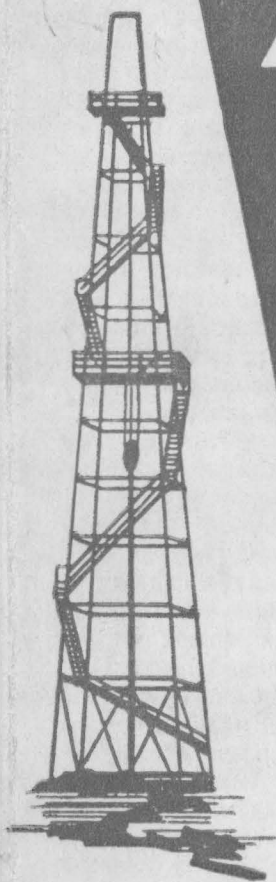


11733
К 73

Г. М. КОТОВ

Пожарная опасность

и
ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ
МЕРОПРИЯТИЯ
на
НЕФТЕПРОМЫСЛАХ



МОСКВА • 1962

ПРЕДИСЛОВИЕ

Коммунистическая партия и Советское правительство на всех этапах социалистического строительства уделяли большое внимание развитию нефтяной промышленности как одной из важнейших отраслей народного хозяйства.

За годы Советской власти нефтедобывающая промышленность выросла в мощную и высокоразвитую отрасль, оснащенную первоклассной техникой и имеющую многочисленные высококвалифицированные кадры рабочих, техников и инженеров.

Нефть и нефтепродукты имеют огромное значение для народного хозяйства страны. Нефть является сырьем не только для получения топлива и смазочных материалов, из нее получают различные фармацевтические и медицинские препараты, продукты парфюмерии, взрывчатые вещества, пластмассы, краски, спирты, каучук и многие другие ценнейшие вещества. Из нефти получают сотни наименований различных продуктов.

Отличительной особенностью развития нефтяной промышленности наших дней является усовершенствование методов добычи нефти и открытие большого количества новых месторождений.

Добыча нефти в 1960 г. составила свыше 140 млн. т, что в 6,3 раза больше, чем в последние годы первой пятилетки, а к 1965 г. ежегодно будет добываться свыше 240 млн. т нефти и 150 млрд. м³ газа.

Большой вклад в дело развития нефтяной промышленности вносят ученые и инженеры, изобретатели и рационализаторы. Непрерывно совершенствуется технология нефтяных промыслов; на многих из них уже введены диспетчеризация и автоматизация процессов добычи нефти, а на некоторых и телеуправление.

Все более широко внедряется комплексная механизация и автоматизация всех работ. К 1965 г. 70% всех действующих скважин будет автоматизировано, что позволит высвободить примерно 70% времени операторов и использовать его для более квалифицированного труда.

В процессах бурения и эксплуатации скважин все шире применяются различные электронные контрольно-измерительные приборы (ультразвуковые расходомеры, измерители забойного давления и т. д.).

Усовершенствование технологии промыслов и внедрение автоматики не только повышает производительность труда и увеличивает добычу нефти, но и улучшает противопожарное состояние их.

Основной задачей профилактической деятельности работников пожарной охраны является разработка и проведение мероприятий, предотвращающих возникновение пожара и обеспечивающих быструю его ликвидацию. Пожарно-профилактические мероприятия должны быть не только надежными и эффективными, но и экономически выгодными.

В деятельности пожарных органов ведущую роль играет строгий контроль за выполнением всех требований пожарной безопасности.

Одним из главных условий действенного осуществления контроля и правильной разработки профилактических мероприятий, а также и тушения пожаров являются хорошие знания пожарными технологического процесса добычи нефти и газа и его пожарной опасности.

В современных условиях бурного развития средств автоматики пожарным работникам необходимо полнее использовать эти средства для предотвращения пожаров.

Настоящая брошюра является попыткой обобщить опыт проведения пожарно-профилактических мероприятий на объектах добычи нефти и газа.

ГЛАВА I

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1. Происхождение нефти

Слово «нефть» произошло от персидского слова «нефата», что означает просачиваться.

Вопрос о происхождении нефти является чрезвычайно сложной проблемой, над решением которой продолжают работать и в настоящее время геологи, химики, физики и биологи. Существует много теорий о происхождении нефти, но все они подразделяются на две группы: первая — теории неорганического происхождения, вторая — теории органического происхождения.

Впервые мысль об органическом происхождении нефти была высказана М. В. Ломоносовым.

В наши дни большинство как советских, так и зарубежных ученых признают теории органического происхождения нефти. Теория смешанного растительно-животного происхождения, выдвинутая в 1932 г. основоположником нефтяной геологии акад. И. М. Губкиным, получила всеобщее признание.

По теории И. М. Губкина исходным продуктом для образования нефти является углеводородное соединение планктон, состоящий из свободно плавающих в огромных количествах микроорганизмов, которые составляют основную массу гнилостного ила морских бассейнов. Накопившийся на дне бассейна планктон, по мнению И. М. Губкина, проходит две стадии преобразования. На первой стадии при содействии бактерий и других факторов происходит разложение организмов, а на второй — под влиянием давления и температуры образуются нефть и газ. Процесс превращения планктона в нефть и газ происходит на протяжении многих миллионов лет.

Благодаря трудам замечательных советских ученых Н. Д. Зелинского, А. Д. Архангельского, Л. А. Соколова, В. В. Вебера и других теория И. М. Губкина получила свое дальнейшее развитие и подтверждение. Советскими учеными установлено, что исходным

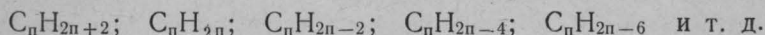
продуктом как для нефти, так и для каменного угля являются органические (растительные и животные) материалы независимо от их химического состава, что решающее значение в их преобразовании имеют условия, при которых они отлагаются, и что для образования нефти и газа необходим предварительный распад органических веществ на составные элементы. Распад органических материалов происходит длительное время под действием повышенных температур и давлений, радиоактивных излучений и в результате деятельности бактерий. Однако из-за отсутствия обоснований (с физической точки зрения) механизма миграции образующихся продуктов нефтематеринских пород в породы-коллекторы проблему органического происхождения нефти в настоящее время нельзя считать окончательно решенной.

2. Физико-химические свойства и пожарная опасность нефти и газа

а) Химический состав

Нефть—сложное органическое вещество. По внешнему виду это маслянистая жидкость с характерным запахом от черного до светло-коричневого цвета. Нефть представляет собой смесь различных углеводородных соединений. Кроме углерода и водорода, в состав углеводородных соединений входят в небольших количествах кислород, азот, фосфор, сера, железо, кальций, магний и др. элементы. Так, в составе различных сортов нефти содержится 84—87% углерода, 12—14% водорода и 1—2% других элементов. Большие колебания наблюдаются в различных сортах нефти по содержанию серы. В некоторых сортах нефти ее содержится до 5%.

Все углеводородные соединения, входящие в состав нефти и газа, по количеству содержащегося в них водорода подразделяются на ряды, каждый из которых может быть выражен определенной формулой:



Каждый ряд состоит из углеводородов, называемых гомологами. Гомологи отличаются друг от друга по количеству групп (CH_2) . Например:

1) Метановый ряд ($C_n H_{2n+2}$)	2) Этиленовый ряд ($C_n H_{2n}$)	3) Бензольный ряд ($C_n H_{2n-6}$)
CH_4 — метан	C_2H_4 — этилен	C_6H_6 — бензол
C_2H_6 — этан	C_3H_6 — пропилен	C_7H_8 — толуол
C_3H_8 — пропан	C_4H_8 — бутилен	C_8H_{10} — ксилол
C_4H_{10} — бутан	и т. д.	
и т. д.		

Углеводороды метанового ряда от CH_4 до C_4H_{10} в нормальных условиях являются газообразными веществами, от C_5H_{12} до

$C_{16}H_{34}$ — жидкими и от $C_{17}H_{36}$ и выше — твердыми (парафины). Углеводороды этиленового ряда могут быть газообразными, жидкими и твердыми. Соединения ряда C_nH_{2n} , имеющие циклическое строение молекул, называются нафтенами. Углеводородные соединения бензольного ряда называются ароматическими, низшие гомологи их являются жидкостями.

В зависимости от преобладания в различных сортах нефти веществ того или иного ряда последние классифицируются на парафинистые, нефтеновые и ароматические.

Ароматические нефти встречаются очень редко; в СССР они добываются в районах Майкопа и Перми.

По структуре молекул углеводородные соединения подразделяются на непредельные (ненасыщенные) и предельные (насыщенные). Первые, имея двойные и тройные связи между атомами углерода, способны к реакции непосредственного присоединения, легко изменяются даже на воздухе. Предельные же углеводороды способны только к реакциям замещения и являются более стойкими. Содержание в нефти непредельных углеводородов обычно незначительно.

По содержанию серы нефти подразделяются:

- 1) на малосернистые — с содержанием серы до 0,5 %;
- 2) на высокосернистые — с содержанием серы более 0,5 %.

Присутствие серы в различных сортах нефти нежелательно, так как она корродирует металл, образует пирогенные соединения и придает нефти ядовитость и неприятный запах.

В зависимости от содержания в нефти газообразных, жидких и твердых углеводородов, а также других примесей определяются ее физико-химические свойства и пожарная опасность.

Газы нефтяных и газовых месторождений горючи. Основной составной частью их является метан (CH_4), в котором в виде примеси содержатся более тяжелые углеводороды; углекислый газ (CO_2), азот (N_2), сероводород (H_2S), свободный водород (H_2), окись углерода (CO), инертные газы. Для газовых месторождений содержание метана колеблется от 88 до 98 %, а в попутных газах (газы нефтяных месторождений) — от 34 до 94 %.

Газ, содержащий в своем составе более 0,4 % тяжелых углеводородов, как правило, считается богатым, жирным или влажным и в большинстве случаев связан с залежами нефти, а содержащий менее 0,4 % — сухим или бедным. Однако точной границы между сухим и влажным газом провести нельзя.

Содержание углекислоты в попутных газах обычно не превышает 8 %.

Физико-химические свойства газа и его пожарная опасность определяются свойствами его компонентов.

б) Физические свойства нефти и газа

Основными физическими свойствами нефти являются: удельный вес, вязкость, теплотворность; температуры кипения, вспышки,

воспламенения, самовоспламенения, электрические свойства, испаряемость и растворимость.

Удельный вес нефти находится в пределах от 0,75 до 1,0. Разнообразие удельных весов объясняется различным содержанием в них легких (газообразных) углеводородов. Удельный вес нефти определяется пикнометром или ареометром.

В СССР удельным весом нефти принято называть отношение ее объемного веса к объемному весу воды, взятых при 20°. По удельному весу нефти подразделяются на легкие и тяжелые. Легкими считаются нефти с удельным весом до 0,9 включительно.

При оценке пожарной опасности нефти и нефтепродуктов удельный вес имеет большое значение, так как нефть и ее продукты благодаря сравнительно небольшому удельному весу всплывают на поверхность более тяжелых жидкостей. При толщине пленки в 0,2 см и более нефть и нефтепродукты способны гореть, а в отдельных случаях и создавать взрывоопасные концентрации над зеркалом жидкости.

Вязкость различных сортов нефти также весьма различна. Особенно вязки нафтеновые нефти. Удельную вязкость определяют вискозиметрами. В настоящее время наибольшее распространение имеет вискозиметр Энглера. Вязкость жидкости измеряется этим вискозиметром в градусах Энглера и обозначается °E₂₀ или °E₃₀ и т. д., где цифры означают температуру жидкости, при которой определялась вязкость.

С повышением температуры нефти вязкость резко уменьшается, а с повышением давления увеличивается.

Величина, обратная вязкости, называется текучестью. Текучесть нефти и нефтепродуктов необходимо учитывать при оценке их пожароопасности. Благодаря текучести нефть и нефтепродукты при выходе из емкостей или трубопроводов способны растекаться на большие расстояния и занимать значительные площади в довольно короткий промежуток времени. Чем меньше вязкость нефтепродуктов, тем быстрее они растекаются. При таких условиях воспламенение нефти или нефтепродуктов приводит к образованию движущейся огненной лавины, которая способна уничтожить все на своем пути.

Теплотворная способность различных сортов нефти находится в пределах от 10 300 до 11 000 кал. Некоторые продукты, получаемые из нефти, имеют значительно большую теплотворность. Это характеризует нефть как один из высококалорийных продуктов. Известно, например, что теплотворность древесины составляет только 3500—4000 кал. Высокая теплотворность нефти характеризует и высокую температуру ее горения.

Установлено, что при горении нефти со свободной поверхности температура пламени достигает 1200°. Температура стального борта резервуара, в котором происходит горение нефти, за пять минут достигает 700—800°. Примерно такая же температура устанавли-

вается в течение 25—30 мин. на поверхности армокаменных конструкций здания, в котором происходит горение нефти.

Высокая теплотворность нефти и быстрое нарастание высоких температур в зоне ее горения практически значительно снижают нормативные пределы огнестойкости строительных конструкций.

Теплотворность нефтяных газов составляет от 10 000 до 30 000 ккал/м³, а температура горения их значительно выше, чем нефти.

Так как нефть состоит из смеси различных углеводородов, то она не имеет определенной температуры кипения. Различают начальную и конечную температуры кипения нефти. Обычно легкие нефти кипят при 85—95°, тяжелые — при 95—110°. Застывают нефти также при различных температурах; например, грозненская парафинистая застывает при —11°, а беспарафинистая при —20°. Некоторые нефти о. Сахалина не застывают даже при —30°.

Температура самовоспламенения различных сортов нефти колеблется от 300 до 570°, а нефтяных газов превышает 570°. Температура вспышки различных сортов нефти находится в пределах от —37 до +130°.

Температурой вспышки называется та наинизшая температура, при которой огнеопасная жидкость, испаряясь, образует с воздухом смесь, дающую вспышку или взрыв ее паров от поднесенного источника воспламенения.

Температура вспышки жидкости определяется специальными аппаратами. При смешении различных нефтепродуктов температура вспышки смеси значительно снижается. Например, при добавлении в масло с температурой вспышки 130° 50% бензина с температурой вспышки 6,5°, температура вспышки смеси составит не 68, а 12°.

В настоящее время температура вспышки является одним из основных признаков, по которому определяют пожароопасность жидкостей. Чем ниже температура вспышки паров, тем она пожароопаснее. Жидкости с температурой вспышки паров до 45° считаются легковоспламеняющимися, а свыше 45° — горючими.

Температурой воспламенения называется та наинизшая температура, при которой от поднесенного источника воспламенения пары над жидкостью воспламеняются и продолжают гореть. Температуры вспышки и воспламенения для газов едины, для легковоспламеняющихся жидкостей близки друг к другу, а для горючих жидкостей температура вспышки значительно ниже температуры воспламенения.

Нефть является легко испаряющейся жидкостью. Испарением называется процесс парообразования, происходящий только на поверхности жидкости при самых различных температурах.

Количество паров над зеркалом жидкости, находящееся в единице объема воздуха, называется концентрацией паров.

Степень испарения зависит от упругости паров жидкости. Чем выше упругость, тем легче жидкость переходит в пар. Упругость

паров выражается давлением в мм рт. ст. Большой упругостью паров обладают легкие нефти. Упругость паров свежедобытой легкой нефти следует принимать такой же, как и для бензинов.

Практически концентрации паров жидкостей и газов в воздухе определяют в заводских (промысловых) лабораториях химическим способом, а на рабочем месте — газоанализаторами закрытого и взрывозащищенного исполнения.

Аналитическим методом концентрацию паров жидкости в воздухе определяют по формуле:

$$V = \frac{P_{\text{пар}} \cdot 100}{P},$$

где: V — концентрация паров в % по объему;

$P_{\text{пар}}$ — упругость паров при данной температуре в мм рт. ст. (определяется по таблицам);

P — атмосферное давление в мм рт. ст.

