, а в межтрубное пространство подаются нагретые топочные газы. Выход светлых составляющих при крекинг-процессе, из которых затем можно приготовить бензин, керосин, дизельное топливо составляет от 40-45 до 55-60%. Крекинг-процесс позволяет производить из мазута компоненты для производства смазочных масел.

Каталитический крекинг был открыт в 30-е годы XX века. Катализатор отбирает из сырья и сорбирует на себе, прежде всего те молекулы, которые способны достаточно легко дегидрироваться (отдавать водород). Образующиеся при этом непредельные углеводороды, обладая повышенной адсорбционной способностью, вступают в связь с активными центрами катализатора. Происходит полимеризация углеводородов, появляются смолы и кокс. Высвобождающийся водород принимает активное участие в реакциях гидрокрекинга, изомеризации и др. Продукт крекинга обогащается легкими высококачественными углеводородами и в результате получается широкая бензиновая фракция и фракции дизельного топлива, относящиеся к светлым нефтепродуктам. В итоге получаются углеводородные газы (20%), бензиновая фракция (50%), дизельная фракция (20%), тяжелый газойль и кокс.

**2.4 Каталитический риформинг**

Каталитический риформинг — это процесс обогащения бензиновых фракций нефти ароматическими и другими циклическими углеводородами.

Ароматическими углеводородами (аренами) называются вещества, в молекулах которых содержится одно или несколько бензольных колец — циклических групп атомов углерода с особым характером связей.

Понятие “бензольное кольцо” требует расшифровки. Для этого необходимо рассмотреть строение молекулы бензола. Первая структура бензола была предложена в 1865г. немецким ученым А. Кекуле:

Он проводится в присутствии катализаторов из платины

(Платина исп. Platina) — 78 элемент периодической таблицы, атомная масса 195,08; благородный металл серо-стального цвета) или платины и рения

(Рений — химический элемент с атомным номером 75 в Периодической системе химических элементов Д.И. Менделеева, обозначается символом Re (лат. Rhenium). При стандартных условиях представляет собой плотный, серебристо-белый металл).

При каталитическом риформинге бензинов из алканов образуются ароматические соединения.

АЛКАНЫ И ЦИКЛОАЛКАНЫ — углеводороды, в которых все атомы углерода соединены друг с другом и с атомами водорода простыми (одинарными) связями. Алканы(синонимы — предельные углеводороды, насыщенные углеводороды, парафины) — углеводороды с общей формулой CnH2n+2, где n — число атомов углерода. Такую же формулу имеет и всем знакомый полиэтилен, только величина n у него очень велика и может достигать десятков тысяч. Кроме того, полиэтилен содержит молекулы разной длины. В циклоалканах атомы углерода образуют замкнутую цепь; если цикл один, формула циклоалкана CnH2n.)

Циклоалканы превращаются в ароматические соединения, подвергаются гидрированию, изомеризации.

Гидрогенизация (гидрирование) — реакция присоединения водорода по кратной связи, обычно в присутствии катализаторов.

Процесс изомеризация направлен на получение высокооктановых компонентов товарного бензина из низкооктановых фракций нефти путем структурного изменения углеродного скелета. Источником детонации в ДВС является образование свободных радикалов по цепному механизму. Нормальные неразветвленные алканы при горении образуют наиболее активные первичные радикалы, чем вторичные или третичные радикалы при горении разветвленных алканов с изостроением. Поэтому чем разветвление молекула, тем выше её детонационная стойкость, октановое число**.**

Октан (н-октан) — Органическое соединение клаccа алканов .

Алка́ны (насыщенные углеводороды, парафины, алифатические соединения) — ациклические углеводороды линейного или разветвлённого строения, содержащие только простые связи и образующие гомологический ряд с общей формулой CnH2n+2.

Алканыявляются насыщенными углеводородами и содержат максимально возможное число атомов водорода. Каждый атом углерода в молекулах алканов находится в состоянии sp³-гибридизации — все 4 гибридные орбитали атома С равны по форме и энергии, 4 электронных облака направлены в вершины тетраэдра под углами 109°28'. За счёт одинарных связей между атомами С возможно свободное вращение вокруг углеродной связи. Тип углеродной связи — σ-связи, связи малополярны и плохо поляризуемы. Длина углеродной связи — 0,154 нм.

Окта́новое число́ — показатель, характеризующий детонационную стойкость топлива для двигателей внутреннего сгорания

Двигатель внутреннего сгорания (сокращённо ДВС) — это тип двигателя, тепловая машина, в которой химическая энергия топлива (обычно применяется жидкое или газообразное углеводородное топливо), сгорающего в рабочей зоне, преобразуется в механическую работу.

