**Пожарная безопасность технологии производств добычи, хранения, переработки нефти и нефтепродуктов**

**Пожарная опасность нефти и природных газов нефтегазовых месторождений.**

Нефть является сырьем для производства самых разнообразных химических продуктов. К таким продуктам относятся: бензины, керосины, дизельные топлива, масла, мазуты. А также синтетические спирты, ароматические углеводороды, различные моющие средства, растворители и т.д.

**Нефть.** Нефть представляет собой смесь углеводородов с различными группами структурных соединений. В ее состав входят сернистые, азотистые и кислородсодержащие углеводороды, предельные, непредельные и циклические углеводороды.

По фракционной перегонке нефть разделяют на фракции, отличающиеся по температурам кипения.

Начало кипения нефти около 20о С, но встречаются и более тяжелые нефти с температурой начала кипения 100о С и более. Плотность нефти находится в пределах 730-1040 кг/м3.

В зависимости от месторождения изменяется состав нефти, что влияет на фракционный состав (температура начала и конца кипения) и плотность.

Относительная плотность по воздуху составляет от 0,56 до 1,01. Диэлектрическая постоянная 2-2,5. Удельное электрическое сопротивление 5·108-3·1016 Ом·м. Коэффициент температуропроводности составляет 0,069·103-0,086·103 м2/с. Удельная теплоемкость порядка 2,1 КДж/кг·К. Коэффициент теплопроводности порядка 0,139 Вт/м·К. Теплота сгорания 43514-6024 кДж/кг. В воде нефть практически нерастворима.

Это основные физические характеристики нефти.

А вот химические свойства нефти зависят от ее состава. Ей присущи свойства предельных и непредельных углеводородов, ароматических и кислородсодержащих соединений и т.д.

В последние годы в общем объеме добычи нефти возрастает доля тяжелых высоковязких нефтей.

Содержание в таких нефтях асфальтенов, смол, парафинов, серы в процентном соотношении следующие:

* асфальтенов от 5,5 до 23,7 %;
* смол от 18,5 до 40,0 %;
* парафинов ≈ 0,8 %;
* серы от 2,0 до 3,5 %.

Система оценки пожарной опасности веществ и материалов регламентирована ГОСТ 12.1.044-89. ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

В соответствие с этим стандартом нефть относится к легковоспламеняющимся жидкостям с температурой вспышки от -45о С до 27о С (в зависимости от состава).

Температура самовоспламенения 220-375о С.

Нижний концентрационный предел распространения (воспламенения) пламени находится в пределах 0,9 -2,4 % объемных.

Температурные пределы распространения (воспламенения) пламени, о С:

- нижний -45-+26; верхний -14-+80.

Скорость выгорания 5,2·10-5 -7·10-5 м/с. Скорость нарастания прогретого слоя 0,7·10-4 – 1,0·10-4 м/с. Температура прогретого слоя 130-160о С.

Сырые нефти способны прогреваться в глубину, образуя все возрастающий гомотермический слой. Температура пламени при горении нефти 1100о С.

**Природные газы.** Природные газы газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождений состоят в основном из углеводородов гомологического ряда метана СnН2n+2 и неуглеродных компонентов, таких как N2, СО2, Н2S, He, Ar, Kr, паров ртути.

Основу природных газов составляет метан.

В значительно меньших объемах содержаться более тяжелые углеводороды: этан, пропан, бутан, пентан и др.

Каждая залежь характеризуется своим составом и даже в пределах залежи этот состав может меняться.

Так, например, сравним состав природного газа Самотлорского нефтяного месторождения и Уренгойского газоконденсатного месторождения:

|  |  |
| --- | --- |
| Состав газа | Месторождения |
| Самотлорское нефтяное, %  | Уренгойское конденсатное, %  |
| Метан СН4 | 53,4 | 88,3 |
| Этан С2Н6 | 7,2 | 5,3 |
| Пропан С3Н8 | 15,1 | 2,4 |
| Бутан С4Н10 | 8,3 | 1,00 |
| Пентан С5Н12 | 6,3 | 2,52 |
| N2 +R | 9,6 | 0,48 |
| CO2 | 0,1 | - |
| H2S | - | - |
| Относительная плотность по воздуху | 1,01 | 0,64 |

Плотность газа по воздуху зависит от состава: для газов, добываемых вместе с нефтью, относительная плотность по воздуху находится в пределах 0,7-0,8, но может быть и более 1,0.

Теплота сгорания также зависит от состава природного газа. Чем тяжелее компонент, тем выше его объемная теплота сгорания.

Так, теплота сгорания для метана составляет 802 кДж/моль, а для бутана – 2657 кДж/моль.

Удельная теплоемкость снижается по мере увеличения молекулярной массы углеводородов. Так, для метана удельная теплоемкость составляет 2,22 кДж/кг·К.

Концентрационные пределы распространения (воспламенения, или пределы взрываемости) пламени, % объемные:

- нижний 4,5 -5,35

- верхний 13,5-14,9

Присутствие сероводорода в составе природного газа значительно расширяет область воспламенения (область взрываемости). Для сероводорода H2S концентрационные пределы распространения пламени: НКПРП 4,3 % (об); ВКПРП 46% (об).

Нормальная скорость распространения пламени природного газа в смеси с воздухом составляет 0,176 м/с.

Минимальная энергия зажигания составляет 0,028 мДж.

Итак, каждый показатель имеет свое предназначение при оценке пожарной пожаровзрывоопасности нефти и природного газа.

Очень важно знать, какой смысл вложен в значение того или иного показателя.

Например, что понимают под пределом взрываемости (области воспламенения) и почему присутствие сероводорода в природном газе расширяет область воспламенения.

Что это значит, природный газ становится более взрывоопасным при расширении области воспламенения или наоборот?

На эти вопросы вы уже можете ответить сами.

**Вопрос 2. Краткая характеристика процессов бурения и эксплуатации скважин.**

***Бурение скважин.***

***Под скважиной понимают цилиндрическую горную выработку пространственной ориентации, диаметр которой существенно меньше ее длины, предназначенную для сообщения продуктивного горизонта с земной поверхностью.***

По своему назначению скважины подразделяются на несколько видов. Основными и представляющими для нас интерес являются:

1. Разведочные.
2. Добывающие (нефть, газ, вода).
3. Нагнетательные (вода, газ, пар, воздух и т.д.).
4. Контрольные (пьезометрические).
5. Оценочные и др.