Различают взрывоопасные и невзрывоопасные концентрации паров нефти, нефтепродуктов или газов в воздухе. Каждое взрывоопасное вещество имеет определенный интервал взрывоопасных концентраций, ниже или выше которого взрыва не происходит. Наиниžшая концентрация взрывоопасного вещества в воздухе, которая при поднесении источника воспламенения взрывается, называется нижним пределом взрываемости (НПВ) вещества; а наивысшая взрывоопасная концентрация вещества в воздухе, которая еще сохраняет взрывные качества и при поднесении источника воспламенения взрывается, называется верхним пределом взрываемости (ВПВ).

Интервалы взрываемости паров различных сортов нефти с воздухом находятся в пределах от 1,9 до 7%; бензинов — от 1,1 до 6,2%; нефтяных газов — от 4,8 до 15%; ацетилена — от 1,5 до 82%, сероводорода — от 4,3 до 45,5%. Чем шире интервал концентраций и чем ниже он начинается, тем взрывоопаснее вещество.

Подогрев и повышение давления смеси увеличивают интервал между пределами взрываемости. Присутствие же в смеси негорючих газов (CO_2 , N_2 и др.) и паров сильно сокращает интервал пределов взрываемости, а при определенных концентрациях смесь перестает быть взрывоопасной.

Концентрации паров и газов выше верхнего предела взрываемости при выходе последних из производственных аппаратов способны гореть.

Метод определения взрывоопасности, паров жидкостей по концентрационным пределам в практических условиях не всегда удобен, так как для этого необходимы приборы и определенные условия замера. Работниками Центрального научно-исследовательского института противопожарной обороны (ЦНИИПО) разработана методика определения пожарной опасности жидкостей по температурным пределам взрываемости. Известно, что упругость паров

жидкости зависит только от температуры. Следовательно, для определения концентрации паров жидкости в воздухе достаточно знать ее температуру.

Границы взрывоопасных концентраций называются нижним и верхним температурными пределами взрываемости (НТПВ и ВТПВ). НТПВ является температурой вспышки жидкости.

Метод температурных пределов очень удобен в практическом применении, так как позволяет без приборов сразу определять степень опасности жидкости, на основе которой можно выбрать безопасный тепловой режим хранения или транспортировки ее. Данные о температурных пределах взрываемости различных жидкостей имеются в справочных таблицах.

При оценке пожарной опасности нефти и нефтепродуктов или газа необходимо учитывать, что некоторые тяжелые газы в 1,1—1,3 раза, а пары легких фракций нефти в 2,5—3,5 раза тяжелее воздуха и обладают большей, чем жидкости, текучестью и диффузионной способностью, благодаря которым они стелятся по земле, затекая в низменные места далеко от источника своего появления. Пары и газы при своем движении могут встретиться с источником воспламенения, что приведет к взрыву и возможно пожарам одновременно в нескольких местах. Кроме того, они могут притягиваться топками промышленных печей с расстояний до 15 м.

Известны случаи растекания газов от газовых фонтанов или разрушенных газопроводов на несколько километров.

Удельный вес сухих газов (по воздуху) изменяется от 0,55 до 0,65, влажных — от 0,65 до 1,2.

Добываемые на нефтепромыслах нефть и газ содержат серу и сернистые соединения, которые активно корродируют металл стенок аппаратуры (особенно в присутствии влаги) и образуют пирофорные отложения.

Способность пирофоров к самовозгоранию при соприкосновении с кислородом воздуха увеличивает пожарную опасность нефти и газов.

Самовозгорание пирофоров наблюдалось даже при -20° , а температура горения их в некоторых случаях достигала 600° . Такого теплового импульса вполне достаточно для воспламенения парогазовоздушных смесей. Медленное окисление пирофорных отложений не приводит к самовозгоранию их, поэтому в отдельных случаях они могут не быть источником воспламенения. Отложения, смоченные нефтепродуктами, менее способны к самовозгоранию, а если же смачиватель тяжелый и трудно испаряется, то продолжительность защиты отложений от окисления значительно увеличивается.

Пирофорные отложения (осадки) образуются уже при содержании 0,25% серы или сернистых соединений. Осадки, содержащие мало серы и много окислов железа, являются более опасными в пожарном отношении.

Обезвоженная нефть и нефтепродукты обладают большим элек-

трическим сопротивлением и как диэлектрики способны накапливать заряды статического электричества. Электрический заряд с потенциалом в несколько сот вольт возникает при неоднократном погружении шерстяной или шелковой ткани в бензин. В некоторых производственных процессах потенциал достигает нескольких тысяч вольт. Наиболее благоприятными условиями для разряда статического заряда является соприкосновение свободно движущейся жидкости с другими предметами, дробление ее, падение, соприкосновение с аппаратурой, в которой находятся нефть или нефтепродукты.

Нефть и нефтепродукты растворяются в воде в ничтожно малых количествах. При добыче нефти вода является неизбежным и даже необходимым ее спутником, но в этом случае вода и нефть представляют собой эмульсию. Нефть и нефтепродукты хорошо растворяются в хлороформе, сероуглероде, бензоле, четыреххлористом углероде, эфире и т. п. Нефти и нефтепродукты хорошо растворяют йод, серу, каучук, смолы, растительные и животные масла, асфальтовые вещества.

Угледородные газы растворяются в нефти, особенно в жирных и легких нефтях; при этом вязкость и удельный вес последних уменьшается. Растворимость газов находится в прямой зависимости от давления, чем оно больше, тем больше растворимость.

Понижение давления вызывает обратную конденсацию сначала сухих, а затем более влажных газов. Переход конденсата в газ сопровождается поглощением тепла и образованием льда на поверхности арматуры скважин.

В нефтяных залежах нефть и газ обычно находятся под давлением в 20—140 атм и при температуре 30—90°. В этих условиях лишь один метан находится в недрах земли в газообразном состоянии. Однако при увеличении давления и повышении температуры происходит обратное явление — растворение нефти в газе. Растворенные газы в нефти значительно снижают температуру вспышки паров и увеличивают ее пожарную опасность.

Большинство паров нефтепродуктов отравляюще действует на организм человека. Признаками отравления являются головная боль, головокружение, слабость, сухость во рту, тошнота, потеря сознания. Запах бензина чувствуется при концентрации его 0,03%. При концентрациях от 1,1 до 2,2% (концентрации взрывоопасные) через три минуты наступает головокружение, а затем обморок. Пары нефти, содержащие серу (сероводород), более ядовиты. В нефтяных газах содержание сероводорода может быть от 0,01 до 137 мг/л и более. Сероводород — сильный яд; он парализует нервные центры. При концентрации 1 мг/л отравление наступает мгновенно, а при слабых концентрациях он вызывает тошноту, рвоту, холодный пот, понос, одышку, кашель, головную боль. Сероводород тяжелее воздуха (удельный вес 1,2), поэтому он может скапливаться в низких местах и образовывать взрывоопасные концентрации.

3. Образование и структура нефтяных залежей и месторождений

Земная кора состоит из горных пород, основную массу которых составляют твердые и жидкие минералы. В природе насчитывается до 2000 минералов, а тех, которые образуют твердые горные породы, — около 25. Основными из них являются: кварц, полевой шпат, слюда, апатит, магнезит, гипс, известняк, каолин, фосфориты, уголь и др. Горные породы по происхождению делятся на изверженные (магматические) и осадочные.

Осадочные породы образовались при разрушении земной коры под действием колебаний температуры, воды, ветра и жизнедеятельности организмов. Среди осадочных пород в природе наиболее распространены песчаники, пески, известняки, глины и др.

Под влиянием внешних и внутренних сил Земли земная кора постоянно испытывает колебания. Такие движения земной коры называются вековыми колебаниями суши, они происходят настолько медленно, что в повседневной жизни остаются незамеченными.

В результате векового колебания суши пласты горных пород также подвержены изменению; они поднимаются, опускаются, изгибаются в складки, разрываются, наплазуют друг на друга. Для характеристики форм пластов складки, обращенные куполом вверх, принято называть антиклиналями (рис. 1), обращенные куполом вниз — синклиналями, а пласты в виде террас с однообразным наклоном — моноклиналями.

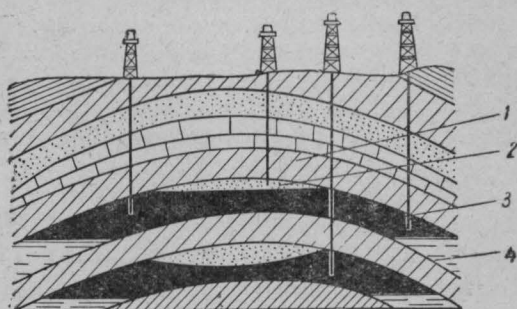


Рис. 1. Схема залегания нефтяных пластов:
1 — глина; 2 — газ; 3 — нефть; 4 — вода.

Изучение нефтяных месторождений показало, что, как правило, скопление нефти и газа происходит в осадочных породах, расположенных в виде антиклиналей и моноклиналей. Месторождения нефти в породах другого происхождения и других форм складок, а также в горизонтально залегающих пластах, встречаются редко.

Под нефтяной или газовой залежью (горизонтом) подразумевается скопление нефти или газа в пласте, ограниченном непроницаемыми породами или породами проницаемыми, но пропитанными водой. Нефтяной пласт (коллектор) — это пористая горная порода, пропитанная нефтью. Объем пор в пласте может достигать 40—50%. По пористости породы определяют запасы нефти в залежи. Другим важным свойством породы пласта-коллектора являет-

ся ее проницаемость (свойство пропускать жидкости и газы при данном перепаде давления), от которой в значительной степени зависит отдача нефти пластом. В настоящее время широко используются методы искусственного увеличения пористости и проницаемости пород.

Нефтяным месторождением называется участок земной поверхности с определенным геологическим строением, в пределах которого обнаружены нефtezалежи. В пределах месторождения может быть несколько нефтяных и газовых залежей или тех и других одновременно (см. рис. 1).

4. Источники пластовой энергии

Давление, которое оказывает воздух на поверхность Земли, называется атмосферным. Это давление, как известно, уравновешивается столбом воды высотой 1033 мм. Величина этого давления, приходящаяся на 1 см², называется атмосферой. Если нефтяную скважину глубиной 1000 м заполнить жидкостью с удельным весом 1,3, то давление в забое составит:

$$P_{\text{заб}} = \frac{H\gamma}{10\gamma_v}, \quad P_{\text{заб}} = \frac{1000 \cdot 1,3}{10,1} = 130 \text{ атм},$$

где: H — глубина скважин в м;

γ — удельный вес жидкости, заполнившей скважину;

γ_v — удельный вес воды.

В нефтяном пласте жидкость и газ обычно находятся под тем или иным давлением, которое носит название пластового давления. Пластовое давление определяет величину пластовой энергии и находится в прямой зависимости от глубины залегания пласта.

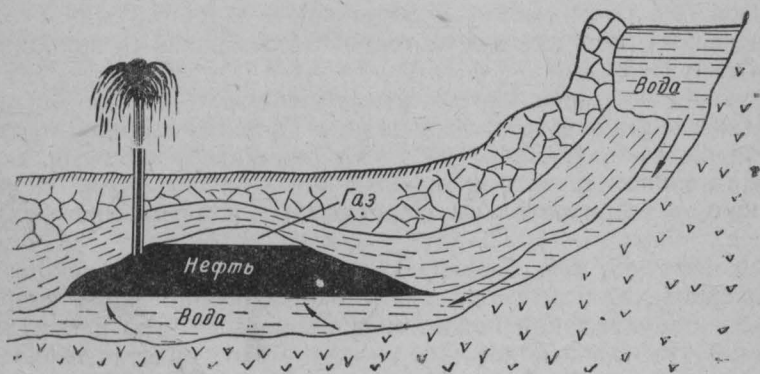


Рис. 2. Схема водонапорного режима работы скважины.

До вскрытия нефтяной залежи давление газа, нефти и воды в ней уравновешено. При вскрытии пласта скважинами равновесие давлений нарушается, в результате этого нефть, вода и газ начинают двигаться к скважинам. Основными видами пластовой энергии являются энергия краевых вод и энергия сжатого или растворенного в нефти газа.

Чем больше воды окружает залежь и чем большее количество газа находится в ней, а также чем выше пластовое давление, тем большей энергией обладает залежь.

В зависимости от действия тех или иных источников энергии различают четыре режима работы пласта.

1. Водонапорный режим — когда нефть движется в пласте к скважинам под действием давления краевых вод (рис. 2). Разновидностью этого режима является так называемый нефтеводоупругий режим, при котором пластовая энергия проявляется в виде упругого расширения нефти и воды.

2. Газонапорный режим — это режим газовой шапки (см. рис. 1).

3. Газовый режим, или режим растворенного газа.

4. Гравитационный режим — это режим, при котором движение нефти в пласте происходит под действием силы тяжести самой жидкости.

5. Разработка нефтяных месторождений

На заре развития нефтедобывающей промышленности нефть искали исключительно по естественным выходам ее на поверхность Земли. В настоящее время, хотя наличие выходов нефти и газов на поверхность является важным признаком для поисков, последние все же строятся на научной теории, подкрепляемой большим фактическим материалом, и проводятся определенными приборами. Широкое применение при поисках нефти получили геофизические и геохимические методы разведки, которые значительно сокращают проведение различных буровых работ. Комплекс полевых геологических, геофизических и геохимических работ, а также бурение структурных и прочих скважин называется поисковыми работами. Целью поисковых работ является открытие месторождения. Последующее бурение производится для того, чтобы определить данные для составления проекта промышленной разработки месторождения, и называется разведочным бурением или разведкой месторождения.

В период поисковых и разведочных работ детально изучаются характер, свойства и залегание пород, на основании которых составляется геологическая карта района; определяются источники пластовой энергии и их мощность, а также запасы нефти или газа и возможность их промышленного использования. Данные поисковых и разведочных работ необходимы для правильного выбора систем разработки залежей, месторождений и для определения рационального режима работы пластов и способов их эксплуатации.

Под разработкой нефтегазовых месторождений подразумеваются все работы по разбуриванию залежей и извлечению нефти или газа из недр Земли. В зависимости от последовательности разбуривания пластов, разработка месторождений ведется по системе «сверху вниз» или «снизу вверх». Наибольшее распространение получила система «снизу вверх», которая позволяет одной скважиной эксплуатировать несколько горизонтов последовательно друг за другом, начиная с нижнего. При данной системе сокращается число скважин и возрастают темпы освоения месторождения.

Системы разработки залежей подразделяются и по другим признакам, например по расположению скважин — на системы сплошной квадратной или треугольной сетки и систему разбуривания рядами; по очередности ввода скважин в эксплуатацию — на сгущающуюся и ползущую системы; по признаку воздействия на пласт — на системы разработки без поддержания пластового давления и с поддержанием его путем нагнетания в пласт воды, газа или воздуха. Разнообразие систем объясняется стремлением наиболее эффективно использовать запасы месторождения.

Среди многих проблем эффективной эксплуатации нефтяных месторождений, как наиболее важную, необходимо отметить проблему возможно полного использования разведанных запасов, так как степень отбора нефти из пластов является основой для развития нефтедобычи. Степень отбора нефти в настоящее время составляет 30—70% всего запаса нефти в залежи. Благодаря трудам советских ученых и практиков за последние годы разработаны и успешно применяются новые методы добычи с поддержанием пластового давления, которые значительно увеличивают отбор нефти из пласта. Основными из них являются метод законтурного заводнения, вторичные методы эксплуатации, методы химической обработки призабойной зоны и гидравлического разрыва пласта. Метод законтурного заводнения заключается в том, что пластовое давление в течение всего периода эксплуатации залежи постоянно поддерживается закачкой воды в пласт под большим давлением через специальные скважины, расположенные по контуру залежи. Применение законтурного заводнения увеличивает процент отбора нефти из залежи, повышает дебит и сокращает число необходимых скважин на единицу площади.