Поршневые двигатели — камерой сгорания является цилиндр, где химическая энергия топлива превращается в механическую энергию, которая из возвратно-поступательного движения поршня превращается во вращательную с помощью кривошипно-шатунного механизма.

Бензиновые — смесь топлива с воздухом готовится в карбюраторе и далее во впускном коллекторе, или во впускном коллекторе при помощи распыляющих форсунок (механических или электрических), далее смесь подаётся в цилиндр, сжимается, а затем поджигается при помощи искры, проскакивающей между электродами свечи.

Основная характерная особенность топливо-воздушной смеси в этом случае - её гомогенизированность. Чем более однородной по составу является смесь, тем более качественно идёт процесс сгорания. Также существует способ смесеобразования путем непосредственного впрыска бензина в цилиндр при помощи распыляющих форсунок. Смесь в этом случае готовится непосредственно в цилиндре и не является гомогенизированной.

Ароматические углеводороды теряют при риформинге боковые заместители, и поэтому они предпочтительней для производства современного высокооктанового бензина. При проведении данного процесса чаще всего используются парафиновые фракции прямой перегонки нефти. Главной задачей каталитического риформинга является превращение низкооктановых бензиновых компонентов в более высокооктановые. Для осуществления процесса риформинга разработаны специализированные установки с неподвижным слоем. В ряде установок используется один реактор. Их минус состоит в том, что реактор приходится останавливать на несколько суток для регенерации катализатора. В тех установках, где используются несколько реакторов одновременно, процесс может протекать непрерывно. Большинство богатых водородом газов, выделяющихся в этих установках, используются при гидрокрекинге.

Продукты риформинга нефтепродуктов используются для получения топливного бензина.

Так же как и в процессе крекинга, риформинг бывает ещё и термическим.

Основными целями риформинга являются:

повышение октанового числа бензинов с целью получения неэтилированного высокооктанового бензина

получение ароматических углеводородов (аренов).

**2.5 Отложения парафина**

Часто встречающимся осложнением при работе фонтанных скважин является выпадение из нефти парафина, солей, вынос песка, прорывы газа.

По содержанию парафина нефти принято делить на три класса:

1 – беспарафинистая (содержит менее 1% парафина по массе);

2 – слабопарафинистая (содержит 1-2% парафина по массе);

3 – парафинистая (содержит более 2% парафина по массе).

Безводная девонская нефть Туймазинского нефтяного месторождения, например, содержит от 3,7 до 5,5% парафина.

Добыча нефти при наличии в ней парафина осложняется выпадением парафиновых отложнений в трубах, затрубном пространстве, в выкидных линиях, в резервуарах.

Парафиновые отложения состоит из парафина, нефти, смолистых компонентов нефти, а также воды, твердых частиц, глины и песка.

Парафиновые отложения нарушают нормальную работу скважин: их приходится останавливать на ремонт, что приводит к потере добычи нефти. Начало отложения парафина отмечается на глубине 800-900 м. Наибольшие отложения наблюдаются примерно на глубине 100-200 м. Рассмотрим некоторые факторы, влияющие на выпадение парафина из нефти.

В пластовых условиях парафин обычно находится в растворенном состоянии. При снижении давления и температуры нарушается первоначальное физико-химическое равновесие. В результате начинает выделяться из раствора парафин в виде мельчайших кристаллов, которые сначала находятся в нефти во взвешенном состоянии, а впоследствии осаждаются на твердых поверхностях оборудования.

Выпадению парафина способствует снижение температуры в лифте. Температура начала кристаллизации парафина для месторождений Татарии и Башкирии находится в пределах 15…35 градусов С.

Снижение температуры в лифтовых трубах происходит в связи с выделением газа из нефти, которое обусловлено в свою очередь снижением давления по мере перемещения частиц газа в нефти от забоя скважины к устью, а также при снижении устьевого давления. Опишем метод борьбы с парафином, в основу которого положено свойство парафина прилипать только к шероховатым поверхностям. Ученые С.Ф. Люшин и В.А. Рассказов установили, что на гладких поверхностях отложение парафина не наблюдается. Группой ученых объединения «Башнефть» и НГДУ «Туймазанефть», институтов «УралНИТИ» и «ОФ ВНИИКанефтегаз» были разработаны рецептуры материалов и созданы установки для их нанесения на внутреннюю поверхность насосно-компрессорных труб. Были испытаны поверхности, выполненные из стекла, эмали, эпоксидной смелы. Свойство покрытий различны: стекло температуростойко, кислотоупорно, но хрупко. Вследствие больших нагрузок, действующих на насосно-компрессорные трубы в скважине и разных величин деформаций металла и стекла, стекло отделяется от труб, осыпается, образуя стеклянные пробки.