Добывающие и нагнетательные скважины составляют так называемый эксплутационный фонд или эксплуатационные скважины.



Рис.1. Схема добывающей скважины

Основным для каждого вида скважин является их **конструкция.**

**Под конструкцией** скважины понимается совокупность обсадных труб (колонн) и дополнительных забойных устройств (и их пространственное расположение), спускаемых в пробуренный ствол и закрепляемых в нем, изменяющаяся в зависимости от назначения скважины и отличающаяся как по размерам, так и по материалам для их изготовления.

Таким образом, конструкция скважины зависит от назначения скважины и определяется геологическими, техническими и технологическими факторами

**Скважина** имеет верхнюю часть – устье, среднюю – боковую поверхность или стенки скважины и, наконец, дно скважины – забой.

Основным оборудованием буровой установки является вышка и привышечные сооружения, буровая лебедка с талевой системой, вертлюг, ротор, буровые насосы и шланги, турбо- и электробуры, силовой привод.

Вышка предназначена для удержания на весу бурильного инструмента, спуска обсадных труб, размещения бурильных свечей после их подъема и защиты бригады от погодных условий.

Буровая лебедка с талевой системой предназначена для спуска и подъема бурильных и обсадных труб, свинчивания и развинчивания труб, удержания на весу бурильного инструмента.

Вертлюг служит для соединения вращающейся бурильной колонны с неподвижным бурильным крюком и обеспечивает подачу промывочного раствора под давлением внутрь бурильной колонны.

Ротор служит для передачи вращения колонне бурильных труб, поддержания ее на весу при спускоподъемных операциях.

Буровые насосы и шланги предназначены для нагнетания промывочного раствора в скважину.

 Турбо- и электробуры служат для передачи вращения долоту, их устанавливают в основании бурильной колонны. Турбобур представляет собой многоступенчатую гидравлическую турбину, приводимую в движение энергией промывочного раствора. Электробур – это забойный двигатель, состоящий из трехфазного электродвигателя и системы токопроводов.

Силовой привод буровой установки бывает следующих типов: дизельный, электрический, дизель-электрический.

Бурение скважин осуществляется тремя способами:

* вращательный способ бурения;
* турбинный способ бурения;
* электробурение.

**При вращательном способе:** бурят скважину с помощью специального долота, которое вращается вместе с бурильными трубами и разрушает пластовые породы.

Образующаяся при бурении порода поднимается из забоя с помощью воды, которую подают во внутреннюю полость колонны бурильных труб.

Через отверстия долота вода поступает в забой и вместе с породой по межтрубному пространству поднимается на поверхность, где ее в лотках очищают от породы и вновь подают в скважину.

Для увеличения подъемной силы, выталкивающей породу, вместо воды используют водные глинистые растворы различной плотности.

При увеличении глубины скважины бурильные трубы постепенно наращивают, периодически поднимая их с помощью лебедки.

**Турбинный способ бурения:** колонна бурильных труб, опускаемая в скважину, не участвует во вращательном движении.

Она служит для крепления турбины с долотом, удержания неподвижной ее части от вращения и подачи к турбине промывочного раствора, обеспечивающего вращение бурильного долота.

Турбинный способ бурения обеспечивает, по сравнению с вращательным способом бурения, высокую скорость и экономичность проходки.

**Электробурение** аналогично турбинному способу бурения. Отличие его заключается в том, что долото в забое скважины приводят во вращательное движение с помощью электродвигателя, питание к которому подводят по кабелю, проложенному внутри колонны бурильных труб.

***Эксплуатация скважин.***

В зависимости от пластового давления добыча нефти в период промышленной эксплуатации осуществляется тремя способами ее отбора:

* фонтанный;
* компрессорный;
* глубиннонасосный.

**Фонтанный способ** отбора нефти применяют при большом пластовом давлении, обеспечивающем вытеснение нефти на поверхность земли.

При фонтанном способе используют специальную фонтанную араматуру на рабочее давление от 4до 25 МПа (40-250 атм.) и более.



Рис.2. Схемы оборудования скважин при фонтанировании:

а – условие фонтанирования для нефтей различной газонасыщенности и с большим давлением насыщения (Pзаб ≤Pнас), что позволяет использовать природную энергию газа на подъем продукции;

б – условие фонтанирования для нефтей с невысокой газонасыщенностью и с небольшим давлением насыщения. С целью использования природной энергии газа на подъем продукции башмак подъемника необходимо спускать на глубину, соответствующую давлению насыщения (Pб = Pнас);

в – схема предпочтительна в том случае, когда Pзаб> Pнас, а Pб <Pнас;

г – схема характерна для артезианских скважин, когда давление на устье скважины больше или равно давлению насыщения (Pу ≥Pнас).

***I***- зона движения жидкости в скважине;

***II***- зона движения газожидкостной смеси в скважине;

***III***- зона движения газожидкостной смеси в подъемнике.

Дебит скважины и давление на забой регулируют специальным штуцером, имеющим значение редуктора.

Фонтанная арматура, как правило, имеет два таких штуцера.

**Компрессорный способ** отбора нефти применяют при пластовом давлении, недостаточном для вытеснения нефти на поверхность земли.

Сущность метода заключается в поднятии пластового давления путем нагнетания в скважину газа (часто воздуха) специальными компрессорами через две дополнительно опускаемые концентрически расположенные относительно друг друга трубы.

Систему подъема нефти с подачей в скважину газа называют газлифтом, а с подачей воздуха – эрлифтом.

 **Глубиннонасосный способ** отбора нефти осуществляют с помощью специального насоса, опускаемого в скважину.



Рис.3.Принципиальные схемы глубинных плунжерных насосов.

а) – насос обычный (простой); б) –насос для откачки вязких жидкостей; в) – насос для откачки жидкостей со значительным содержанием свободного газа; г) – насос высокой производительности; д) - насос для добычи жидкости с механическими примесями. ***1-цилиндр; 2-плунжер; 3-всасывающий клапан; 4-нагнетательный клапан; 5-колонна штанг; 6 –уплотнитель; 7-отверстие в цилиндре насоса; 8-полки- пескоприемники; 9- отверстие в полой штанге.***

Плунжер насоса, получая движение от станка-качалки, обеспечивает всасывание нефти из забоя и ее нагнетание в подъемные трубы.