Для увеличения нефтеотдачи пласта широко применяются так называемые вторичные методы добычи, суть которых заключается или в частичном восстановлении утраченной пластовой энергии нагнетанием в пласт газа, воздуха, воды или, наоборот, в увеличении интенсивности отбора жидкостей и газа из пласта. Вторичные методы добычи применяются, главным образом, на промыслах, где первичная эксплуатация залежей велась без поддержания пластового давления, в результате которой в пласте осталось значительное количество нефти, а энергия его истощилась.

Чтобы увеличить дебит скважин, наряду с перфорированием и торпедированием забоев, в настоящее время широко применяются

разработанные советскими учеными методы гидравлического разрыва пласта и химической обработки породы в призабойной зоне скважины. Сущность гидравлического разрыва пласта заключается в том, что на забое скважины, в породе, искусственно создают высокопористые трещины, уходящие на десятки метров в глубь пласта. Расслоение породы осуществляется закачкой в пласт под высоким давлением различных растворов с примесями кварцевого песка, который, заполняя трещины, резко увеличивает проницаемость породы в призабойной зоне. Химическая обработка породы заключается в том, что в забой скважины нагнетают раствор кислоты, который способен растворять некоторые элементы породы и тем самым увеличивать пористость и проницаемость пласта в зоне забоя.

Увеличение интенсивности отбора жидкости для каждого пласта имеет свои границы. Чрезмерное увеличение интенсивности отбора нефти и газа может привести к нежелательным явлениям, поэтому в настоящее время особое внимание уделяется вопросам исследования скважин на приток, чтобы установить наиболее производительные и стабильные режимы их работы.

При бурении скважин, освоении и эксплуатации залежей необходимо проводить мероприятия, предупреждающие нерациональное расходование пластовой энергии, так как она является единственным источником движения нефти к забою скважин. Основными мероприятиями по сохранению пластовой энергии являются: надежная изоляция продуктивных пластов от остальной части разреза путем спуска обсадных колонн с последующим цементированием на определенных участках, надежное крепление устьев скважин, позволяющее устанавливать противофонтанное оборудование до вскрытия продуктивного пласта; постоянная исправность противофонтанной арматуры и устройств для приведения ее в действие. Недостаточное внимание к креплению устья и противофонтанной арматуры скважин приводит к открытому фонтанированию; последнее всегда наносит огромный ущерб месторождению и приводит к пожарам.



ГЛАВА II

ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ И ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

1. Краткие сведения о процессе и способах бурения скважин

Бурение скважин играет ведущую роль в развитии нефтяной промышленности.

По назначению бурение подразделяется на поисковое, разведочное и эксплуатационное, а по методам — на вращательное, турбинное и электробурение. Кроме данной классификации, различают также бурение наклонно-направленное, кустовое, многорядное, многоствольное и многозабойное. Процесс бурения, независимо от целей и методов, сводится к пробуриванию цилиндрического отверстия (скважины) в земной коре для сообщения нефтяной залежи с поверхностью земли, по которому в дальнейшем извлекается нефть. Верхняя часть скважины называется устьем, дно скважины — забоем, а боковая поверхность — стенками скважины. Диаметр скважин бывает от 15 до 50 см.

Современная буровая установка представляет собой сложное инженерное сооружение, в котором широко применяется новая техника, механизация и автоматизация. Буровая установка — это комплекс различных механизмов и оборудования, необходимых для пробуривания скважины.

Процесс бурения установкой, изображенной на рис. 3 и 4, происходит следующим образом. Долото 1 (рис. 3), которым производится разрушение породы пластов, закрепляется на нижнем конце колонны бурильных труб 3. Верхняя труба колонны имеет квадратное сечение и называется квадратом. Квадрат 15 проходит через отверстие такого же профиля в столе ротора 16 и заканчивается вертлюгом 12, нижняя часть которого способна вращаться, а верхняя неподвижна и соединена с талевой системой, при помощи которой осуществляется спуск и подъем бурильных труб. Электромотор 4 или двигатель внутреннего сгорания через редуктор 5 вращает стол ротора, последний при помощи квадрата передает вращение всей колонне бурильных труб с долотом. Для выноса разбу-

ренной породы используются глинистый раствор или вода, которые подаются поршневыми насосами 19 по трубопроводу через стояк 14, гибкий шланг 13 и вертлюг 12 в бурильные трубы. Далее, жидкость под большим давлением выходит из отверстия в долоте, очищает забой скважины и по межтрубному пространству выносит разбуренную породу на поверхность, где она в специальных лотках 17 очищается от породы, восстанавливается и снова в той же последовательности подается в забой.

По мере углубления скважины колонну бурильных труб наращивают. Для этого ее поднимают лебедкой 6 и талевой системой настолько, чтобы из ствола показалось первое соединение труб, отвинчивают квадрат и на его место навинчивают новую трубу, а к ее свободному концу снова привинчивают квадрат и продолжают бурение.

Износившееся долото заменяют, для чего всю колонну бурильных труб извлекают из скважины. Колонну поднимают или опускают лебедкой и талевой системой, состоящей из стального каната 7,

кронблока 8, талевого блока 10 и крюка 11. При подъеме (для ускорения процесса) колонну развинчивают не на отдельные трубы, а на так называемые свечи, которые состоят из двух или трех труб. После установки нового долота свечи последовательно свинчивают и опускают в скважину. Данный способ бурения называется роторным.

Передача вращательного движения от двигателя, установленного на поверхности земли, к долоту происходит через промежу-

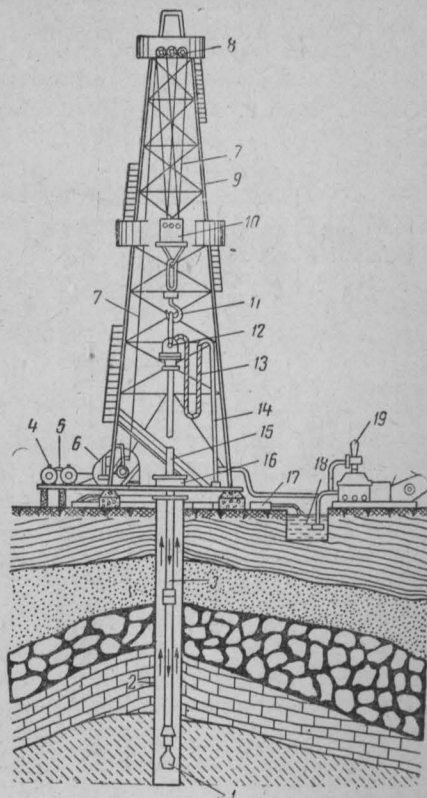


Рис. 3. Схема установки вращательного бурения:

1 — долото; 2 — глинистый раствор с разбуренной породой; 3 — бурильные трубы; 4 — электродвигатель; 5 — редуктор; 6 — лебедка; 7 — стальной канат; 8 — кронблок; 9 — вышка; 10 — талевый блок; 11 — крюк; 12 — вертлюг; 13 — гибкий шланг; 14 — стояк; 15 — квадрат; 16 — ротор; 17 — очистная система (лотки); 18 — приемные емкости; 19 — поршневые насосы.

точное звено, колонну бурильных труб, которая достигает несколько тысяч м и весит несколько сотен т. Такой способ передачи вращения от двигателя к долоту значительно снижает эффективность роторного способа бурения, так как 60—70% всей энергии затрачивается на вращение колонны труб. Кроме этого, в результате большого трения о стенки скважины, трубы быстро изнашиваются,

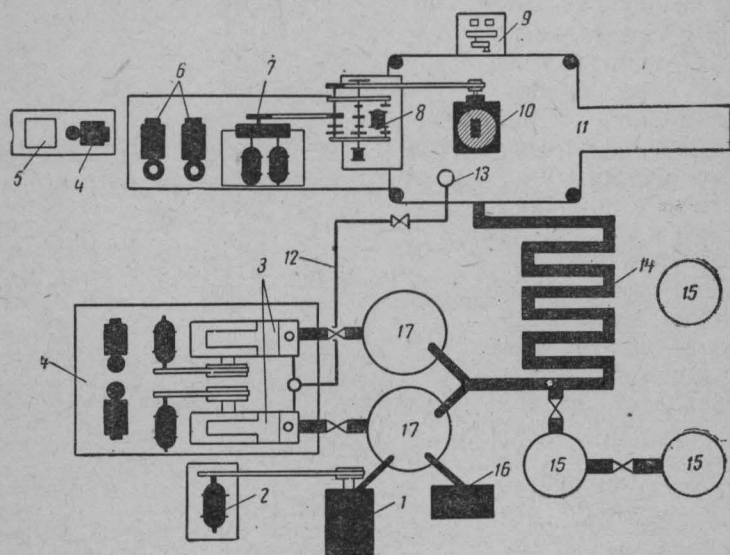


Рис. 4. Схема расположения бурового оборудования установки:

1 — глиномешалка; 2 — электромоторы; 3 — поршневые насосы; 4 — масляные выключатели; 5 — трансформатор; 6 — станция управления двигателями (контроллеры); 7 — редуктор двухмоторный; 8 — лебедка; 9 — индивидуальный привод; 10 — ротор; 11 — вышка; 12 — нагнетательный трубопровод; 13 — стояк; 14 — очистная система (лотки); 15 — емкости запасные; 16 — гидромешалка; 17 — емкости приемные.

ломаются и скручиваются. Комплектом труб в 1000 м пробуривают лишь 4000—5000 м, после чего трубы уже непригодны для бурения.

Перед учеными и инженерами встала задача — найти такой способ бурения, который бы не имел подобных недостатков. Рациональное разрешение этой проблемы заключалось в создании достаточно мощного двигателя, который можно было бы разместить в забое скважины.

Эта задача в 1922 г. была блестяще решена советским ученым членом-корреспондентом Академии наук СССР М. А. Капелюшниковым, который сконструировал турбобур, представляющий собой забойный двигатель, предназначенный для вращения долота. Основной частью турбобура является турбина, которая преобразу-

ет напор промывочной жидкости (глинистого раствора, воды) в усилия, вращающие вал, на конце которого закреплено долото. Таким образом, при бурении турбобуром колонна бурильных труб не вращается, а служит лишь для подведения к турбине промывочной жидкости, подвески турбины с долотом и удержания ее неподвижной части от вращения. Новый способ получил название турбинного бурения, которое благодаря экономичности и высоким скоростям проходки скважин получило самое широкое распространение. В настоящее время в Советском Союзе турбинным способом бурят до 85% всех скважин.

По такому же принципу производится и электробурение, при котором забойным двигателем является специально сконструированный водонепроницаемый электродвигатель. Приоритет электробурения принадлежит советским инженерам Островскому и Александрову. Электробурение (рис. 5) отличается от турбобурения тем, что долото в забое приводится во вращение не гидротурбиной, а электромотором.

Ток к электродвигателю подводится по кабелю, расположенному внутри бурильных труб.

Благодаря внедрению турбинного способа и электробурения, стало возможным развитие наклонно-направленного бурения (рис. 6). Необходимость наклонного бурения вызвана тем, что богатые нефтяные залежи часто находятся под селами, городами, морями, болотами. В таких случаях для вертикального бурения потребовалось бы или сносить строения или дополнительно строить дорогостоящие сооружения. Развитие наклонного бурения послужило, в свою очередь, основой для новых способов бурения, как-то: многоствольного, кустового и многозабойного. Преимущество многоствольного бурения заключается в том, что оно позволяет более эффективно использовать буровое оборудование и повысить скорость проходки. Эффективность данного способа достигается благодаря тому, что одной буровой бригадой бурится сразу несколько скважин и имеется возможность совмещать ряд операций. Например, подъем сработанного долота из одной скважины производится одновременно со спуском долота в другую. Устья скважин располагаются на расстоянии 1,5 м друг от друга, а забои — согласно геологической сетке.

Способ кустового бурения (рис. 7) состоит в том, что устья группы наклонно-направленных скважин сосредоточены на одной площадке в несколько десятков м², а забои разведены в разные стороны. Разбуривают скважины куста последовательно одним и тем же комплектом оборудования, передвигая только вышку, насосы же и прочее оборудование остаются на месте. При кустовом бурении значительно сокращаются различные строительные-монтажные работы и перевозки. Один куст может иметь до 10 и более скважин. Данный способ имеет широкое применение при разбуривании подводных месторождений с искусственных оснований.

Наклонно-направленное кустовое бурение применяется, глав-

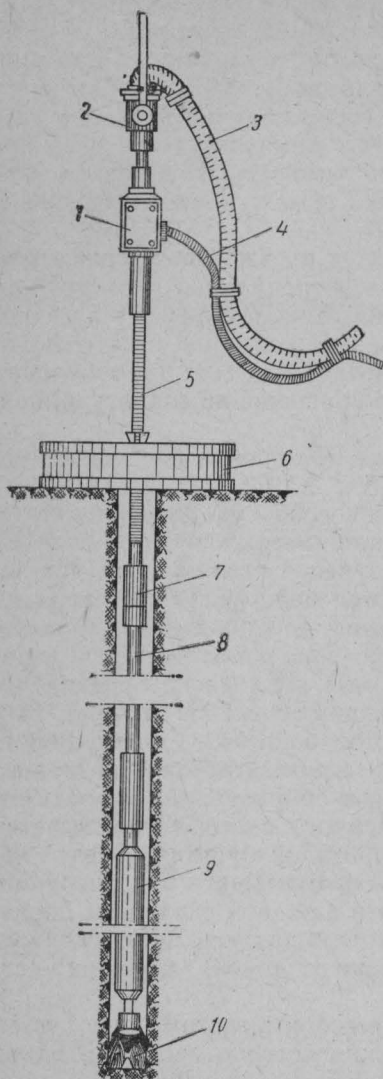


Рис. 5. Схема буровой установки с электробуром:

1 — кольцевой токоприемник; 2 — вертлюг; 3 — шланг для глинистого раствора; 4 — подводный электрокабель; 5 — рабочая труба (квадрат); 6 — роторный стол; 7 — замковое соединение с вмонтированными кабельными муфтами; 8 — буровые трубы; 9 — электробур; 10 — долото.

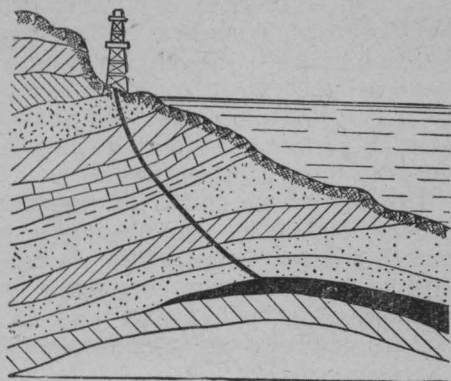


Рис. 6. Наклонно-направленное бурение с берега моря.

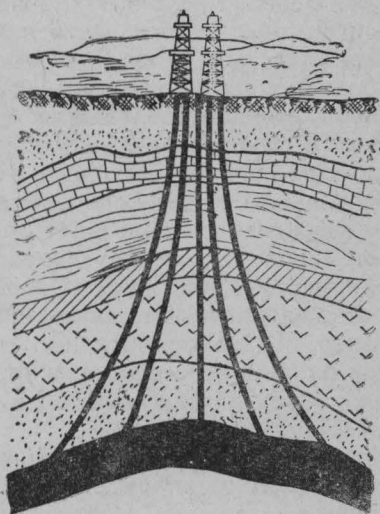


Рис. 7. Схема кустового бурения.

ным образом, при разработке залежей в прибрежной полосе и в открытом море на Каспии.