Эмаль более прочна, чем стекло, стойка к агрессивным жидкостям, но также разрушается при механическом воздействии.

Следует сказать, что процесс нанесения стекла и эмали требует нагрева трубы до 700оС и выше, что вызывает изменения в структуре металла и ведет к снижению прочности.

Эпоксидная смола является упругим материалом, наносится при температуре +100оС, процесс нанесения может быть осуществлен в условиях промысловых мастерских. При высоком качестве подготовки поверхности и соответствующем подборе материалов покрытие долговечно и надежно, противостоит парафинообразованию.

**2.6 Закачка углекислоты**

Углекислый газ СО2, закачиваемый в пласт в жидком виде, смешиваясь в нефтью, уменьшает ее вязкость, увеличивает подвижность, снижает поверхностное натяжение на границе «нефть-порода» Жидкая углекислота экстрагирует из нефти легкие фракции, создавая активно-действующий на породу вал из смеси СО2, и углеводородов и способствующий лучшему отмыванию нефти из пласта. Установлено и химическое взаимодействие СО с породой, ведущее к увеличению ее проницаемости.

По данным БашНИПИнефть нефтеотдача заметно увеличивается после применения СО концентрацией 4…5% (по массе).

Свойства СО2,: бесцветный газ, относительная плотность 1,529 кг/куб.м., критическая температура 31,1 СО2; критическое давление 7,29 Мпа; плотность 468 кг/куб/м; при Т=20оС Р = 5,85 Мпа превращается в бесцветную жидкость с плотностью 770 кг/куб.м. Хорошо растворяется в воде и нефти, снижая ее вязкость на 10…500%.

В настоящее время реализовано несколько технологических схем закачки углекислоты в пласт. Вот несколько из них: закачка карбонизированной воды, закачка углекислого газа, создание оторочки из СО с последующим вытеснением водой, углеводородами или их смесью.

По данным исследований нефтеотдача при применении углекислоты значительно возрастает при увеличении оторочки до 10% порового объема пласта.

Источниками СО2 являются обработанные газы тепловых установок (11…13%) побочная продукция химических производств (до 99%), месторождения нефтяных газов (до 20%).

Закачка СО2 впервые была осуществлена на Александровской площади Туймазинского месторождения в 1967 г. На 1.01.1975 г. в пласт было закачено 252,5 тыс. куб.м. карбонизированной воды с концентрацией СО2 – 1,7%. Израсходовано 4,1 тыс.т. углекислоты. Установлено увеличение охвата пласта заводнением по мощности на 30%, приемистость нагнетательных увеличивается на 10…40%.

Возврат углекислоты в виде добытой жидкости составил 238,8 т (5,7% от закачанной в пласт).

**Глава 3. Государственный стандарт Российской Федерации. Нефть**

Общие технические условия

Дата введения 2002-07-01

1. Область применения

Настоящий стандарт распространяется на нефти, подготовленные нефтегазодобывающими и газодобывающими предприятиями к транспортированию по магистральным нефтепроводам, наливным транспортом для поставки потребителям Российской Федерации и на экспорт.

В настоящем стандарте применяют следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 сырая нефть: Жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битумов и кокса.

3.2 товарная нефть (нефть): Нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.

4. Классификация и условное обозначение нефтей

4.1 По физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на классы, типы, группы, виды.

4.2 В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы 1-4 (таблица 1).

Таблица 1

Классы нефти

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Класс нефти | Наименование | Массовая доля серы, % | Метод испытания |
| 1 | Малосернистая | До 0,60 включ. |  |
| 2 | Сернистая | От 0,61 1,80 | По ГОСТ 1437 и 9.2 |
| 3 | Высокосернистая | 1,81 3,50 | настоящего стандарта |
| 4 | Особо высокосернистая | Св. 3,50 |  |
| 4 | Особо высокосернистая | Св. 3,50 |  |

4.3 По плотности, а при поставке на экспорт - дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина нефть подразделяют на пять типов (таблица 2):

0 - особо легкая;

1 - легкая;

2 - средняя;

3 - тяжелая;

4 - битуминозная.