Качалку вместе с электроприводом устанавливают в устье скважины.



Рис.4. Принципиальная схема станка – качалки.

***1***-станция управления; ***2-*** балансир; ***3***- головка балансира; ***4***-стойка балансира; ***5-*** шатун; ***6***- кривошип; ***7***- редуктор; ***8***- приводной двигатель; ***9***-тормоз; ***10***-противовесы; ***11***- металлическая рама; ***12***-бетонный фундамент; ***13***-канатная подвеска; ***14***- траверсы; ***15***-полированный шток; ***16***- устьевая арматура; ***17***-колонна штанг; ***18***- колонна НТК; ***19-*** плунжер насоса; ***20***-нагнетательный клапан; ***21***-всасывающий клапан; ***22-*** цилиндр насоса; ***23***- хвостовик.

На новых нефтяных месторождениях эксплуатируются также герметизированные высоконапорные системы сбора нефти, газа и воды.

9

 1 10

 3

7

5

4

2

11

12

Рис. 5. Герметизированные высоконапорные системы сбора нефти:

1- скважины; 2 – групповая замерная установка; 3– коллектор; 4 – дожимная насосная станция; 5 - установка подготовки нефти; 6 – насосы; 7 –установка «Рубин»;

8 – товарные резервуары подготовленной нефти; 9 - газоперерабатывающий завод;

10 - газопровод; 11 – установка очистки воды; 12 – кустовая насосная станция;

13 - герметизированные резервуары.

# Сырая нефть от устья скважины 1 направляется под собственным давлением по выкидным линиям длиной 1…3 км к групповым замерным установкам 2 (ГЗУ). На ГЗУ происходит отделение нефтяного газа от жидкости и автоматическое измерение количества полученных продуктов. Затем газ вновь смешивают с водой и нефтью. Смесь по коллектору 3 длиной до 8 км перемещается на дожимную насосную станцию (ДНС) 4, в составе которой имеются сепараторы первой ступени для отделения газа от нефти. Газ из сепараторов под собственным давлением поступает на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) 9, а частично дегазированная нефть подается на установку подготовки нефти (УПН) 5. На УПН осуществляется вторая и третья ступени сепарации газа от нефти, обезвоживание и обессоливание нефти. Газ с УПН подают на ГПЗ, а воду на установку очистки воды 11. Очищенную воду насосами кустовой насосной станции 12 закачивают через нагнетательные скважины в пласт. Обезвоженную и обессоленную нефть подают в герметизированные резервуары 13, а затем насосами 6 на автоматизированную установку «Рубин» 7, предназначенную для оценки количества и качества нефти. С установки «Рубин» нефть подают в товарные резервуары 8.

# Для отделения газа от нефти используют вертикальные и горизонтальные сепараторы.

# Вертикальные нефтегазосепараторы различаются между собой способом ввода жидкости в аппарат:

* с тангенциальным вводом, работающие на принципе использования центробежных сил;
* с радиально-щелевым вводом, принцип действия, которых основан на использовании гравитационных сил для отделения газа от жидкости.

Электрообессоливающая установка предназначена для подготовки сырой нефти, которая заключается в удалении из нефти солей, воды и механических примесей для последующей переработки на установках первичной перегонки.

На нефтяных промыслах в сырой нефти содержится разное количество газов, соленой воды и механических примесей. По мере эксплуатации нефтяных месторождений содержание нефти в продукции скважин снижается, а воды возрастает (до 95-98 %). Даже отстоявшаяся нефть содержит большое количество солей (до 6 тыс. мг/л нефти).

Обычно из скважин добывают не нефть, а ее смесь с водой в виде относительно слабой неустойчивой эмульсии. Однако в дальнейшем, особенно при перекачке, она превращается в устойчивую и трудно разделяемую эмульсию. Потребителю же нужна нефть с минимальным содержанием солей и воды, поэтому уже на месте добычи или на ближайших нефтесборных пунктах ее необходимо подвергать глубокой очистке.

Для обеспечения высокоэффективных показателей работы установок по переработке нефти на них необходимо подавать нефть с содержанием солей не более 2 мг/л и воды 0,2 %. Поэтому получаемую с промыслов нефть подвергают очистке на нефтеперерабатывающих заводах. Необходимость такой тщательной подготовки нефти к переработке диктуется следующими обстоятельствами. Наличие воды в нефти приводит к резкому снижению производительности установок, повышенному расходу энергии для ее испарения и конденсации. При этом ухудшается четкость ректификации. Наличие солей и механических примесей вызывает эрозию и засорение труб печей и теплообменников, понижает коэффициент теплопередачи и повышает зольность мазутов и гудронов. Кроме того, наличие в нефти растворенных солей вызывает коррозию аппаратуры и оборудования из-за образования соляной кислоты, которая выделяется в свободном состоянии при гидролизе некоторых хлористых солей, особенно хлористого магния. Коррозия бензиновых конденсаторов и холодильников усиливается при переработке сернистых нефтей, особенно в присутствии водяных паров.

Нефтяные эмульсии представляют собой дисперсные системы из двух жидкостей, нерастворимых или малорастворимых друг в друге, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капелек (глобул). Нефтяные эмульсии бывают двух типов: «нефть в воде» (гидрофильная) и «вода в нефти» (гидрофобная). Цвет эмульсии от желтого до темно-коричневого, консистенция от сметано- до мазеподобной. Вязкость нефтяных эмульсий возрастает с увеличением содержания воды (до 60-80 %), а затем падает.

Стойкость эмульсии зависит от наличия в ней эмульгаторов - веществ, растворимых в одной из жидкостей и образующих как бы пленку, обволакивающую капельки и препятствующую их слиянию.

Эмульгаторы бывают гидрофильные и гидрофобные. К гидрофильным эмульгаторам, хорошо растворимым в воде и нерастворимым в нефти, относятся натриевые соли нафтеновых кислот, сульфокислоты и др. К гидрофобным эмульгаторам, хорошо растворимым в нефти и не растворимым в воде, - нафтенаты, тонкоизмельченные частицы глины, окислы металлов, смолисто-асфальтеновые вещества и др. Наличие эмульгаторов способствует образованию эмульсии, отвечающей по типу названию эмульгатора. Другая причина стойкости эмульсии накопление зарядов статического электричества на каплях воды и твердых частицах. Под влиянием этих зарядов происходит взаимное отталкивание частиц воды.