Во многих месторождениях промышленные запасы нефти залегают в пластах, расположенных на различных глубинах. Для того, чтобы вести одновременную разработку всех пластов, группой бакинских инженеров был предложен способ многорядного бурения, заключающийся в том, что вертикальную скважину бурят долотами сначала большего, а затем меньшего диаметра. После пробуривания в такую скважину спускают несколько обсадных колонн, каждая из которых заканчивается на соответствующем нефтяном горизонте (пласте). Таким образом, устье скважины представляет собой пучок труб, расположенных на расстоянии 0,6—0,8 м друг от друга. Для многорядного бурения применяется то же оборудование, что и для однорядного.

2. Подготовительные мероприятия и некоторые вопросы технологии бурения

До начала бурения на каждую скважину составляется геолого-технический наряд, который является основным руководящим документом для буровой бригады. Геолого-технический наряд состоит из двух частей — геологической и технической. В заглавной части наряда указывается категория скважины (разведочная или эксплуатационная), задачи бурения (поиски, оконтуривание и др.), проектная глубина, проектная конструкция скважины. В геологической части дается геологический разрез, где отмечается глубина залегания пород и их виды. Особенно ценными в этой части являются сведения о глубинах, на которых ожидаются газонефтеносные или водоносные горизонты, какие предвидятся осложнения и что нужно делать, чтобы избежать или устранить их. В технической части указывается режим бурения, виды долот, диаметр обсадных труб и глубина их спуска, качество глинистого раствора (его удельный вес и вязкость) и способ вскрытия продуктивного пласта.

До начала строительства буровой для определения ее местонахождения создается комиссия из представителей геологического отдела, конторы бурения, электроннадзора, пожарной охраны и горнотехнической инспекции (при закладке эксплуатационных скважин на территории промыслов участие пожарной охраны обязательно).

Эта комиссия составляет акт закладки буровой, где представители заинтересованных организаций конкретно указывают те мероприятия, которые необходимо выполнить до начала строительства буровой или к моменту ее пуска. Представитель пожарной охраны отмечает в акте мероприятия, обеспечивающие противопожарные разрывы, средства связи, водоснабжение, подъезды, средства тушения, которые обеспечивают противопожарную безопасность как самой буровой, так и соседних объектов. Указанные

требования предъявляются на основании действующих положений, норм, правил, а также приказов и инструкций министерств и совнархозов.

После составления акта закладки строительно-монтажные бригады приступают к сооружению буровой: устанавливают вышку, насосы, двигатели и прочее оборудование, учитывая при этом указания, сделанные в акте закладки представителями заинтересованных организаций. Перед началом бурения буровой мастер при участии всей бригады принимает от строителей буровую. Все мероприятия, записанные в акте закладки к этому времени, должны быть выполнены. Кроме того, данную буровую проверяют представители электронадзора, пожарной и горнотехнической инспекции; буровая может быть пущена только после разрешения этих организаций. Во время проверки готовности буровой к пуску представители пожарной охраны и конторы бурения проводят инструктаж, после чего бригада приступает к бурению.

По мере углубления скважины возникает необходимость в креплении ее стенок и предотвращении обвалов. Для этого в скважину после пробуривания определенного участка спускают стальные обсадные трубы, которыми разобщают различные пласты и устраняют поглощение промывочной жидкости пористыми породами. Первой обсадной колонной является кондуктор, который предназначен для предохранения верхних рыхлых и непрочных пластов от размывания и обвалов. Длина кондуктора составляет обычно от 100 до 700 м. Кольцевое пространство между трубой и стенками скважины цементируется на всю высоту. После окончания бурения (до продуктивного пласта) в скважину опускают эксплуатационную колонну и рабочие трубы, по которым извлекают нефть и газ. Затрубное пространство эксплуатационной колонны также цементируется, но не на всю высоту, а только на определенном участке.

В некоторых случаях при осложнениях, не позволяющих продолжать бурение, после кондуктора опускают так называемую техническую колонну. Диаметр технической колонны позволяет пропускать бурильные трубы и долото.

Правильный выбор типа долота в соответствии с крепостью пород, величиной осевой нагрузки и числом оборотов долота, а также качество и количество подаваемой в забой промывочной жидкости определяют скорость и качество проходки. Совокупность этих условий называется режимом бурения.

Для увеличения скорости и снижения стоимости бурения большое значение имеет время работы одного долота. В наши дни широко внедряется так называемое поворотное долото, которое можно заменять, не извлекая из скважины всей колонны бурильных труб. Поворотное долото прикрепляется к турбобуру и имеет рабочее положение (рис. 8) и транспортное (рис. 9). Из транспортного положения в рабочее и обратно двухшарошечная головка долота переводится путем поворота ее на 90°. Поворот головки долота из одного положения в другое осуществляется давлением промывоч-

ной жидкости. Поперечные размеры долота позволяют войти ему в трубы и перемещаться внутри последних. Подъем и спуск долота осуществляются лебедкой и стальным тросом.

В настоящее время советские ученые и инженеры разрабатывают способы бездолотного бурения скважин с применением ультразвуков и электрогидравлического эффекта для разрушения горных пород.

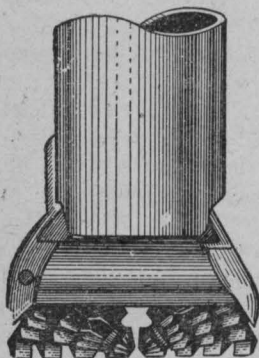


Рис. 8. Рабочее положение долота.

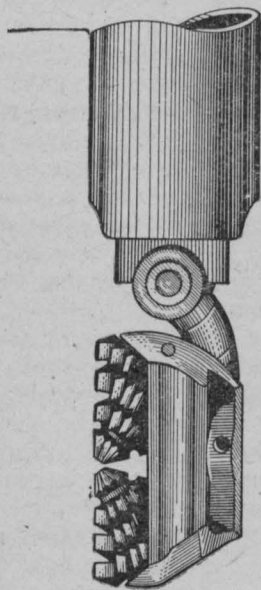


Рис. 9. Транспортное положение долота.

Скорость и качество проходки зависят от качества и количества подаваемой в забой промывочной жидкости. Промывочной жидкостью может служить глинистый раствор или вода. Вода применяется только в тех случаях, когда бурение производится в твердых устойчивых породах.

В забой скважины необходимо подавать такое количество жидкости, чтобы скорость ее движения с разбуренной породой по затрубному пространству превосходила скорость оседания породы в жидкости. По требуемому количеству жидкости подбираются насосы соответствующей производительности.

Промывочная жидкость предназначена не только для удаления разбуренной породы: она охлаждает долото, создает сопротивление, предотвращающее сдвигание скважины, и создает противо-

давление на пласт. Кроме того, глинистый раствор глинизирует и укрепляет стенки скважины.

Промывочная жидкость должна отвечать следующим требованиям:

- 1) укреплять стенки скважины плотной цементирующей коркой,
- 2) предотвращать обмен жидкостей между пластами и скважиной как при высоких, так и низких пластовых давлениях, для чего столб промывочной жидкости должен обладать достаточной вязкостью и надежно закупоривать поры в породе;
- 3) промывочная жидкость не должна растворять разбухаемые породы и вызывать их набухание. Кроме того, она не должна вызывать ржавление металла, набухание или крошение резины.

Большинству указанных требований удовлетворяют взвеси частиц глины в воде, называемые глинистыми растворами. Для улучшения качества глинистых растворов их подвергают обработке различными реагентами и утяжелителями. В качестве реагентов применяют кальцинированную и каустическую соду, жидкое стекло, известь, цемент, сульфит-спиртовую барду, нефть. Утяжелителями обычно служат барит, гематит, магнезит, концентрат колашиновой пыли.

Буровые бригады обязаны вести постоянный контроль за состоянием промывочной жидкости, периодически определять ее удельный вес, вязкость, содержание песка и водоотдачу. Удельный вес определяется ареометром, вязкость — вискозиметром, содержание песка — отстойником, водоотдача — прибором ВМ-6. Все указанные приборы постоянно находятся на буровой. Частота измерений указывается в геологотехническом наряде и зависит от рода промывочной жидкости и наличия осложнений. Результаты измерений заносятся в буровой журнал. Отбирать пробы глинистого раствора необходимо у начала очистной системы и в конце ее.

При посещении бурящихся буровых работники пожарной охраны должны обращать особое внимание на соблюдение бригадой заданного геологотехническим нарядом и другими инструкциями режима бурения, а в некоторых случаях и лично проверять качество промывочной жидкости, так как несоответствие ее свойств требованиям обстановки или геологотехническому наряду приводит к выбросам и фонтанам, а последние часто вызывают пожары.

3. Противопожарные мероприятия при бурении скважин

По степени пожарной опасности процесс бурения нефтяных скважин относят к производству категории Д (мокрый процесс). Наиболее пожаро- и взрывоопасным моментом является окончание процесса бурения, когда в пласте обнаружено присутствие нефти и газа, которые удерживаются от открытого фонтанирования лишь противодавлением столба глинистого раствора. Поэтому при нарушении технологического режима (снижении давления на пласт) может произойти выброс, а затем и открытое фонтанирование.

Выброс глинистого раствора из скважины под действием пластового давления нередко сопровождается выбросом бурового инструмента.

Уменьшение противодействия на забой скважины является одним из основных условий для возможного выброса или открытого фонтанирования. Противодействие столба глинистого раствора на забой скважины может понижаться по разным причинам.

Первой причиной является подъем бурильного инструмента из скважины без дополнительной подачи глинистого раствора. В этом случае уровень глинистого раствора в скважине понижается за счет извлекаемого инструмента и противодействие на забой уменьшается.

Второй причиной понижения противодействия может явиться газирование глинистого раствора. При проходке газоносных пластов газ проникает в скважину и насыщает глинистый раствор. Удельный вес раствора при этом уменьшается, раствор увеличивается в объеме и начинает переливаться через устье скважины, в связи с чем противодействие на забой уменьшается.

Например, если глубина скважины 3000 м, а удельный вес глинистого раствора 1,4, то противодействие на забой будет равно:

$$P_{\text{заб}} = \frac{3000 \cdot 1,4}{10} = 420 \text{ ат.}$$

При понижении удельного веса глинистого раствора, например до 1,2, противодействие на забой резко уменьшится и будет составлять:

$$P_{\text{заб}} = \frac{3000 \cdot 1,2}{10} = 360 \text{ ат.}$$

Уменьшение противодействия на 60 ат может явиться причиной выброса, если пластовое давление будет превышать 360 ат.

Третьей причиной уменьшения противодействия является внезапный уход глинистого раствора из скважины в пористые породы, каверны, трещины. При этом уровень жидкости резко понижается и противодействие на забой падает.

Выбросам и фонтанированию способствует прихват бурильного инструмента, который может быть вызван самыми различными причинами: прилипанием инструмента к стенкам ствола скважины, образованием сальников, обвалами, осадкой или оползанием породы в скважине. Осадка породы происходит при более или менее длительном нахождении инструмента в скважине без движения и промывки, или длительной промывки раствором без расхаживания и проворачивания инструмента. Прихват инструмента может послужить причиной фонтанирования потому, что ликвидируется он заменой столба глинистого раствора нефтяными или водяными ваннами. Это значит, что вода или нефть, освобождающие режущий инструмент в местах прихвата путем постепенного рассасывания породы, производят на забой гораздо меньшее противодействие.

ние, чем глинистый раствор, так как удельный вес воды, а тем более нефти значительно меньше удельного веса глинистого раствора.

Следовательно, если захват бурильного инструмента произошел недалеко от газонефтяного пласта, то замена столба глинистого раствора водой или нефтью может привести к выбросу и открытому фонтанированию.

Противодавление уменьшается и при работах по ликвидации аварий.

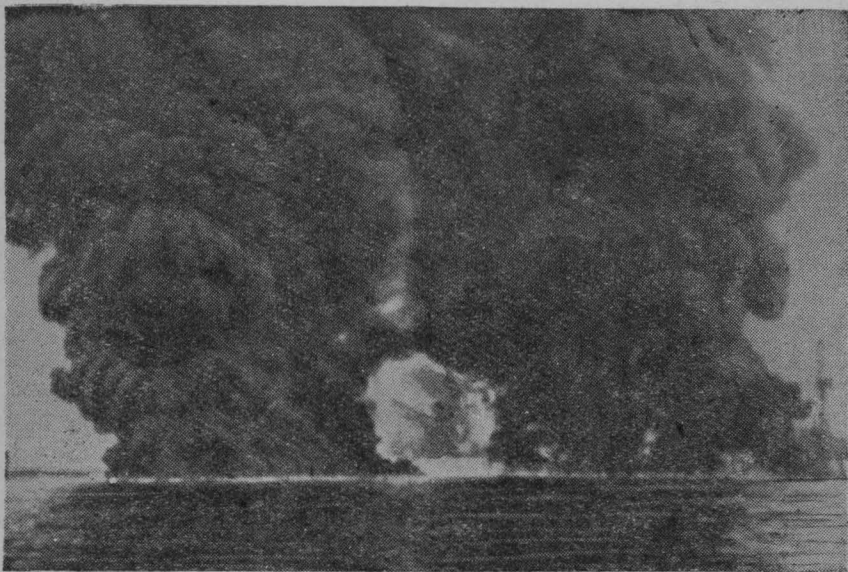


Рис. 10. Горение нефти, растекающейся по поверхности воды от фонтанирующей скважины.

На одном из нефтепромыслов Краснодарского края причиной закупорки труб явилось образование сальника из смеси глинистого раствора с цементом. После поднятия 30-й свечи без дополнительной закачки раствора буровой мастер заметил сильный перелив глинистого раствора и решил закрыть скважину — установить на устье специальный фланец. Однако установить фланец бурильщику не удалось, так как он вместе с ним был отброшен струей глинистого раствора. Скважина перешла на открытое фонтанирование газом, раствором и нефтью. Через некоторое время фонтан загорелся.

Причинами уменьшения противодавления на забой могут явиться также обводнение глинистого раствора пластовой водой и несоответствие качества глинистого раствора геологотехническому наряду.

При открытом фонтанировании на поверхность земли нередко выбрасывается большое количество нефти, которая, заливая значительную территорию, создает чрезвычайно опасную обстановку, так как в окружающем воздухе в изобилии содержатся пары нефти и газ. Достаточно появиться малейшему источнику воспламенения, как открытый фонтан может превратиться в море огня (рис. 10).

Воспламенение паров и газа может произойти от искры, образовавшейся вследствие удара выбрасываемой породы о стальные части оборудования, от неосторожного обращения с огнем вблизи фонтана, от попадания газа и паров нефти к открытым очагам огня, от искр проходящего транспорта и т. п. Иногда источником воспламенения являются пирогорные соединения, выбрасываемые вместе с нефтью и газом.

В практике тушения пожаров имел место случай, когда после тушения газонефтяного фонтана, последний через некоторое время вспыхнул снова и так повторялось несколько раз. Производственный анализ газа показал, что он содержал измельченную примесь сернистого железа, которое и служило постоянным источником воспламенения. Только после усиленного охлаждения выбрасываемого газа последний больше не воспламенялся.

Возникший пожар иногда достигает грандиозных размеров и может стремительно распространяться на соседние буровые и другие сооружения. Горящие струи нефти нередко достигают 60—80 и более м в высоту, а площади горения — нескольких тыс. м². Следовательно, скважины, фонтанирующие газом или нефтью, являются особенно опасными в пожарном отношении.

Меры борьбы с выбросами

Для предупреждения выбросов и открытых фонтанов в скважине необходимо создать и поддерживать постоянное давление промывочной жидкости, которое бы всегда превышало ожидаемое давление пласта. Для этого нужно, прежде всего, следить за рабочим давлением насоса и удельным весом глинистого раствора и постоянно обеспечивать режим, предусмотренный геологической картой и заданием. Если противодавление в скважине окажется недостаточным, необходимо увеличить вес глинистого раствора. Для этого в глинистый раствор добавляют утяжелители.