Таблица 2

Типы нефти

|  |  |
| --- | --- |
|  | Норма для нефти типа |
| Наименование параметра | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | Метод испытания |
| 1. Плотность, кг/м3, при температуре: |  |  |  |  |  | По ГОСТ 3900 и 9.3 настоящего стандарта |
| 20 °С | Не более 830,0 | 830,1-850,0 | 850,1-870,0 | 870,1-895,0 | Более 895,0 | По ГОСТ Р 51069 и 9.3 |
| 15 °С | Не более 834,5 | 834,6-854,4 | 854,5-874,4 | 874,5-899,3 | Более 899,3 | настоящего стандарта |
| 2. Выход фракций, %, не менее, до температуры: |  |  |  |  |  | По ГОСТ 2177 и 9.4 настоящего стандарта |
| 200 °С | 30 | 27 | 21 | - | - |  |
| 300 °С | 52 | 47 | 42 | - | - |  |
| 350 °С | 62 | 57 | 53 | - | - |  |
| 3. Массовая доля парафина, %, не более | 6,0 | 6,0 | 6,0 | - | - | По ГОСТ 11851 |

Примечания

1. Определение плотности при 20 °С обязательно до 1 января 2004 г., определение плотности при 15 °С обязательно с 1 января 2004 г.

2. Если по одному из показателей (плотности или выходу фракций) нефть относится к типу с меньшим номером, а по другому - к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.

4.4 По степени подготовки нефть подразделяют на группы 1-3 (таблица 3).

Таблица 3

Группы нефти

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование показателя | Норма для нефти группы | Метод испытания |
|  | 1 | 2 | 3 |  |
| 1. Массовая доля воды, %, не более | 0,5 | 0,5 | 1,0 | По ГОСТ 2477 и 9.5 настоящего стандарта |
| 2. Концентрация хлористых солей, мг/дм3, не более | 100 | 300 | 900 | По ГОСТ 21534 и 9.6 настоящего стандарта |
| 3. Массовая доля механических примесей, %, не более | 0,05 | По ГОСТ 6370 |
| 4. Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более | 66,7(500) | 66,7(500)  | 66,7(500)  | По ГОСТ 1756 и 9.8 настоящего стандарта |
| 5. Содержание хлорорганических соединений, млн.-1 (ррт) | Не нормируется. | Приложение А [6] |

Определение обязательно

Примечание - Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому - к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.

4.5 По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на виды 1-3 (таблица 4).

Таблица 4

Виды нефти

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование показателя | Норма для нефти вида | Метод испытания |
|  | 1 | 2 | 3 |  |
| 1. Массовая доля сероводорода, млн.-1 (ррт), не более | 20 | 50 | 100 |  |
| 2. Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн.-1 (ррт), не более | 40 | 60 | 100 | По ГОСТ Р 50802 и 9.9 настоящего стандарта |

Примечания

1 Нормы по показателям таблицы 4 являются факультативными до 1 января 2004 г. Определение обязательно для набора данных.

2 Нефть с нормой «менее 20 млн.-1» по показателю 1 таблицы считают не содержащей сероводород.

4.6 Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При поставке нефти на экспорт к обозначению типа добавляется индекс «э». Структура условного обозначения нефти:

7. Требования охраны окружающей среды

7.1 При хранении, транспортировании нефти и приемосдаточных операциях должны быть приняты меры, исключающие или снижающие до уровня не более предельно допустимого содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны и обеспечивающие выполнение требований охраны окружающей среды.

Средства предотвращения выбросов должны обеспечивать показатели качества воздуха рабочей зоны и атмосферного воздуха в условиях максимального выброса, соответствующие гигиеническим и экологическим нормативам качества атмосферного воздуха, предельно допустимым уровням физических воздействий, техническим нормативам выброса и предельно допустимым (критическим) нагрузкам на атмосферный воздух. Допустимые выбросы нефтяных паров в атмосферу устанавливают по ГОСТ 17.2.3.02.

7.2 Загрязнение нефтью водных акваторий в результате аварий устраняют локализацией разливов, сбором разлитой нефти или другими методами.

7.3 Предельно допустимая концентрация нефти в воде объектов культурно-бытового пользования и хозяйственно-питьевого назначения для нефти классов 3, 4 - не более 0,1 мг/дм3, для нефти классов 1, 2 - не более 0,3 мг/дм3; водных объектов рыбохозяйственного назначения - не более 0,05 мг/дм3 по СанПиН 2.1.5.980.