Перерабатывать нефть с эмульсией нельзя, поэтому ее предварительно разрушают деэмульгируют. Деэмульсацию нефти нужно проводить возможно, раньше (свежие эмульсии разрушаются легче) с использованием высокоэффективных деэмульгаторов. На НПЗ их расход в зависимости от подготовки нефти на промыслах составляет 20-50 г/т нефти (0,002-0,005%). Существуют различные способы удаления воды из нефти и разрушения эмульсий: механический, термический, химический, термохимический и электрический.

Механический способ разрушения эмульсий основан на применении отстаивания, центрифугирования и фильтрования.

Термический способ разрушения нефтяных эмульсий основан на применении тепла. При нагревании эмульсии пленка эмульгатора расширяется и лопается, а капельки жидкости сливаются друг с другом. Внизу отстаивается вода, наверху нефть.

Химический способ разрушения эмульсий применяют чаще. Используемые для этого вещества деэмульгаторы вытесняют действующий эмульгатор, либо растворяют его, благодаря чему эмульсия разрушается.

Термохимический способ заключается во введении в подогретую нефть деэмульгатора. Он эффективен при использовании высококачественных деэмульгаторов. Более совершенный термохимический способ обезвоживание нефти в герметизированной аппаратуре, где в присутствии деэмульгатора под давлением до 0,9 МПа (9 кгс/см2) нефть, предварительно нагретая в теплообменниках или печах до 150-155оС, отстаивается от воды. Этот способ применяют при разрушении стойких эмульсий тяжелых нефтей.

Электрический способ нашел применение на промыслах и, особенно на нефтеперерабатывающих заводах. Сущность его заключается в том, что под действием на эмульсию электрического поля, созданного высоким напряжением переменного тока, пленка разрывается и эмульсия разрушается.

Электрообессоливающие установки (ЭЛОУ) сочетают электрический и термохимический способы дегидратации и деэмульсации. Аппараты ЭЛОУ, в которых происходит основное обезвоживание и обессоливание, называют электродегидраторами.

При термохимическом обессоливании и обезвоживании сырую нефть промывают пресной водой. При подаче промывной воды искусственно создается эмульсия типа «вода в нефти», что обеспечивает тесный контакт всей массы нефти с водой. Процесс термохимического обессоливания и обезвоживания происходит при нагреве нефти до температуры 50…100оС и давлении до 0,4 МПа (4 атм.) с подачей в нее поверхностно-активного вещества - деэмульгатора.

В этих условиях деэмульгатор обеспечивает возможность слияния капель воды между собой в более крупные, которые легко осаждаются. При нагреве нефти в присутствии воды происходит гидролиз хлоридов с выделением сильно коррозирующего агента - хлористого водорода.

После термохимической обработки эмульсия подвергается действию переменного тока высокого напряжения в электродегидроторах. В результате действия электрического поля происходит столкновение глобул воды и разрушение образовавшихся вокруг них пленок. Это способствует слиянию их в крупные капли, которые легко отделяются от нефти под действием сил тяжести.

**Вопрос 3. Возможные нарушения в работе технологического оборудования, приводящие к нештатным аварийным ситуациям. Пожарная опасность процессов бурения и эксплуатации скважин.**

Опасность бурения в целом определяется неустойчивостью равновесия между пластовым давлением и давлением, создаваемым нагнетанием в скважину глинистого раствора.

Именно в этом заключается особенность в возможности возникновения аварийной ситуации.

Равновесие между пластовым давлением и давлением, создаваемым нагнетанием может быть нарушено в результате:

* несвоевременной подкачки глинистого раствора в скважину при подъеме бурильного инструмента;
* увеличения потерь глинистого раствора при бурении пород, содержащих пустоты или трещины;
* уменьшения плотности глинистого раствора при чрезмерном насыщении его нефтяными газами или обводнении пластовыми водами.

Нарушение равновесия может привести к выбросу и открытому фонтанированию нефти.

Выбросу и открытому фонтанированию нефти способствует также максимальное на момент бурения пластовое давление для данной скважины, несоответствие плотности глинистого раствора требованиям геологического наряда, замена глинистого раствора водой или нефтью и т.п.

Период промышленной эксплуатации скважины при нормальной работе в целом характеризуется стационарным режимом работы технологического оборудования.

Однако на отдельных операциях, связанных с освоением скважины при возбуждении пласта, осуществляемого путем снижения давления на забой, может значительно повыситься давление на устье скважины и вызвать повреждение или срыв арматуры с отрытым фонтанированием.

Возбуждение пласта с помощью эрлифта приводит к выделению из скважины значительного количества горючих паров и газов даже без повреждения арматуры.

Большую опасность здесь представляет процесс ***тартания***, при котором через открытое устье скважины на поверхность могут выходить горючие газы и пары нефти.

Выход на поверхность горючих паров и газов из устья скважины приводит к возможности образования пожаровзрывоопасной концентрации этих паров и газов с воздухом в объеме значительных размеров.

*Примечание. Тартание – понижение уровня жидкости в скважине при помощи желонки.*

Но необходимо отметить, что наиболее опасным моментом является открытое фонтанирование, которое приводит к выбросу большого количества нефти и газа и образованию горючего паровоздушного облака гигантских размеров.

Облако, в зависимости от мощности фонтана, метеорологических условий и рельефа местности, может распространиться на расстояние 1-2 км и более от фонтанирующей скважины.

При наличии источника зажигания может произойти воспламенение паро-газовоздушного облака и последствия этого могут оказаться катастрофическими.

Как показывает практика, наиболее ***вероятные источники зажигания при бурении*** связаны тепловым проявлением механической, химической и электрической энергии.

Опасность теплового проявления механической энергии обусловлена возможностью выброса из скважины глинистого раствора.

Вместе с раствором из скважины могут быть выброшены буровой инструмент или горная порода, которые при ударе о стальные элементы оборудования высекают искры, имеющие достаточную для зажигания воспламеняющую способность.