Так как в процессе бурения глинистый раствор теряет свои качества (обводняется, загазовывается), уходит в пористые породы и частично теряется при очистке, последний необходимо обновлять, добавляя в него новый раствор. Для этого на буровой создается определенный запас свежего раствора. Особенно необходим запас раствора при бурении рыхлых пород или пород, в которых возможны трещины, каверны, а также высокое пластовое давление газа. Внешними признаками загазованного глинистого раствора являются пузырьки на его поверхности. В этом случае необходимо прекратить бурение и продолжать непрерывную промывку

раствором до тех пор, пока не восстановится его первоначальный удельный вес. Если промывка не помогает, нужно увеличить удельный вес раствора, добавив в него утяжелители. Если же газирование раствора будет продолжаться и дальше, значит раствор сильно насыщен газом. Чтобы прекратить процесс газирования, нужно закрыть устье скважины, а при отсутствии противовыбросовой арматуры продолжать утяжелять раствор или заменить его свежим.

В процессе бурения инструмент неоднократно поднимают на поверхность для замены долота. Подъем бурильных труб — наиболее опасная операция, при которой может произойти выброс. Чтобы не уменьшить противодавление по мере подъема инструмента, в скважину необходимо постоянно подкачивать раствор.

Если появятся признаки частичного ухода глинистого раствора, то нужно одновременно с увеличением подачи раствора добавлять к нему опилки или известковый порошок, которыми будут забиваться поры и трещины в стенах скважины, и тем самым прекратится утечка раствора.

Частичное поглощение ликвидируется обработкой раствора различными реагентами (сульфит-спиртовой бардой и др.). При полном поглощении раствора в последний добавляют цементные пасты, которые приготавливают непосредственно на буровых.

Особенно четко и внимательно должна работать бригада при подходе к продуктивным пластам с высоким давлением и вскрытии их. При этом необходимо особенно четко следить за качеством глинистого раствора.

Удельный вес раствора должен быть заблаговременно увеличен на $0,1—0,2 \text{ г/см}^3$, а водоотдача снижена. Перед вскрытием пласта на буровой необходимо создать запас утяжелителей, реагентов и утяжеленного химически обработанного раствора в запасных емкостях. В случае снижения удельного веса раствора на $0,1 \text{ г/см}^3$ от первоначального и повышения вязкости или водоотдачи нужно немедленно начинать утяжеление и химическую обработку его.

В период подхода к продуктивному пласту и вскрытия его необходимо несколько снижать скорость проходки, по возможности, не делать остановок при бурении, не допускать резких изменений давления, не прекращать циркуляцию раствора и не допускать снижения уровня жидкости в скважине. Соблюдение всех этих правил может полностью предотвратить выбросы и фонтанирование. Однако для безопасности работ в условиях возможных выбросов и фонтанирования на устье скважины устанавливаются превенторы, которыми в случае необходимости перекрывается кольцевое пространство между бурильными трубами и обсадной колонной.

Для предотвращения выброса через бурильные трубы в последних устанавливаются обратные клапаны. Установка превенторов при бурении поисковых и разведочных скважин обязательна во всех случаях.

Превенторы бывают двух видов: плашечные и вращающиеся.

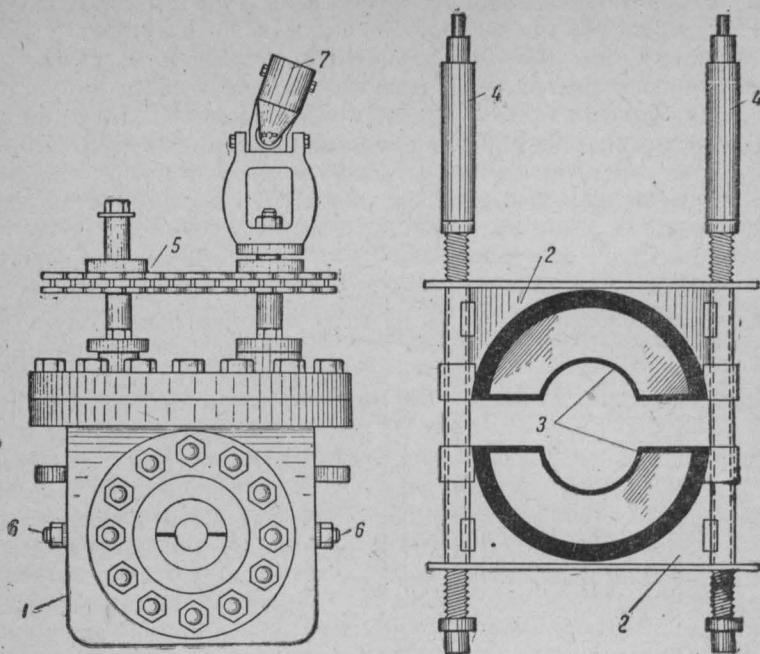


Рис. 11. Схема устройства плащного превентора типа Ш-2:

1 — корпус; 2 — сменные плашки; 3 — уплотнение; 4 — направляющие стержни; 5 — цепная передача; 6 — пробки промывочных отверстий; 7 — штурвал.

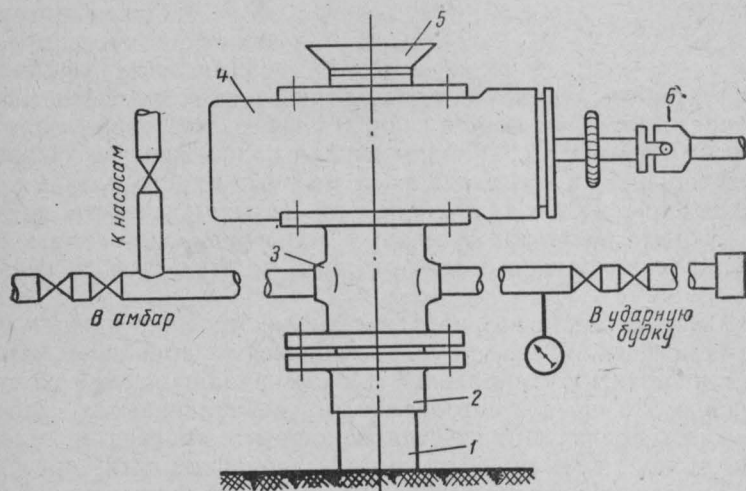


Рис. 12. Схема установки превентора:

1 — кондуктор; 2 — колонный фланец; 3 — крестовина; 4 — превентор; 5 — воронка; 6 — привод.

Схема устройства плащечного превентора типа Ш-2 показана на рис. 11. К каждому превентору прилагается комплект сменных плашек для бурильных труб разных диаметров. В настоящее время широкое распространение получили превенторы с двумя парами плашек. Такими превенторами можно перекрывать устье скважины не только при наличии в скважине бурильных труб, но и при их отсутствии. В этом случае используют вторую пару плашек, которые не имеют вырезов для бурильных труб и называются сплошными.

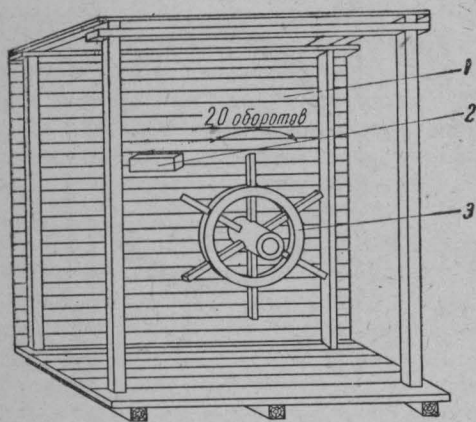


Рис. 13. Расположение штурвала превентора:

1 — предохранительный щит с навесом; 2 — смотровое окно; 3 — штурвал.

В исключительных случаях устанавливают два превентора. Схема установки превентора показана на рис. 12. Устанавливается превентор после спуска кондуктора или технической колонны. Штурвал превентора должен быть выведен за вышку на расстояние не менее 10 м. Со стороны буровой штурвал ограждается стенкой с навесом (рис. 13). Около каждого штурвала на стенке должно быть указано направление вращения его и число оборотов до полного закрытия.

Для обеспечения надежности работы превентора последний необходимо один раз в смену промывать при помощи шланга через отверстия, закрытые пробками: смазывать солидолом втулки валов, цепи и шарниры перед установкой и в последующем не реже одного раза в месяц. Не реже одного раза в вахту проверять на герметичность, для чего нужно закрыть превентор и сверху в кольцевой зазор залить воды. При герметичности превентора уровень воды держится неизменным.

В 1958 г. на бакинских нефтепромыслах успешно прошел испытания плащечный превентор с электрическим приводом, который устанавливается на специальной площадке, защищенной со стороны буровой. На щите электропривода устанавливаются сигнальные лампы с надписями: «превентор закрыт», «превентор открыт».

В настоящее время сконструирован вращающийся превентор, который обеспечивает герметизацию устья скважины как при неподвижной, так и вращающейся колонне бурильных труб. Данный превентор, рассчитанный на давление 200 атм, имеет более совершенную конструкцию плашек и уплотнения.

Свободное закрытие превентора можно произвести только в первые 5—8 мин. выброса или фонтанирования. При более длительном фонтанировании плашки и винты превентора забиваются породой, что приводит к полному их заеданию.

Для успешного подавления выброса или фонтанирования необходимо, чтобы превентор был всегда исправлен и готов к работе, а выкидные линии превенторов — открыты (закрывать превентор при закрытых задвижках запрещается, так как давление может сорвать уплотнение). При закрытии превентора инструмент должен быть приподнят так, чтобы напротив плашек находилась не ведущая (квадрат), а бурильная труба. Нельзя закрывать превентор, когда инструмент стоит на элеваторе. Регулировать давление на сбросе из превентора нужно только подбором штуцеров, но ни в коем случае не задвижками. В случае выхода из превентора раствора с сильной «перебитостью» газом, ни в коем случае нельзя вновь закачивать его в скважину без добавления в него свежего утяжеленного раствора.

Если при выбросе или фонтанировании нельзя закрыть превентор, то необходимо аварийной кнопкой «стоп» немедленно выключить все электрооборудование буровой, остановить работу двигателей внутреннего сгорания, сообщить о случившемся в пожарную охрану, не применять стальной инструмента в зоне загазованности, принять меры к прекращению работы топок и других огневых работ вблизи фонтанирующей буровой, остановить движение транспорта в зоне распространения газа или нефти.

При расположении грязевых насосов в отдельных сараях и в случае выброса или фонтанирования останавливать работу насосов не следует (если нефть и газ не попадают на них), наоборот, необходимо усилить подачу утяжеленного глинистого раствора, так как последний в струе фонтана резко снижает возможность его воспламенения.

После того, как окончено бурение и вскрыт продуктивный пласт, извлекают колонну бурильных труб и на ее место опускают колонны эксплуатационных и рабочих труб. Если же продуктивный пласт перекрыт обсадными трубами, производят так называемую перфорацию колонн — пробивание отверстий в стенках труб электроперфоратором. Процесс перфорации является последней операцией, которая проводится с участием буровой бригады. После этого скважина сдается промыслу для освоения и эксплуатации. Электроперфоратор — это стальной наборный цилиндр, в стенках которого радиально расположено множество камер, заряженных взрывчатым веществом и бронебойными или разрывными пулями. Перфоратор спускают в скважину на каротажном кабеле, который служит также и для подведения электрического тока к взрывным камерам. Перед перфорацией снимают превентор и делают обвязку колонн; на фланец эксплуатационной колонны ставят фонтанную задвижку, а скважину заполняют глинистым раство-

ром удельного веса, достаточного лишь для удержания пластового давления с некоторым запасом.

Пожарная опасность процесса перфорации заключается в том, что возможны выбросы и открытое фонтанирование. Обычно выбросы и фонтанирование происходят вследствие того, что при прострелке из скважины бурно переливается раствор. Закрывать фонтанную задвижку сразу нельзя, так как внутри нее проходит карротажный кабель. В таких условиях промедление с извлечением перфоратора ведет к разъеданию задвижки породой и ее засорению, а выброс переходит в открытое фонтанирование.

Чтобы предотвратить пожары и фонтанирование при прострелке (перфорировании) скважины, в некоторых случаях необходимо ставить две фонтанные задвижки; последние должны быть полностью открыты и закреплены на все болты.

Автомашины с оборудованием для перфорации устанавливать с наветренной стороны на расстоянии не менее 20—25 м от устья скважины. Обшивка буровой должна быть разобрана, а вся электросеть обесточена.

Двигатели лебедок, предназначенных для подъема перфоратора, должны постоянно работать. Заглушать двигатели в то время, когда перфоратор находится в скважине, запрещается. Обслуживающий персонал должен постоянно находиться на своих рабочих местах. Когда простреливаются скважины с ожидаемым большим пластовым давлением, к месту прострелки высылаются пожарные автомашины с боевыми расчетами, которые производят полное боевое развертывание и дежурят до окончания работ.

4. Общие меры пожарной профилактики на буровых

Помимо возможных выбросов и открытого фонтанирования, пожарная опасность буровых обуславливается возможностью образования в них взрывоопасных нефтегазовоздушных смесей (особенно в закрытых вышках), наличием топлива для двигателей, сгораемого материала, которым обшиваются буровые и настилаются полы основания, площадок и мостов, а также возможностью появления источников воспламенения.

Серьезную опасность при бурении представляет собой эксплуатация вышки, так как неустойчивое положение ее или частичная деформация приводит к авариям, а нередко и к пожарам.

Известную пожарную опасность на буровой создает тормозное устройство бурильной лебедки. Тормоз является одним из основных узлов лебедки и служит для торможения при спуске бурильных труб в скважину и для удержания колонны на весу.

При работе тормозного устройства происходит нагревание ободов, шайб и колодок, особенно при спускно-подъемных операциях, когда обод шайбы накаливается докрасна. Такая температура может явиться причиной взрыва паро- или газовоздушной смеси.

Пожарная опасность бурения скважин заключается и в том,

что при проходке продуктивных пластов из глинистого раствора в значительных количествах выделяется газ, который может скапливаться в различных местах буровой.

На нефтепромыслах применяются различные двигатели, в том числе и двигатели внутреннего сгорания. Чаще всего двигателями внутреннего сгорания пользуются на поисковых и разведывательных буровых, когда они находятся на значительном расстоянии от источников электроэнергии.

При нарушении правил эксплуатации эти двигатели также представляют пожарную опасность, которая в основном заключается в том, что они могут служить источниками воспламенения.

Серьезную пожарную опасность представляет неисправное электрооборудование и нарушение правил эксплуатации его. Пожарную опасность могут представлять даже вполне исправные электроустановки, если они содержат открытые токоведущие части, доступные газам и парам нефти, например, контакты магнитных реле, рубильники, контроллеры и др.

Основными пожарно-профилактическими мероприятиями при устройстве и эксплуатации буровых являются:

1. Правильное устройство вышек. Вышку устанавливают на фундамент, который в зависимости от грунтовых условий может быть деревянным или бетонным. Фундамент необходимо сооружать с таким расчетом, чтобы между поверхностью земли и полом буровой можно было установить противовыбросовую арматуру. Для поддержания вышки в устойчивом положении ее необходимо укреплять металлическими оттяжками, которые должны иметь одинаковое натяжение. Оттяжки над дорогами должны проходить на высоте не менее 4 м.

Чтобы поддерживать постоянную устойчивость и прочность вышки, нужно систематически проверять ее состояние, обращая особое внимание на центрированность вышки и прочность таких элементов, как пояса, раскосы и ноги. Все нарушения прочности и устойчивости вышки должны немедленно устраняться.