7.4 Загрязнение почвы разлитой нефтью ликвидируют сбором нефти с последующей рекультивацией почвы или другими методами очистки. Остаточное содержание нефти в почве после ликвидации загрязнения и проведения рекультивационных работ установлено в нормативных и технических документах, принятых в установленном порядке.

По данному ГОСТУ определим классификацию Туймазинской нефти.

Химический состав (об. %) попутных газов различных месторождений

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | СН4 | С2Н6 | С3Н8 | С4Н10 | С5Н12 + высшие | CО2 | Н2S | N2 + редкие |
| Туймазинское | 42,0 | 21,0 | 18,4 | 6,8 | 4,6 | 0,1 | — | 7,1 |

Физико-химические свойства нефтей

|  |  |
| --- | --- |
| Нефть | Туймазинская |
| Плотность | 0,8560 |
| Вязкость при 20 С, сСт | 11,9 |
| Температура, С | Застывания (с об-работкой) | -29 |
| Вспышки (в закры-том тигле) | -20 |
| Давление насыщенных паров при 380С, мм рт.ст | - |
| Парафин | Содержа-ние,% | 4,1 |
| Температура плавле-ния, 0С | 53 |
| Содержание % | серы | 1,44 |
| азота | 0,14 |
| Смол сернокислотных | 39 |
| Асфальте нов | 3,4 |
| Коксуемость % | 4,4 |
| Зольность,% | 0,005 |
| Выход фракций, % | До 200 С | 26,4 |
| До 350 С | 53,4 |

Характеристика бензиновых фракций

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Нефть | Прямогонный бензин (нк- 800С) | Сырье каталитического риформинга (85-1800С) |
| Плот-ность | Углеводородный состав, % |
| Содер-жание серы, % | Октановое число | арены | Цикло-алканы | алканы |
| Туймазинская | 0,026 | 44,6 | 0,7490 | 13,8 | 24 | 62,2 |

Получаем,что условное обозначение Туймазинская нефть принадлежит к «ГОСТ-2.2.3.3.2».

нефтедобыча нефтепродукт крекинг риформинг

**Глава 4. Экологические проблемы**

На всех стадиях своего развития человек был тесно связан с окружающим миром. Но с тех пор как появилось высокоиндустриальное общество, опасное вмешательство человека в природу резко усилилось, расширился объём этого вмешательства, оно стало многообразнее и сейчас грозит стать глобальной опасностью для человечества. Расход невозобновимых видов сырья повышается, все больше пахотных земель выбывает из экономики, так как на них строятся города и заводы. Человеку приходится все больше вмешиваться в хозяйство биосферы - той части нашей планеты, в которой существует жизнь. Биосфера Земли в настоящее время подвергается нарастающему антропогенному воздействию. Туймазинское месторождение находится близ города Туймазы. Хочу рассказать о влиянии его на экологию Туймазинсконо района.

**4.1 Воздух, которым мы дышим**

По Туймазинскому району зарегистрировано 139 предприятий и организаций, оказывающих негативное влияние на воздушный бассейн района. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от всех источников загрязнения составляют около 25 тысяч тонн в год (отчеты Туймазинского территориального управления по охране окружающей среды за 2004). Результаты многолетних исследований ученных показали, что район испытывает высокую техногенную нагрузку, особенно в пределах месторождений нефти, разрабатываемых нефтяниками «Туймазынефть» (Территория Туймазинского района). Это обусловлено большой плотностью скважин, промысловых и магистральных нефтепроводов. Все еще существует проблема утилизации попутных газов. В недрах нефть включает в свой состав не только жидкие и твердые, но и газообразные углеводороды, которые улетучиваются при извлечении нефти на земную поверхность. Начиная с 1993 года удалось снизить объемы выбросов за счет внедрения системы электронного поджига газов на ОАО «Туймазытехуглерод», снижения объема добычи нефти и попутного газа, падения производства на предприятиях и проведения природоохранных мероприятий. Доля выбросов от факелов в общем объеме загрязнения со стороны нефтегазового комплекса составляет всего около 5%. Наибольший «вклад» в загрязнение атмосферы района углеводородами и другими вредными веществами вносят резервуары, емкости и колонны, где хранятся нефть и нефтепродукты. Основными загрязнителями воздуха города Туймазы являются ОАО «Туймазытехуглерод», ОАО «Башмедстекло», газоперерабатывающий завод, (отчеты Туймазинского территориального управления МПР РБ). Два крупных предприятия ОАО «Туймазытехуглерод» и Туймазинский газоперерабатывающий завод построены без учета господствующих ветров.