Размеры искр удара зависят от хрупкости материалов соприкасающихся тел, силы удара. Обычно размеры таких искр находятся в пределах 0,1-0,5 мм.

Температура искр составляет примерно 1500 оС. Искры, охлаждаясь, отдают лишь небольшое количество теплоты, т.к. масса их очень мала.

Однако этого количества тепла достаточно для зажигания горючего паро-газовоздушного облака или паров газов, выходящих из устья скважины при проведении определенных операций (эрлифтный способ, тартание), а также твердых горючих материалов.

Так, например, искра, образованная сталью, охлаждаясь от начальной температуры 1500о С до температуры самовоспламенения горючей среды, в среднем имеет температуру 300-350о С и отдает 0,42 Дж теплоты. А для воспламенения метана в смеси с воздухом, основного составляющего природного газа, требуется всего лишь 0,28 мДж.

Опасны также искры, образующиеся при горении твердых веществ и материалов (костров, печных труб, котельных и других машин и установок).

Искра, вылетающая из печной трубы при диаметре 2 мм, имеет температуру 1000о С и более.

Время охлаждения искры зависит от скорости и дальности полета. Так, например, зажигательная способность искры при скорости 14 м/с будет потеряна на расстоянии 70 м.

Опасность проявления химической энергии заключается в тепловом проявлении процесса самовозгорания отложений сернистых соединений железа, которые образуются на внутренних стенках промыслового оборудования в результате химического взаимодействия сероводорода или свободной серы со стальными поверхностями.

При контакте с воздухом сернистые соединения железа способны активно окисляться вплоть до их самовозгорания.

Наибольшая опасность самовозгорания существует в аппаратах емкостного типа, куда периодически может поступать воздух.

К таким аппаратам относятся резервуары, сепараторы и другое промысловое оборудование.

Особое внимание необходимо уделять скважинам с электропогружными насосами, т.к. они представляют повышенную опасность.

Здесь используют разветвленную сеть электропроводов и кабелей, находящихся под напряжением.

Поэтому имеется возможность теплового проявления токов короткого замыкания и перегрузок силовой сети.

Температура электрической дуги, возникшей от токов короткого замыкания, достигает 1500-4000о С.

Причины образования токов короткого замыкания разные, и мы уже говорили о них в предыдущем семестре:

* повреждения изоляции проводов при механических воздействиях;
* воздействие влаги, паров кислот и щелочей, высоких температур на изоляцию;
* занос высокого напряжения (переход напряжения с электроустановок высокого напряжения на электроустановки низкого напряжения);
* схлестывание проводов воздушных линий электропередач;
* при несоответствии применяемых марок проводов их фактическому назначению и т.д.

Перегрузка в электрических сетях, обмотках электродвигателей и трансформаторов, в приборах и аппаратах происходит от токовых нагрузок, превышающих допустимые нагрузки.

При перегрузке увеличивается количество выделяемого проводниками тепла, которое приводит к чрезмерному нагреванию, разрушению и воспламенению сгораемых покровов изоляции, частей арматуры, близко расположенных горючих предметов.

Перегрузка электродвигателей чаще всего возникает из-за неправильного выбора двигателя (по мощности для данного рабочего механизма), либо из-за ненормального режима работы механизма, приводимого в действие электродвигателем, либо из-за неправильного выбора сечения проводов или кабеля, а также при завышенной защите, при перекосе и заедании вала двигателя.

Надо помнить, что при температуре нагрева проводников выше 65о С резиновая изоляция проводов высыхает («стареет»), теряет свою эластичность, сопротивление изоляции резко снижается и появляется опасность короткого замыкания.

На буровой установке могут быть и такие источники зажигания, как искры двигателей внутреннего сгорания (при использовании в качестве привода двигателей внутреннего сгорания), открытое пламя аппаратов с огневым подогревом (например, трубчатые печи пунктов комплексной подготовки нефти) и разряды атмосферного электричества.

Разряды атмосферного электричества (молния) по своей температуре и запасу тепловой энергии могут служить источниками зажигания всех горючих веществ.

***Специфическими источниками зажигания*** являются разряды статического электричества, которые иногда достигают нескольких тысяч вольт.

Разряды таких потенциалов образуют искры, имеющие достаточную мощность для воспламенения паро-газовоздушных смесей.

Разряды статического электричества образуются при электризации твердых, жидких и газообразных, а также пылевоздушных систем.

Характерными путями распространения пожара на буровой установке являются парогазовоздушное облако и зеркало разлившейся нефти, образующиеся при аварийном выбросе нефти и газа из скважины, а также при открытом фонтанировании нефти.

Пожар на фонтанирующих скважинах может достигать катастрофических масштабов, распространяться на соседние буровые установки и сооружения в результате мощного теплового излучения от образующегося вертикального факела пламени высотой до 100 м и более и горящей вокруг него нефти, разлившейся на площади нескольких тысяч квадратных метров.

**Вопрос 4. Меры безопасности при добыче нефти.**

Пожарная опасность при бурении скважин определяется двумя основными факторами: наличием на буровой площадке горючих материалов как в условиях нормальной работы, также возможностью образования источников зажигания.

Горючими материалами являются запасы топлива для двигателей, промывочные растворы на углеводородной основе, нефтепродукты, материалы, используемые для сооружения буровой. Помимо этого, при различных осложнениях в ходе бурения возможно появление значительного количества нефти и газа в результате выбросов и открытого фонтанирования скважины.

Причинами, способствующими появлению источников зажигания, могут быть падение и соударение плохо закрепленных частей оборудования, нагрев трущихся деталей в механизмах, неисправное или неправильно эксплуатируемое электрооборудование, нарушение правил пожарной безопасности, атмосферное и статическое электричество, самовозгорание некоторых соединений, входящих в состав продукции скважин и химических реагентов.

Минимальные расстояния от устья одной или куста нефтяных и газовых скважин до некоторых объектов:

* жилые здания - 300 м;
* общественные здания – 500 м;
* здания, сооружения промышленных и сельскохозяйственных предприятий – 100 м.

Площадка, предназначенная для монтажа буровой установки должна быть свободна от наземных и подземных трубопроводов, кабелей, очищена от леса кустарника, травы и спланирована в радиусе не менее 50 м.