Необходимым условием, снижающим возможность возникновения и развития пожара, является защита сгораемых конструкций буровой от возгорания. Деревянные конструкции, кроме полов основания и мостков, которые постоянно находятся при бурении во влажном состоянии, необходимо обрабатывать раствором глины. Для камышитовых плит наиболее доступным и дешевым видом огнезащиты является обмазка их глинопесчаным раствором. Камышитовую плиту достаточно уплотнить и защитить с двух сторон слоем глины толщиной в 1,5 см, как она становится трудносгораемой и вполне приемлемой для обшивки буровой.

2. Соблюдение противопожарных разрывов между вышками и другими сооружениями (последние определяются соответствующими нормами). Если буровая расположена в лесистой местности, то вся площадь в радиусе 50 м должна быть очищена от растительности и других сгораемых материалов. Кроме того, перед началом

работ по сооружению фундамента буровой необходимо разобрать и отвести в сторону все трубопроводы, удалить от места сооружения производственное оборудование, механизмы, электрические провода и кабели, не относящиеся к данной буровой.

Еще до начала бурения должен быть сделан отвод (лоток) для спуска по нему буровых вод и разбуренной породы. Направление и устройство лотков должно полностью исключать попадание воды и выбрасываемой породы на дороги, проезды и подходы к скважине.

3. Обшивку вышки и сарая следует делать снаружи. Это необходимо для удобства разборки вышки при возникновении пожара или фонтанировании скважины. Своевременное снятие обшивки значительно уменьшает загазованность внутри вышки и обеспечивает свободный доступ к устью скважины.

4. Периодическая поливка водой тормозных шайб предупреждает нагрев их до высоких температур. Чтобы избежать дополнительных аварий, поливку шайб водой необходимо производить медленно и небольшими порциями. Спуск бурильных труб следует производить равномерно со средней скоростью, чтобы избежать перегрева колодок тормоза.

В последнее время на нефтепромыслах для нормальной работы ленточного тормоза используют гидроматический тормоз (гидроматик), который большую часть энергии расходует на нагревание воды, а постоянная циркуляция ее между тормозом и водяным чаном с градирней обеспечивает отвод тепла.

Гидроматик одновременно работает и как автоматический регулятор скоростей спуска инструмента. Таким образом, его применение значительно снижает пожарную опасность процесса бурения.

5. Своевременные осмотры и испытания наземного оборудования, механизмов и установок. Например, оборудование бурящейся скважины проверяется и принимается перед началом работ, после ликвидации аварий и при больших перерывах в работе. Это дает возможность своевременно избежать как аварий, так и пожароопасных явлений.

Нужно постоянно проверять исправность контрольно-измерительных приборов, которые позволяют своевременно предупреждать аварии и пожары.

В процессе работы необходимо систематически наблюдать за исправностью талевых канатов и всех соединений подъемных механизмов.

При эксплуатации могут возникать опасные перегрузки талевой системы. Чтобы исключить аварий от перегрузок, устраивают автоматические отключатели. Отключатели приводятся в действие контактным устройством, которое при увеличении нагрузки на талевую систему сверх допустимой отключает двигатели и работа на скважине прекращается.

6. Строгое выполнение требований, предъявляемых к электрооборудованию. Согласно ПУЭ для освещения кронблока, транс-

форматоров, сарая и приемного моста необходимо применять рудничные светильники типа РН-100, РН-200. Для освещения щита контрольно-измерительных приборов, пульта управления и приема бурового насоса применяются фарфоровые водонепроницаемые светильники.

Для освещения рабочих мест у бурильного станка в 20—25 м от буровой на высоте 10 м устанавливается прожектор с лампой мощностью 500—1000 вт. Осветительную электропроводку в башне буровой необходимо выполнять изолированным проводом, проложенным снаружи обшивки на изоляторах. Штепсельные соединения в буровой применять не разрешается. На буровых допускается применение взрывобезопасных аккумуляторных фонарей и переносных электроламп напряжением не более 12 в. Выключатели электроосвещения буровой должны быть установлены на столбах вне буровой в 15 м от ее основания.

В качестве силового электрооборудования на буровых применяются различные электродвигатели. Наибольшее распространение получили трехфазные и синхронные двигатели с короткозамкнутым ротором, которые допускают кратковременную трехкратную перегрузку. Перегрузки при бурении бывают сравнительно часто. По своей конструкции электродвигатели должны соответствовать характеру условий работы. Для бурения наиболее приемлемы двигатели серии МА-35, МА-36 и др.

Ток к двигателям в пределах вышки и пристройки должен подводиться бронированным кабелем соответствующего сечения. К буровой обычно подводится электроэнергия высокого напряжения (6000 в). Чтобы понизить напряжение, около буровой или участка буровых устанавливают трансформаторы. Они могут устанавливаться как на открытой площадке, так и в специальной будке, не ниже IV степени огнестойкости. Трансформаторная подстанция должна находиться от буровой на расстоянии не менее 30 м. Надзор за правильностью исполнения и эксплуатации подстанций осуществляется электроотделом треста и энергоинспекцией Министерства нефтяной промышленности.

Если проходка скважины производится электробуром, то в первую очередь следует принимать меры к тому, чтобы не допускать перегрузки электромотора. Для этого устанавливают защитное устройство, отключающее мотор через 2—3 сек. с момента перегрузки. Запрещается снимать напряжение с устройств, обеспечивающих автоматическое отключение двигателей при перегрузке.

Предупреждению аварий способствует также своевременный уход за бурильными трубами и токопроводами, надежное закрепление кабельных секций, тщательный контроль за контактными соединениями, периодическая проверка сопротивления изоляции и наличия масла в полости шпинделя электробура. Если подтекает масло через резьбовые соединения, значит электробур не исправен; чтобы избежать серьезной аварии, его нужно заменить новым.

7. Строгое соблюдение противопожарных требований при уста-

новке и эксплуатации двигателей внутреннего сгорания, которые обычно устанавливаются или в сарае буровой, или в отдельном помещении. Основанием для двигателя обычно служит деревянный помост, защищенный стальным листом корытообразной формы.

Внутри помещения, где устанавливается двигатель внутреннего сгорания, разрешается иметь расходный бачок для топлива емкостью до 200 л. На расстоянии не менее 15 м от помещения допускается устанавливать емкость для хранения запаса топлива не более чем на 15 суток. Для отдельных районов разрешается устанавливать емкости с большим запасом. При этом емкости должны быть удалены от буровой на расстояние не менее 40 м и заглублены в грунт. Для быстрого прекращения подачи топлива на линиях в 5 м от стены помещения устанавливаются запорные вентили.

Выхлопные трубы двигателя должны выводиться из помещения через конек крыши или стену и заканчиваться искрогасителями. В местах прохода через сгораемые или трудносгораемые конструкции выхлопные трубы обертывают асбестом и оставляют разрыв между сгораемым материалом и трубой не менее 50 см. Отверстие разрыва обычно закрывают кровельным железом.

8. При вскрытии продуктивных, особенно с высоким давлением, пластов внутренняя осветительная сеть буровой должна быть отключена. Освещение в этот период осуществляется только прожекторами. Работы по вскрытию таких пластов желательно производить в дневное время. Если при вскрытии пласта скважина газифицируется, то, чтобы не допустить воспламенения газа, все работы по свинчиванию инструмента необходимо производить вручную неискрообразующим инструментом, а подъем и спуск труб — механизмами, установленными вне буровой. Одновременно с этим нужно принимать меры для ликвидации газирования.

9. При многоствольном и кустовом способах бурения запрещается вести разбуривание, если устья уже законченных скважин не герметизированы и выделяется газ, а также при их освоении.

10. На буровых при тушении пожара для подачи глинистого раствора должны быть приспособлены грязевые насосы. Для этого на выкидных линиях грязевых насосов в 15 м от буровой с двух противоположных сторон ее устанавливается не менее двух пожарных кранов с комплектами рукавов и ручных стволов. Обязанность грязевых насосов должна производиться так, чтобы давление у пожарных кранов не превышало 8 атм.

11. Применение на буровой открытого огня для освещения, обогрева труб и двигателей категорически запрещается, особенно когда вскрыт продуктивный пласт.

12. Если на буровой отсутствует электроосвещение, бурение должно производиться только в дневное время.

13. Категорически запрещается использовать газ для отопления или питания двигателей непосредственно от газонефтяных скважин без системы очистки и регулировки давления.

ГЛАВА III

ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ И ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

1. Способы эксплуатации скважин

В зависимости от величины пластового давления скважины эксплуатируются тремя способами: фонтанным, компрессорным и глубинно-насосным. Если величина пластового давления достаточна для подъема нефти на поверхность, применяют фонтанный способ эксплуатации, а если недостаточна, то компрессорный или глубинно-насосный. По мере снижения давления в пласте скважины переводят в такой же очередности с одного способа на другой.

Фонтанный способ является наиболее дешевым по сравнению с двумя другими, поэтому в настоящее время разработка новых залежей ведется только с поддержанием пластового давления, для того, чтобы более длительное время фонтанировали скважины. Поддержание пластового давления в значительной степени увеличивает полноту отбора нефти из пласта и дебит скважины. На показатели последних влияют методы освоения скважин и режим их эксплуатации. В настоящее время приняты режимы эксплуатации, обеспечивающие отбор такого количества жидкости из скважин, которое способен пропустить забой без выноса породы на поверхность, т. е. при полном сохранении призабойной зоны и конструкции забоя от разрушения.

В период освоения, который длится несколько суток, а иногда и несколько недель, проводятся работы по увеличению проницаемости призабойной зоны (гидравлический разрыв пласта, кислотная обработка породы) по промывке скважины и возбуждению потока нефти.

Основным видом освоения скважин в настоящее время является метод плавного запуска, который заключается в том, что приток нефти к забою осуществляется путем медленного создания перепада давлений между пластом и скважиной. Применительно к способам эксплуатации скважин метод плавного запуска может быть осуществлен различными способами.

Основными из них являются: замена глинистого раствора в скважине на жидкости меньшего удельного веса (вода, нефть), применение эргазлифтов, глубинных насосов, свабиrowания и тартания.

Скважины, которые предполагается эксплуатировать фонтанным способом, обычно осваиваются путем замены жидкостей в скважине или применением эргазлифтов.

Пожарная опасность освоения скважин заключается, главным образом, в том, что в период возбуждения пласта, осуществляемого снижением давления на забой, возможно резкое повышение давления на устье скважины, которое может вызвать срыв арматуры и открытое фонтанирование. Кроме того, при возбуждении пласта при помощи эрлифта из скважины выделяется большое количество газа, который выбрасывается в атмосферу и может затекать в низменные места или подходить к действующим скважинам. Срыв арматуры или разрушение ствола скважины, главным образом, происходит при гидравлическом разрыве пласта. При замене жидкости в скважине вместе с потоками ее из забоя выходит значительное количество нефти, которая в больших количествах нередко скапливается возле устья скважины.

Для предотвращения возможных аварий и пожаров в период освоения скважин необходимо, чтобы арматура на устье скважины крепилась на все болты и соответствовала ожидаемому давлению, чтобы при возбуждении скважин эргазлифтом или промывкой нагнетательные линии имели бы обратные клапаны с задвижками и манометры. Обвязка арматуры должна позволять закрыть устье скважин в случае ее фонтанирования. Для сбора извлекаемой из скважины нефти необходимо устраивать отстойные амбары.

Наиболее пожароопасным способом освоения является тартание, так как устье скважины открыто и имеется свободный выход наружу парам нефти и газу. При тартании для герметизации устья скважины на фланец колонны необходимо устанавливать металлическую омедненную заслонку, а чтобы избежать искрообразования, верхние и нижние конусы ведра (желонки) и дужки должны быть выполнены из цветных металлов. Не допускается замазучивание территории вокруг скважины.

Тракторы-подъемники должны иметь искрогасители и устанавливаться с наветренной стороны на расстоянии не менее 25 м от устья скважины.

Возбуждение скважины свабиrowанием или тартанием допускается только тогда, когда невозможно применить другие способы возбуждения притока нефти к забою.

Все способы возбуждения пласта, за исключением тартания, должны производиться только при полностью собранной и установленной арматуре. Во время освоения скважины за ней должно быть организовано постоянное наблюдение. Не допускается ведение на буровой других работ, не относящихся к процессу освоения скважины.

Фонтанный способ эксплуатации скважин основан на использовании энергии пласта для подъема нефти на поверхность земли. Фонтанирование возможно только тогда, когда пластовое давление выше давления столба жидкости, заполнившей скважину.

В СССР фонтанным способом эксплуатируется свыше 60% всех действующих скважин.

Большинство фонтанных скважин в настоящее время сооружают одноколонной конструкции. Ствол одноколонной скважины, кроме обсадных труб, имеет эксплуатационные и фонтанные (подъемные) трубы. Фонтанные трубы обычно опускаются до фильтров.

Устья скважин оборудуются фонтанной арматурой (рис. 14), которая представляет собой соединение толстостенных стальных тройников, крестовин, задвижек. Для скважин с высоким давлением применяют арматуру с резьбовым соединением, выдерживающую значительно большие давления, чем на фланцевом соединении.

В настоящее время изготавливается типовая стандартная арматура на 40, 75, 125, 150, 250 и более атм пробного давления.

Дебит фонтанной скважины и противодействие на забой регулируются штуцером, который представляет собой стальной цилиндр с отверстием. Штуцеры выпускаются с различными диаметрами отверстий. Как правило, фонтанная арматура имеет два выкида и два установленных на них штуцера (см. рис. 14), из которых один резервный.

При эксплуатации фонтанных скважин извлекаемые нефть и газ по трубопроводам направляются в так называемые трапы (сепараторы), где газ отделяется от нефти.

Пожарная опасность фонтанного способа эксплуатации скважин заключается в том, что при данном способе в связи с высокими давлениями и большими скоростями движения жидкости возникает опасность срыва арматуры, разъедания ее породой, утечки нефти и газа через неплотности и т. д.

При фонтанной эксплуатации необходимо четко выполнять противопожарные правила и правила техники безопасности. Малейшая небрежность в работе может привести к аварии.

Меры профилактики

Тип фонтанной арматуры должен соответствовать ожидаемому давлению. При сборке арматуры необходимо использовать только стальные или клингеритовые прокладки.

Для контроля давления в скважине должны быть установлены манометры на буфере и на одном из отводов от межтрубного пространства. Чтобы снизить давление в затрубном пространстве,

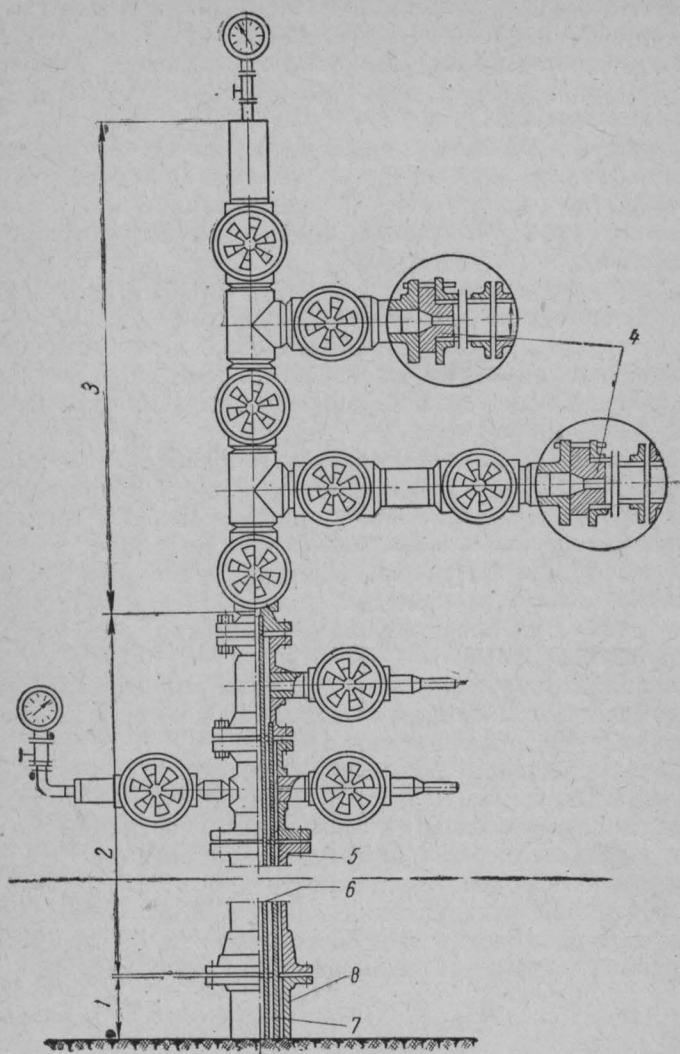


Рис. 14. Схема оборудования устья фонтанной скважины:
 1 — колонная головка; 2 — трубная головка; 3 — фонтанная елка;
 4 — штуцеры; 5 — уровень пола буровой; 6 — фонтанные трубы;
 7 — эксплуатационная колонна; 8 — обсадная колонна.