**4.2 Вода - бесценный дар природы**

Считается, что загрязнение вод менее опасно, чем загрязнение атмосферы, так как вода для питья очищается на водозаборных станциях и, кроме того, значительная часть населения дополнительно пользуется бытовыми фильтрами. Однако, в Туймазинском районе загрязнение вод считается серьезной проблемой. Наибольший вклад в загрязнение водных объектов района вносят нефтяники. Важным мероприятием, проводимым во время нефтедобычи, является нагнетание соленой воды в нефтеносные пласты, так называемое заводнение. Как известно, первая в Советском Союзе система заводнения большого промышленного масштаба была осуществлена именно в Туймазинском месторождении. При закачке вод под высоким давлением они могут просачиваться в верхние пресноводные горизонты. Это очень часто, как уже отмечалось, приводит к интенсивному загрязнению вплоть до полной непригодности для питья как подземных, так и поверхностных вод. Воды рек, родников и колодцев претерпели значительные изменения в химическом составе, в некоторых пунктах в течение многих лет засоленность выше предельных допустимых норм для питьевой воды. По сведениям управления по охране окружающей среды г. Туймазы ежегодно в водные ресурсы района выбрасывается около 19 тысяч тонн загрязняющих веществ.

**4.3 Почва**

Одной из неразрешенных проблем является экология почв, в связи с их загрязнением, эрозией и деградацией. В Туймазинском районе наиболее опасным остается нефтяное загрязнение, хотя в последние годы это случается редко. Нефть обволакивает почвенные частицы, из-за чего почва не смачивается водой, гибнет растительность. При большой дозе и длительном сроке загрязнения в почве происходят необратимые изменения, и такие почвы приходят в полнейшую непригодность.

Особенно сильное загрязнение нефтепродуктами происходит на территории обваловки площадок буровых и действующих скважин площадью 0,25 га. Большую опасность для окружающей среды, почв и грунтовых вод представляют амбары - места сбора нефтепродуктов. В этом случае загрязнение происходит в результате фильтрации через дно и стенки амбаров. Значительное засоление почвенного профиля происходит как в глубину до 5 м, так и на расстоянии до 0,5 км. Значительную опасность также представляет наличие большого количества карстовых воронок, в которых аккумулируется основное количество всех стоков с водосборов. Они по карстовым пещерам и подземным руслам распространяются вглубь и вширь, охватывая новые пространства.

Загрязняющие вещества, выбрасываемые в атмосферу трубами промышленных предприятий, могут распространяться в направлении господствующих ветров на 50 км, но их основная масса оседает на почвы в пределах 8 - 10 км. При загрязнении почвы происходит накопление в ней или на её поверхности химических веществ, представляющих опасность для живых организмов.

**Вывод**

Вот уже более 70 лет Туймазинское месторождение находится в разработке, Туймазинское месторождение является первым крупным по своим запасам и размерам , открытым в нашей стране, и первенец передовой отечественной технологии нефтедобычи и эталоном, по которому могут ровняется другие месторождения на поздней стадии разработки. Туймазинское месторождение стало испытательным полигоном для многих разработок ученых и инженеров всей отрасли. Именно здесь в декабре 1948 года на месторождении впервые в истории страны было осуществлено законтурное заводнение пластов. На Туймазинском месторождении вообще впервые в мировой практике осуществлялась разработка с поддержанием пластового давления сочетанием законтурного, приконтурного, внутриконтурного и очагового заводнения пластов. Благодаря этому основная масса извлекаемых запасов была добыта за 20 лет. Из девонских пластов отобрано нефти в два раза больше, чем удалось бы извлечь обычными способами без закачки воды.

**Список литературы:**

Использовались ссылки с Интернета:

http://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=37203

http://psgendal.narod.ru/sokol/book.htm#ВУНП

http://www.neftelib.ru/neft-slovar-list/t/889/index.shtml

http://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/204195

http://chemanalytica.com/book/novyy\_spravochnik\_khimika\_i\_tekhnologa/05\_syre\_i\_produkty\_promyshlennosti\_organicheskikh\_i\_neorganicheskikh\_veshchestv\_chast\_I/5945

http://www.xumuk.ru/encyklopedia/2/2861.html

http://www.edudic.ru/

http://www.potram.ru/index.php?page=27

http://www.ngfr.ru/ngd.html?neft18

http://es-net.ru/all/\_save\_sites\_/www.xumuk.ru/encyklopedia/2/2983.html

Государственный стандарт Российской Федерации