Планировка площадки должна предусматривать:

* возможность свободного перемещения людей и пожарной техники при возникновении пожара на буровой;
* отвод жидкости, выбрасываемой из скважины при аварийных ситуациях;
* предотвращение возможности затопления разлившейся жидкостью электрооборудования, находящегося под напряжением.

Площадка для размещения пожарной техники вокруг буровой должна быть не менее 12 м. Расстояние от площадки до устья скважины должно быть не более 15 м.

Топливные резервуары для двигателей внутреннего сгорания должны быть расположены на расстоянии не менее 40 м от наружных стен зданий и сооружений буровой. Топливопровод должен иметь два запорных устройства: одно – у топливного резервуара, а другое – у машинного помещения на расстоянии не менее 5 м от его укрытия с внешней стороны.

Топливная емкость и установка должны иметь обвалование, достаточное для предотвращения разлива топлива и масла на территории буровой.

Выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания буровых установок следует удалять на расстоянии не менее 15 м от устья скважины, не менее 5 м от боковой обшивки приводного блока.

Выкидные трубопроводы для отвода газа следует оборудовать факельной установкой, располагаемой с подветренной стороны на расстоянии не менее 60 м от устья скважины. Площадь вокруг факельной установки в радиусе 15 м должна быть очищена от кустарника, травы и деревьев. Территория вокруг факельной установки в радиусе 30 м необходимо оградить и обозначить предупреждающими знаками.

Жилые, бытовые и административные вагончики для вахтовых бригад следует располагать на расстоянии, равном высоте вышки плюс 10 м, но не менее 60 м от устья скважины.

Противопожарные мероприятия в случае бурения с использованием газообразных агентов:

* длина выкидного трубопровода должна быть не менее 100 м;
* в целях предотвращения попадания пластового газа в бурильные трубы в нижней их части должен быть установлен обратный клапан;
* при бурении необходимо производить анализ воздуха, выходящего из скважины, на содержание в нем природного газа;
* при обнаружении природного газа в зоне рабочей площадки буровой в количестве 20% от нижнего концентрационного предела распространения пламени необходимо приостановить буровые работы и принять меры по выявлению мест утечек и их устранить;
* запрещается определять места утечек газов при помощи открытого огня.

Пожарная опасность процесса бурения возрастает при осложнениях, нарушающих нормальный ход буровых работ и способных привести к фонтанированию нефти и газа из ствола скважины.

*Газонефтепроявление – это поступление на поверхность земли относительно небольшого количества нефти и газа, не препятствующих проведению основных операций по бурению.*

Дальнейшее развитие газонефтепроявления может привести к выбросу из скважины промывочного раствора и аварийному фонтанированию, которое может создать пожароопасную ситуацию.

# Основная причина газонефтепроявления – нарушение оптимального соотношения между пластовым давлением и противодавлением, создаваемым столбом промывочной жидкости в стволе скважины. Плотность промывочной жидкости подбирают так, чтобы противодавление на 5…15% превышало ожидаемое пластовое давление. Газонефтепроявление может перейти в аварийное фонтанирование при отсутствии, неисправности или неправильном использовании противовыбросового оборудования на устье скважины, а также при нарушении герметичности обсадных колонн.

# Одной из причин возникновения газонефтепроявления является снижение противодавления промывочной жидкости вследствие утечки промывной жидкости. К снижению уровня промывочной жидкости ведет подъем бурильного инструмента. Для обеспечения необходимого уровня жидкости может быть использована установка автоматического долива.

Буровая установка должна быть заблаговременно подготовлена к приему продукции скважины устройством емкостей, амбаров и т.д. Для стока нефти в эти коммуникации должны быть предусмотрены закрытые коммуникации.

При освоении скважины с помощью воздуха или газа компрессор должен устанавливаться с наветренной стороны скважины на расстоянии не менее 25 м от устья.

 При промывке скважины нефтью агрегат должен устанавливаться на расстоянии не менее 10 м от нее.

К технологическому оборудованию, в котором осуществляется подготовка нефти, предъявляются следующие основные противопожарные требования:

* сепараторы и другие аппараты, работающие под избыточным давлением 0,07 МПа и выше, следует вводить в эксплуатацию и эксплуатировать в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;
* газовоздушную смесь, выходящую из сепаратора эрлифтных скважин, следует проверять на содержание воздуха и объемная доля воздуха в смеси не должна превышать 70%;
* при работе электродегидраторов необходимо строго поддерживать заданный уровень раздела фаз (нефти и воды) во избежание замыкания электродов или попадания нефти в канализацию;
* электродегидратор должен быть снабжен прибором, автоматически снижающим напряжение при падении уровня подаваемого сырья.

Наиболее пожаровзрывоопасные ситуации создаются в процессе бурения и эксплуатации скважин в моменты образования горючего паро-газовоздушного облака, взрывоопасной концентрации внутри емкостей с горючими жидкостями и во время розлива нефти вокруг скважины.

Наша задача заключается в том, чтобы предотвратить возникновение нештатной аварийной ситуации, а именно взрыва или пожара в процессе бурения и эксплуатации скважины.

Поэтому, для предотвращения нештатной аварийной ситуации в процессе бурения необходимо строго соблюдать режим бурения, исключить возможность повреждения технологического оборудования, исключить возможность выброса глинистого раствора из устья скважины.

Для этого в забой скважины подают такое количество воды или раствора, которое обеспечит быстрое заполнение пробуренного пространства, исключит возможность разрушения стенок скважины, охладит бурильный инструмент и создаст давление на забой скважины, достаточное для предупреждения выброса или открытого фонтанирования при достижении пластов залегания нефти и газа.

Кроме того, в процессе бурения необходимо строго следить за давлением, развиваемым насосами, и плотностью глинистого раствора.

Если по прогнозам геологов при бурении возможны выбросы, то на устье скважины устанавливают специальные приспособления, называемые превенторами. Превенторы перекрывают кольцевое пространство между бурильными трубами и колонной обсадных труб.

Для этих же целей в бурильных трубах устанавливают обратные клапаны.

При бурении разведочных скважин установка превенторов обязательна.

 Если при выбросе и фонтанировании превентор закрыть не удается, то останавливают работу двигателей внутреннего сгорания, обесточивают силовые и осветительные электрические линии, применяют искробезопасный инструмент и т.п.