колонная головка должна быть оборудована специальным отводом с вентилем. Необходим строгий постоянный контроль за состоянием штуцеров и штуцерных патрубков, особенно в тех скважинах, которые работают с выносом породы, так как последняя сравнительно быстро разъедает отверстие штуцера и стенки патрубка. Увеличение же диаметра отверстия штуцера ведет к повышению скорости движения жидкости и увеличению количества захватываемой из забоя породы. Таким образом, интенсивность разъедания арматуры прогрессирует, что приводит к аварии и пожару. Контроль за состоянием дозирующего штуцера осуществляется по показаниям манометров на скважине и трапе.

Работа скважины с неплотностями в соединениях арматуры не допускается. Трапы, трубопроводы, арматура и прочее наземное оборудование системы отвода нефти и газа от скважин должны быть (перед пуском) опрессованы на полуторакратное рабочее давление.

Останавливать работу фонтанной скважины для устранения различных неполадок не рекомендуется, особенно когда скважина работает на режиме с выносом породы. Всякая остановка, даже кратковременная, может привести к образованию песчаных пробок и выходу скважины из строя.

б) Компрессорный способ

Компрессорный способ эксплуатации скважин применяется в тех случаях, когда пластового давления недостаточно для подъема нефти на поверхность земли. Компрессорная эксплуатация — это искусственное продолжение фонтанирования скважины, которое производится за счет газа или воздуха, подаваемого в скважину под давлением. При подаче в скважину газа система называется газлифтом, а при подаче воздуха — эрлифтом. Для подачи газа или воздуха в скважину спускают два ряда концентрически расположенных труб. Те трубы, по которым нагнетается газ или воздух, называются нагнетательными, или воздушными, а те, по которым поднимается газ вместе с нефтью, — подъемными. Принцип действия воздушного (газового) подъемника (эргазлифта) заключается в разгазировании жидкости в подъемных трубах, что значительно уменьшает ее удельный вес. Даже при недостаточном пластовом давлении смесь жидкости с газом по закону сообщающихся сосудов поднимается к скважине на значительно большую высоту, чем однородная жидкость.

По конструкции лифты (подъемники) бывают однорядные и двухрядные. Наибольшее применение получил двухрядный подъемник.

Большим недостатком эрлифтной системы является то, что воздух после его однократного использования выбрасывается в атмосферу, вместе с ним уходит и значительное количество паров

легких фракций нефти и газа. При применении же газлифта газ не выбрасывается, а после очистки от паров бензина снова подается в систему.

Устья компрессорных скважин оборудуются той же арматурой, что и фонтанные.

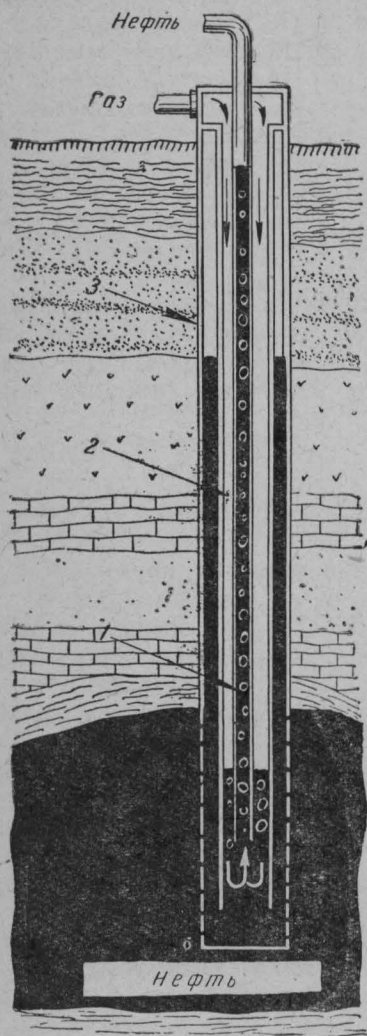


Рис. 15. Схема компрессорного способа эксплуатации нефтяных скважин:

1 — колонна подъемных труб; 2 — колонна нагнетательных труб; 3 — обсадная (эксплуатационная) колонна

Компрессорный способ эксплуатации (рис. 15) применяется редко, так как подача воздуха или газа в скважины требует сооружения сложных и дорогостоящих компрессорных станций и системы газовоздухопроводов. Этим способом в Советском Союзе добывается менее 10% нефти.

Пожарная опасность компрессорных скважин аналогична фонтанным, поэтому все противопожарные мероприятия для них одинаковы.

Компрессорные станции

Компрессорные станции на нефтепромыслах сооружаются для подачи газа или воздуха при компрессорной эксплуатации скважин, для нагнетания газа или воздуха в пласт с целью поддержания пластового давления или для механизированного сбора газа от скважин и других промысловых установок.

По степени пожарной опасности компрессорные станции, работающие на газе, относятся к производствам категории А, а компрессорные, работающие на воздухе, приравниваются к производствам категории Д.

Основной пожарной опасностью при работе компрессоров на газе является возможность засасывания в магистраль воздуха и паров нефти. Это может произойти вследствие неплотного соединения труб приемной линии или их повреждения, а также ненормальной работы газосепараторов. Взрыв смеси в газопроводе и ком-

прессоре возможен в том случае, когда количество воздуха в смеси будет превышать 50%, что практически встречается редко.

В помещении газовых компрессорных станций может возникнуть опасность пожара и взрыва вследствие пропуска газа через неплотности сальников, фланцевых соединений, вентилей и задвижек. Кроме опасности пожара и взрыва, нефтяной газ может вызывать и отравления, особенно тогда, когда в газе содержится сероводород.

Меры профилактики

Компрессорные станции должны размещаться в отдельных зданиях, расположенных на специальных площадках. Площадки должны иметь не менее двух непосредственных выездов на внутри-промысловую дорогу.

Здания газоконпрессорных станций должны быть не ниже II степени огнестойкости. Учитывая возможность взрыва, покрытия компрессорных станций выполняются бесчердачными, легко сбрасываемыми и несгораемыми. Противопожарными нормами допускается устройство покрытия из кровельной стали или асбофанеры по деревянным рейкам, уложенным по металлическим прогонам или стропилам.

В компрессорной допускается применение паровых и электрических двигателей, а также двигателей внутреннего сгорания. Невзрывозащищенные электродвигатели, а также двигатели внутреннего сгорания должны располагаться в изолированных от компрессорного зала помещениях. Применение плоскоременной передачи в компрессорных запрещается. В зданиях компрессорных станций допускается устанавливать расходные баки для масла общей емкостью не свыше трехсуточного запаса.

Расходные баки для двигателей внутреннего сгорания разрешается устанавливать в помещениях, изолированных от компрессорного зала глухой несгораемой стеной с пределом огнестойкости не менее трех часов.

Если число компрессоров производительностью не свыше 15 м³ будет не более двух, установка расходного бака допускается непосредственно в помещении компрессорной. Запас жидкого топлива разрешается хранить около компрессорной станции на специально отведенной площадке с несгораемым основанием.

Подводка жидкого топлива к двигателям должна производиться по трубам, проложенным в лотке. Сверху лоток необходимо защищать несгораемым материалом (железобетонными плитами, листами из котельной стали, кирпичом). Это исключает при пожаре возможность проникновения огня к топливным трубопроводам.

Сборные газовые коллекторы должны размещаться вне здания компрессорной станции. Чтобы избежать случайных повреждений, газовые коллекторы следует размещать в земле, устраивая в местах фланцевых соединений колодцы для осмотра и зачистки.

Напорные линии компрессоров должны иметь задвижки с приспособлениями, позволяющими в случае аварии (пожара) управлять ими как изнутри, так и снаружи здания.

Оттаивание замерзших выкидных и других линий разрешается горячей водой, паром или другими безопасными способами. Для периодической продувки газопровод необходимо оборудовать газовой свечой с огнепреградителем, возвышающейся над коньком крыши не менее, чем на 2 м.

Электрооборудование газокomppressorных станций должно быть взрывозащищенного исполнения.

Пусковая аппаратура невзрывозащищенного исполнения (масляные выключатели, разъединители и т. д.) должна находиться вне компрессорного помещения станции. Обычно она располагается в специальных камерах, пристроенных к стене компрессорной.

Отопление и вентиляция в газокomppressorных станциях должны удовлетворять всем противопожарным требованиям, предъявляемым к производствам категории А.

При неисправной или выключенной вентиляции работа газокomppressorной не допускается.

Для безопасной работы компрессора необходимо постоянно контролировать режим смазки, очищать и охлаждать воздух, пропуская его через фильтры и холодильники; при неисправности последних работу компрессора следует прекращать.

Напорные линии компрессоров должны быть оборудованы исправными предохранительными клапанами. Чтобы предупредить самовоспламенение масла и масляных отложений, все воздухопроводы (нагнетательные) периодически должны подвергаться очистке специальными химическими реагентами, как-то: 5%-ным раствором каустической соды или 2—3%-ным раствором сульфанола.

При внезапном повышении давления на напорном трубопроводе работу компрессора нужно немедленно остановить.

Желательно, чтобы повышение давления в компрессоре оповещалось автоматической сигнализацией.

Распределительные будки газа и воздуха

Для распределения газа по компрессорным скважинам на нефтепромыслах устраиваются газораспределительные будки (ГРБ). Опасность их заключается в возможности скопления в помещении нефтяного газа и образования взрывоопасных концентраций. Скопление газа в будке обычно происходит вследствие пропуска его через фланцы и вентили.

Основным мероприятием по обеспечению пожарной безопасности в газораспределительных будках является устранение возможности образования в них взрывчатой смеси путем устройства вентиляции. Вентиляцию необходимо выполнять общую, естествен-

ную. Чтобы устранить проникновение газа из скважины в будку, на нагнетательных линиях следует устанавливать обратные клапаны и вентили.

Зимой для предохранения от замерзания конденсата в батареях и особенно в вентилях устраивают подогрев газа в газопроводах. Чтобы обезопасить подогрев, его лучше всего осуществлять паром или электропечками, помещенными вне будки.

Осветительное электрооборудование, расположенное внутри помещения, должно быть взрывозащищенного исполнения. При отсутствии осветительной арматуры взрывозащищенного исполнения разрешается установка кососветов.

Для устранения утечки газа на линии следует постоянно следить за исправностью сальников вентилях и устанавливать вентили, изготовленные из материала, не подвергающегося коррозирующему действию газа. Таким материалом является хромированная сталь. Соединения трубопроводов должны быть сварными.

Проведение сварочных работ и применение открытого огня в распределительных будках запрещается. Будка должна быть построена из негорючих материалов с легким негорючим покрытием. Пол будки должен быть из материалов, исключающих возможность образования искр при ударах или падении на них инструмента, оборудования и т. д.

Двери должны являться местом свободного выхода взрывной волны, поэтому их необходимо устраивать открывающимися наружу.

Помимо газораспределительных будок, на нефтепромыслах сооружаются и воздухораспределительные будки. Хотя эти будки и приравниваются к производствам категории Д, однако при нарушении правил эксплуатации они также пожароопасны. Если на нагнетательных линиях отсутствуют обратные клапаны, газ может проникать через неплотности системы трубопроводов в помещение будки и образовывать взрывоопасные концентрации.

Воздухораспределительные установки, имеющие неисправные предохранительные клапаны, а также другие дефекты, нарушающие нормальный режим работы системы, к эксплуатации допускать нельзя.

в) Глубинно-насосный способ эксплуатации нефтяных скважин

Этим способом добывается около 30% всей нефти. При глубинно-насосной эксплуатации нефтяных скважин (рис. 16) извлечение нефти осуществляется насосами, опускаемыми в скважину. Насос представляет собой цилиндр, внутри которого движется пустотелый поршень (плунжер) с шаровым клапаном (рис. 17). У устья скважины устанавливается станок-качалка, при помощи которого плунжер через колонну насосных штанг получает возвратно-поступательное движение в вертикальном направлении.

При движении плунжера вверх происходит всасывание нефти в цилиндр насоса, а при движении вниз — нагнетание ее в подъемные трубы.

Глубинные насосы применяются тогда, когда скважина имеет невысокий уровень нефти и нельзя использовать ни один из рассмотренных выше способов эксплуатации.

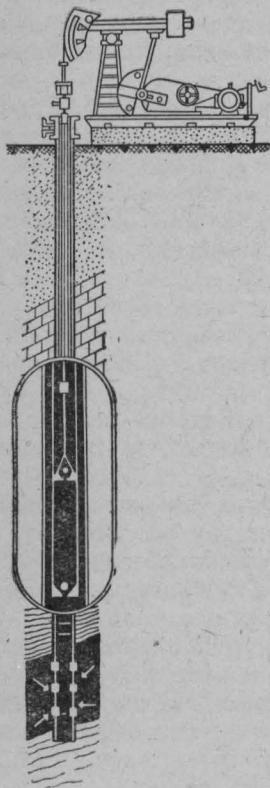


Рис. 16. Схема глубинно-насосной скважины.

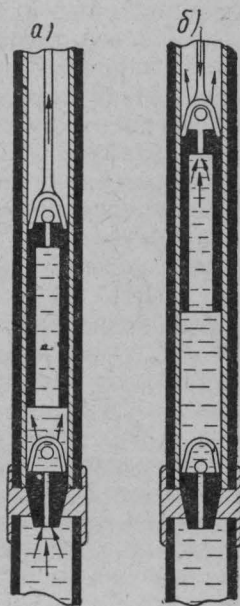


Рис. 17. Схема работы плунжерных насосов:

а — положение клапанов и цилиндров насоса при всасывании жидкости; *б* — положение клапанов и цилиндров насоса при нагнетании жидкости.

Глубинные насосы русского инженера И. И. Иванецкого были впервые установлены на нефтепромыслах Баку еще в 1871 г. Однако они не получили широкого распространения в условиях царской России.

В настоящее время конструкции глубинных насосов многооб-

разны и типы их определяются, главным образом, условиями их работы в скважинах.

Для подъема и спуска труб, штанг, насосов и другого оборудования над скважиной сооружается эксплуатационная металлическая вышка. Высота такой вышки 13—24 м. Для привода станков-качалок используются электродвигатели и, как исключение, двигатели внутреннего сгорания, обычно работающие на газе.

Пожарная опасность глубинно-насосного способа добычи нефти заключается, главным образом, в возможных авариях и разливе нефти по территории. Аварии могут происходить при заедании поршня в цилиндре, обрыве штанг и балансиров. Чаще всего аварии происходят при чистке скважин и удалении из них песчаных пробок.