Чтобы предотвратить нештатные аварийные ситуации во время эксплуатации скважины, необходимо соблюдать следующие требования.

***При фонтанном способе эксплуатации скважин*** контролируют:

* исправность, прочность и герметичность фонтанной арматуры;
* рабочее давление на скважине.

***При компрессорном способе эксплуатации скважин*** контролируют:

* исправную работу компрессорных станций, обеспечивающих подачу воздуха или газа в скважину;
* температурный режим работы компрессоров и давление в системе.

***При глубиннонасосном способе*** ***эксплуатации скважин*** обеспечивают:

* исправную работу механизмов станка-качалки;
* установку специальных фильтров на конце колонны труб для предупреждения заклинивания плунжера насоса от попадания в него песка;
* установку обратного клапана на выкидной линии, соединяющей арматуру скважины с газосепаратором, для предупреждения розлива нефти у скважины.

**Вопрос 5. Классификация складов нефти и нефтепродуктов. Хранение нефтепродуктов.**

К складам относится комплекс сооружений и установок, предназначенных для приема, хранения и отпуска потребителям нефти и нефтепродуктов, которые поступают (на склад к потребителю) по железнодорожному, автомобильному, водному или трубопроводному транспорту.

Хранение нефти и нефтепродуктов осуществляется на нефтебазах. Нефтебазы относятся к пожаровзрывоопасным объектам. Пожарная опасность этих объектов обуславливается тем, что во время производственных операций обращается большое количество ЛВЖ, ГЖ. При работе нефтебаз возможны аварийные разливы жидкостей, а также выделение паров при нормальной работе резервуаров.

Нефтебазы подразделяются:

* по общей вместимости и максимальному объему одного резервуара – на категории в соответствии СНиП 2.11.03-93;
* по функциональному назначению – на перевалочные, перевалочно-распределительные и распределительные;
* по транспортным связям поступления и отгрузки нефтепродуктов – на железнодорожные, водные (морские, речные), трубопроводные, автомобильные, а также смешанные;
* по номенклатуре хранимых нефтепродуктов – на нефтебазы для легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов, а также нефтебазы общего хранения;
* по годовому грузообороту – на 5 классов в соответствии с ВНТП 5-95.

По годовому грузообороту нефтебазы подразделяются на 5 классов.

Классификация нефтебаз по годовому грузообороту

|  |  |
| --- | --- |
| Класс нефтебазы | Грузооборот, тыс.т/год |
| 1 | от 500 и более |
| 2 | св. 100 до 500 включ. |
| 3 | св. 50 до 100 включ. |
| 4 | св. 20 до 50 включ. |
| 5 | от 20 и менее |

#### ТЕРМИНЫ И ПОНЯТИЯ, ПРИМЕНЕННЫЕ В СНиП 2.11.03-93 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. (Приложение1)

**1. Склады нефти и нефтепродуктов -** комплекс зданий, резервуаров и других сооружений, предназначенных для приема, хранения и выдачи нефти и нефтепродуктов.

К складам нефти и нефтепродуктов относятся: предприятия по обеспечению нефтепродуктами (нефтебазы); резервуарные парки и наливные станции магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов; товарно-сырьевые парки центральных пунктов сбора нефтяных месторождений, нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий; склады нефтепродуктов, входящие в состав промышленных, транспортных, энергетических, сельскохозяйственных, строительных и других предприятий и. организаций (расходные склады).

В соответствии со СНиП 2.11.03-93 «СКЛАДЫ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ НОРМЫ» склады по своему назначению и вместимости подразделяются на следующие категории:

### Таблица 1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Категория склада | Максимальный объем резервуара, м3 | Общая вместимость склада, м3 |
| I | - | Св. 100 000 |
| II | - | Св. 20 000 до 100 000 включ. |
| IIIа | До 5000 включ. | Св. 10 000 до 20 000 включ. |
| IIIб | До 2000 включ. | Св. 2 000 до 10 000 включ. |
| IIIв | До 700 включ. | До 2 000 включ. |

Общая вместимость складов нефти и нефтепродуктов определяется суммарным объемом хранимого продукта в резервуарах и таре. Объем резервуаров и тары принимается по их номинальному объему\*.

**Примечание. Номинальный объем резервуара** — условная округленная величина объема, принятая для идентификации требований норм для различных конструкций резервуаров при расчетах номенклатуры объемов резервуаров, вместимости складов, компоновки резервуарных парков, а также для определения установок и средств пожаротушения. (Приложение 1 к СНиП).

При определении общей вместимости допускается не учитывать:

* промежуточные резервуары (сливные емкости) у сливоналивных эстакад;
* расходные резервуары котельной, дизельной электростанции общей вместимостью не более 100м3;
* резервуары сбора утечек:
* резервуары пунктов сбора отработанных нефтепродуктов и масел общей вместимостью не более) 100м3 (вне резервуарного парка);
* резервуары уловленных нефтепродуктов и разделочные резервуары (уловленных нефтепродуктов) на очистных сооружениях производственной или производственно-дождевой канализации.

Минимальные расстояния от зданий и сооружений складов нефти и нефтепродуктов с взрывопожароопасными и пожароопасными производствами до других объектов следует принимать по табл. 2. СНиПа 2.11-03-93 в главе 2 «Генеральный план»

Таблица 2

Минимальные расстояния от зданий и сооружений

|  |  |
| --- | --- |
| Объекты | Минимальное расстояние, м, от зданий и сооружений складов категории I II IIIa IIIб IIIв |
| 1.Здания и сооружения соседних предприятий2.Лесные массивы: хвойных и смешанных пород лиственных пород3.Склады: лесных материалов, торфа, волокнистых веществ, соломы, а так же участки открытого залегания торфа 4.Железные дороги общей сети (до подошвы насыпи или бровки выемки):  на станциях на разъездах и платформах на перегонах5.Автомобильные дороги общей сети (край проезжей части): I, II и III категории IV и V категории6.Жилые и общественные здания 7.Раздаточные колонки автозаправочных станций общего пользования 8.Гаражи и открытые стоянки автомобилей9.Очистные канализационные сооружения и насосные станции, не относящиеся к складу10.Водозаправочные сооружения, не относящиеся к складу 11.Аварийный амбар для резервуарного парка12.Технологические установки с взрывоопасными производствами и факельные установки для сжигания газа | 10010020100150806075402505010010020060100 | 40 (100)502010010070505030100 (200)3040 (100)10015040100 | 40502050806040452010030404010040100 | 4050205060504045201003040407540100 | 3050205050403045151003040407540100 |

Установка для слива и налива нефти и нефтепродуктов в зависимости от способа их транспортировки может быть в виде железнодорожных сливо-наливных эстакад, сливо-наливных причалов и пирсов, а также сливо-наливных устройств для автоцистерн.

Железнодорожные сливо-наливные эстакады по конструкции представляют собой сооружения, состоящие из односторонних и двусторонних галерей с железнодорожными подъездными путями, коллекторов со сливными установками, отводными трубопроводами и дыхательными свечами (вантузами).

**Пожарная опасность на эстакадах.** Пожарная опасность на эстакадах для слива и налива нефти и нефтепродуктов обусловлена возможностью образования горючих паровоздушных смесей как внутри технологического оборудования (в вагонах—цистернах, сливных коллекторах, промежуточных резервуарах и т.п.), так и на прилегающей территории.

Опасность среды внутри технологического оборудования определяется рабочей температуры жидкости.

Например, температурные пределы распространения (воспламенения) пламени Ромашкинской нефти (-36,1 - -2,8о С) создают возможность для образования горючей паровоздушной смеси внутри «дышащего» технологического оборудования даже в период нормальной его работы: зимой, весной и осенью – при неподвижном или увеличивающемся уровне жидкости, а летом – при снижении уровня жидкости.

Образование горючей концентрации на прилегающей территории связано с вытеснением паровоздушной смеси наружу из сливных коллекторов через дыхательные свечи при сливе и из внутреннего объема цистерн при наливе. Эта опасность зависит от количества вытесняемых паров и метеорологических условий, а количество вытесняемых паров зависит от свойств сливаемого продукта, его рабочей температуры, способа слива-налива и конструкции используемых сливоналивных устройств.

Верхний слив-налив по сравнению с нижним обладает повышенной пожарной опасностью вследствие неполного опорожнения цистерн при сливе и увеличенного выхода паров нефтепродуктов через открытые люки при наливе, когда образуется открытая падающая струя продукта, приводящая к разбрызгиванию жидкости и резкому увеличению скорости ее испарения.

Максимальная загазованность эстакад при проведении операций слива-налива наблюдается летом в вечерние, ночные и утренние часы в условиях полного безветрия.

При сливе и наливе легковоспламеняющихся нефтепродуктов через закрытые сливоналивные устройства опасная загазованность на эстакаде создается при скорости ветра менее 3 м/с.

Основными источниками загазованности на эстакадах являются дыхательные свечи сливных коллекторов и открытые люки железнодорожных цистерн. Однако особую опасность представляют аварии технологического оборудования, при которых возможен неизмеримо больший выход огнеопасных жидкостей. Наиболее характерными авариями на эстакадах являются повреждение цистерн с продуктами при взаимном столкновении и обрыв сливоналивных устройств при внезапном движении с места цистерн или группы цистерн, находящихся под сливом-наливом.

**Специфическими источниками зажигания** при проведении сливоналивных операций являются искры топок и высоконагретые поверхности тепловозов, искры механических ударов, искры трения при торможении цистерн, разряды статического и атмосферного электричества, а также тепловое проявление электрической энергии при неисправности электрооборудования.

Характерными путями распространения пожара на эстакадах могут быть сливные коллекторы, поверхность разлитого нефтепродукта, парогазовоздушные смеси (облака). Пожары на эстакадах часто сопровождаются взрывами железнодорожных цистерн и сливных коллекторов, при которых возможны выбросы горящего продукта на большие расстояния и значительное увеличение площади пожара.

**Резервуарные парки**. При резервуарном хранении нефти и нефтепродуктов используются стальные и железобетонные резервуары.

Наибольшее распространение получили наземные стальные резервуары типа РВС со стационарной крышей объемом от 100 до 50000 м3. Размеры этих резервуаров колеблются в широких пределах. Например, резервуар типа РВС-50000 при высоте 17,9 м достигает в диаметре 60,7 м.

Для хранения нефти и мазута часто используют также прямоугольные заглубленные (подземное хранение) железобетонные резервуары типа ЖБР объемом 10000 и 30000 м3.

Пожарная опасность хранения нефти и нефтепродуктов определяется возможностью образования горючей концентрации внутри и снаружи емкостной аппаратуры.

Основными источниками зажигания при хранении нефти и нефтепродуктов является теплота прямых ударов молнии, разрядов статического электричества, искр механического происхождения, самовозгорания пирофорных отложений, а также пусковой, регулирующей аппаратуры, электроприводов задвижек и другого оборудования.

**Меры пожарной безопасности.**

1. Защиту от прямого попадания ударов молнии осуществляют устройством молниезащиты (устройство специальных приемников и токоотводов); кроме того, осуществляют заземление корпуса резервуара.
2. Подземные резервуары от прямых ударов молнии защищают отдельно стоящими молниеотводами.
3. Профилактику разрядов статического электричества обеспечивают главным образом надежным заземлением резервуаров, других емкостей и соединенных с ними трубопроводов.
4. Для предупреждения механических искр, образующихся при выполнении ручных операций, ремонте оборудования, замере уровня и отборе проб нефтепродуктов из резервуара используется искробезопасный инструмент и приспособления.
5. Для снижения опасности образования пирофорных отложений осуществляется предварительная очистка нефти от серы и сернистых соединений перед ее подачей на хранение и переработку; снижение температуры хранимого продукта; использование подземного метода хранения нефти и нефтепродуктов; антикоррозийные покрытия внутренних поверхностей емкостных аппаратов.
6. Для предупреждения самовозгорания пирофорных отложений обеспечивается уменьшение или полное исключение поступления в газовое пространство резервуаров воздуха.
7. Для исключения возможности возникновения пожара от искр электрооборудования, электрооборудование располагают в помещении операторной. Используют взрывозащищенное электрооборудование.

**Характерные пути распространения пожара.** Характерными путями распространения пожара на складах могут быть дыхательная арматура (патрубки) трубопроводы газоуравнительной обвязки резервуаров, разлившиеся нефтепродукты, горючие парогазовоздушные смеси, образующиеся при загазованности территории.