Причинами аварий может являться перегрузка электродвигателей, приводящих в движение станки-качалки; пробуксовка приводных ремней (при недостаточном их количестве или натяжении), срыв балансиров. Пробуксовка ремней может привести к их самовозгоранию.

Меры профилактики

В настоящее время все старые образцы станков-качалок заменены станками-качалками нормального ряда: СКН-2-615, СКН-3-915 и СКН-5-1812. В их конструкции внесены значительные изменения: редуктор помещен в масляную герметическую ванну, а подшипники переведены на густую смазку, открытый электромотор заменен на электродвигатель в закрытом обдуваемом исполнении типа АОП. Вместо ширококоренной передачи поставлена текстропная. С появлением новых станков отпала необходимость в устройстве около скважин деревянных будок.

До недавнего времени при отключении электросети, питающей нефтепромыслы, станки-качалки старой конструкции останавливались. Повторный запуск их производился оператором вручную. Теперь станки-качалки включаются в работу электромагнитными реле.

Электродвигатель может автоматически отключаться, если произойдет заклинивание плунжера. Следовательно, возможность загорания обмоток при перегрузке двигателя в большинстве случаев предотвращается.

При возникновении пожара на глубинно-насосной скважине нужно немедленно остановить работу двигателя внутреннего сгорания или выключить электромотор. Двигатели внутреннего сгорания обычно устанавливаются в специальной будке не ниже IV степени огнестойкости.

Двери из будки двигателя должны выходить в противоположную сторону от устья скважин, а пол должен быть из несгораемых материалов.

Для предупреждения выхода газа через затрубное пространство применяют сальники (рис. 18). Последние выполняются из

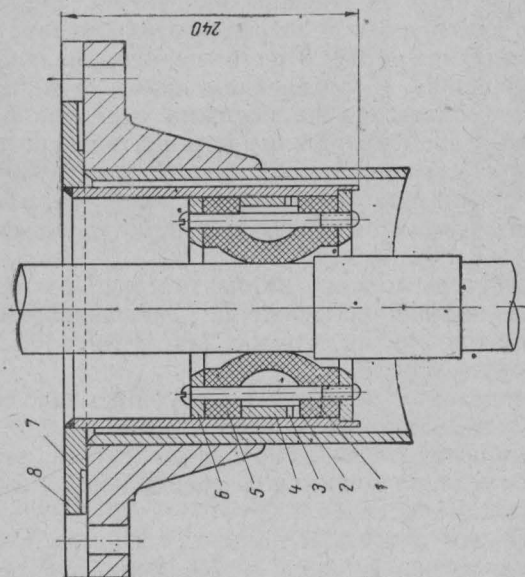


Рис. 18. Сальник затрубного пространства:

1 — зажимной винт; 2, 3, 4 — разрезные втулки в па-
трубке корпуса; 5 — сальник; 6 — прижимное кольцо;
7 — прокладка; 8 — корпус сальника.

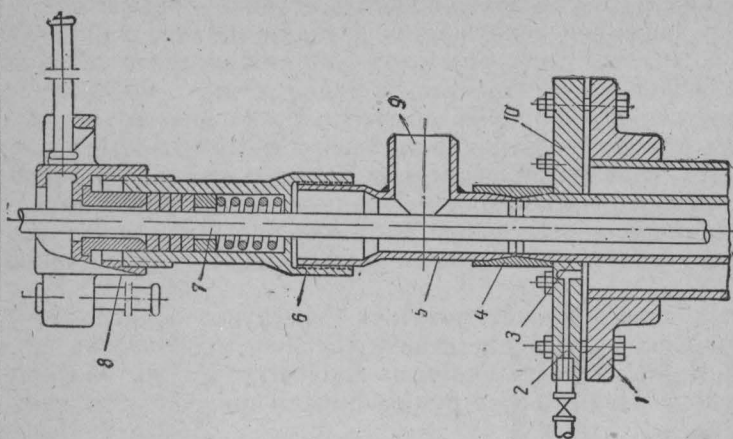


Рис. 19. Устьевое оборудование насос-
ных скважин:

1 — фланец колонной головки; 2 — газоот-
вод; 3 — насосные трубы; 4 — муфта; 5 —
тройник; 6 — корпус сальника; 7 — верхняя
штанга; 8 — сальниковая набивка; 9 — выкид-
ной патрубок; 10 — планшайба.

нефтестойкой резины и вставляются в специальный патрубок, устанавливаемый на фланцах направляющей колонны.

Особое внимание необходимо обращать на состояние штанг, так как они несут основную нагрузку при эксплуатации скважины, и малейшая неисправность может привести к обрыву штанг. Чтобы уменьшить попадание песка и возможность заклинивания плунжера в насосе, на конце колонны устанавливают фильтры.

Для того, чтобы не допустить просачивания нефти и газа через устьевое оборудование скважины (рис. 19), применяют сальник с набивкой из равенса. Равенс представляет собой чистый трепанный лен, сплетенный в мягкую веревку, которую пропитывают говяжьим салом с графитом.

На выкидной линии, соединяющей скважину с трапом, должен быть установлен обратный клапан, который при остановке глубинного насоса предупреждает стекание нефти обратно в скважину, а при ремонтах — разлив ее вокруг скважины.

Необходимо постоянно проводить профилактический осмотр оборудования, обращая особое внимание на смазку подшипников, исправность электрооборудования и плотность сальников арматуры скважины.

Проверка и смазка подшипников, редуктора, кривошипно-шатунной системы, электромотора должны производиться не реже одного раза в сутки. При большом количестве скважин для каждой бригады смазчиков разрабатывается график очередности смазки.

Прокладку электропроводов от столба воздушной линии к моторам необходимо производить в стальных газовых трубах.

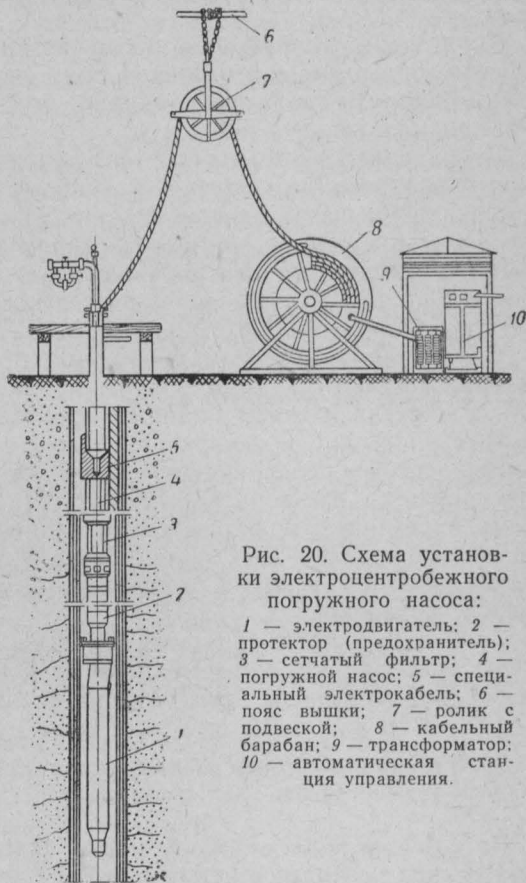


Рис. 20. Схема установки электроцентробежного погружного насоса:

- 1 — электродвигатель; 2 — протектор (предохранитель); 3 — счетный фильтр; 4 — погружной насос; 5 — специальный электрокабель; 6 — пояс вышки; 7 — ролик с подвеской; 8 — кабельный барабан; 9 — трансформатор; 10 — автоматическая станция управления.

Вокруг моторной будки и скважины площадка в радиусе не менее 10 м должна быть очищена от растительности, хорошо спланирована и посыпана песком.

Песок с пола, по мере его загрязненности нефтью, должен убираться и заменяться свежим.

Пролитую нефть вблизи скважины необходимо своевременно убирать, а это место засыпать свежей землей или песком.

Не следует допускать провисания ремня и биения шкива на валу.

Если такие аварии, как обрыв штанг, заклинивание поршня, насосов, обрыв ремней и повреждение двигателей станков-качалок будут обнаружены несвоевременно, то это нередко приводит к серьезным авариям и пожарам.

В последнее время на нефтепромыслах успешно применяются электроцентробежные погружные насосы (рис. 20).

Электронасосный агрегат состоит из асинхронного трехфазного двигателя с короткозамкнутым ротором и масляным наполнением и многоступенчатого центробежного насоса. Число ступеней в насосе от 80 до 280. Развиваемое насосом давление достигает 150 ат и более.

Откачиваемая насосом нефть выходит на поверхность через колонну подъемных труб. Насосы имеют производительность до 700 м³ в сутки и могут поднимать нефть с глубины до 3 км.

Пожарная опасность эксплуатации скважин электропогружными насосами по сравнению с другими способами эксплуатации увеличивается из-за разветвленности электросети промысла. Поэтому в комплекс пожарно-профилактических мероприятий включается соблюдение всех правил эксплуатации, предусмотренных специальными нормами и техническими условиями на электроподвижные установки.

Требования, предъявляемые к устьевому оборудованию, аналогичны требованиям, которые должны соблюдаться при глубинно-насосной (штанговой) эксплуатации скважин.

2. Противопожарные мероприятия при подземном ремонте скважин

Работы по подземному ремонту скважин состоят из чистки скважин от песчаных пробок и других отложений, смены подземного оборудования (капитальный ремонт), ликвидации аварий и пр.

Процесс подземного ремонта является очень опасным, особенно в противопожарном отношении.

При проведении подземного ремонта скважин необходимо соблюдать следующие противопожарные мероприятия. Перед началом работ скважина и все механизмы, а также инструмент должны быть подготовлены к работе.

Место работ должно освещаться или прожекторами, надежно

укрепленными на столбах, расположенных на расстоянии не менее 10 м от скважины, или светильниками типа НОБ-30; НОБ-150 и ПН, укрепляемыми на вышке. Электроосветительная и прочая арматура должна иметь защитное заземление. При подготовке скважин к работе производят оснастку талевой системы, смазку трущихся частей, очистку территории вокруг скважины и демонтаж устья. Демонтаж устья фонтанной скважины можно производить только после ее остановки и создания достаточного противодействия на пласт путем закачки в скважину утяжеленной жидкости. До снятия арматуры с компрессорной скважины необходимо остановить подачу воздуха и снизить давление в затрубном пространстве (газ необходимо выпускать в трапы). К оборудованию тракторов-подъемников и их установке на рабочем месте должны предъявляться такие же требования, как и при освоении скважин. Ремонтировать трактор у скважины запрещается.

В процессе ремонта скважин при сильном газовыделении необходимо пользоваться инструментом из цветных металлов и принять меры к отводу газа или прекращению газовыделения. Нельзя производить работы в ночное время без достаточного освещения.

Запрещается пользоваться открытым огнем при производстве ремонтных работ. Для предотвращения замазученности территории промысла необходимо пользоваться приспособлениями против разбрызгивания, а извлекаемую нефть отводить в специальную емкость.

В процессе работы скважин на внутренней поверхности рабочих труб откладывается слой парафина, который приводит к сокращению дебита и остановке скважины. Удаление парафина производят различными скребками или путем опускания в скважину электродов и различных горелок.

Сущность работы горелок заключается в том, что горючий агент (газ или нефть) подается в специальную камеру, где смешивается с воздухом, сгорает, образуя в стволе скважины тепловой очаг, который расплавляет парафин, и приток нефти восстанавливается.

Серьезным недостатком в работе топочного агрегата является применение в нем открытого источника огня, что при нарушении технологического режима может служить источником воспламенения паров нефти и газа.

При эксплуатации скважин могут образовываться песчаные пробки. Высота их нередко достигает 200 м и более. Поступление нефти в этих условиях становится невозможным, и скважина останавливается.

Чтобы восстановить работу скважины, приходится снимать арматуру и устанавливать специальное приспособление для удаления пробок. Удалять песчаные пробки из скважины можно путем извлечения песка желонкой, промывкой скважины водой или глинистым раствором и разбуhrиванием.

Пожарная опасность при ликвидации песчаных пробок фонтанных скважин заключается в возможности выброса. Он может произойти вследствие недостаточного противодействия столба жидкости на забой при промывке. Поэтому в процессе промывки песчаных пробок необходимо не прекращать подачу жидкости в скважину, а при высоком пластовом давлении — использовать глинистый раствор с повышенным удельным весом.

ГЛАВА IV

ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ И ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ СБОРЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ И ГАЗА

1. Промысловые нефтегазопроводы

На нефтепромыслах прокладывается большое количество различных трубопроводов. Они предназначены, в основном, для транспортировки нефти и газа от скважин к нефтеочистным сооружениям, а оттуда к резервуарному парку и дальше к заводам.

Пожарная опасность нефтепроводов заключается в наличии в них нефти и возможности растекания ее по территории при авариях и неплотностях соединений. Наиболее вероятными местами повреждений и неплотностей трубопроводов являются фланцевые соединения, задвижки, тройники, повороты. Внутри трубопроводов может образоваться взрывоопасная смесь. Чаще всего это происходит после освобождения трубопровода от нефти. Кроме того, взрывоопасные концентрации могут образоваться в закрытых лотках, тоннелях, колодцах, нефтеловушках и гидрозатворах.

Возникший пожар или взрыв в системе трубопроводов может быстро распространиться на другие объекты. Особенно серьезные последствия могут произойти тогда, когда в результате повреждений нефтепровода нефть растекается на значительные площади.

На одном из промыслов произошел разрыв нефтепровода. Аварию сразу не заметили. Нефть по канавам подошла к рабочему поселку, который находился от места аварии на расстоянии около 600 м. По неустановленным причинам нефть воспламенилась. Огнем была охвачена большая площадь, однако угроза распространения пожара на населенный пункт была устранена.

Требования, предъявляемые к устройству и эксплуатации трубопроводов

Прокладываемые на территории нефтепромыслов трубопроводы могут быть подземными и надземными. Подземные нефтепроводы

могут прокладываться непосредственно в грунте или в негорюжих тоннелях. Глубина прокладки трубопроводов зависит от климатических условий.

В северных районах для защиты от резких колебаний температуры воздуха, вредно влияющих на прочность стыков и вязкость транспортируемой нефти, нефтепроводы обязательно прокладываются в земле или тоннелях.

Как надземные, так и подземные трубопроводы необходимо защищать противокоррозийным составом. Если трубопроводы прокладываются в закрытых негорюжих тоннелях, то на отдельных участках тоннеля должны устраиваться фильтрующие гравийные отсыпки, которые являются огнепреградителями и исключают возможность распространения пожара по тоннелю в случае его возникновения.

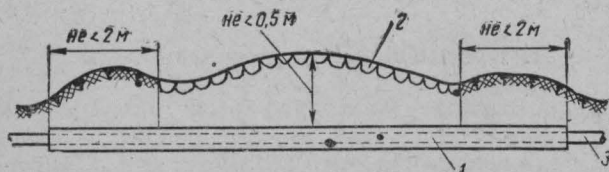


Рис. 21. Устройство кожуха-патрона:

1 — кожух-патрон; 2 — полотно дороги; 3 — нефтепровод

Надземные нефтепроводы в зоне промысловых сооружений и резервуарного хранения должны прокладываться на негорюжих опорах. Высота опор определяется местными условиями. Над магистральными нефтепромысловыми дорогами и дорогами общего пользования высота прокладки трубопроводов должна быть не менее 4,5 м. Для поглощения температурных деформаций надземные трубопроводы необходимо обеспечивать компенсаторами.

Прокладывать трубопроводы под зданиями, сооружениями и установками или над ними не разрешается. Соединение тоннелей, в которых проложены нефтепроводы, с промышленной канализацией должно осуществляться через гидрозатворы. Это мероприятие снижает возможность растекания нефти по территории при аварии трубопроводов, а следовательно, и уменьшает пожарную опасность. При пересечении нефтепроводом магистральных внутрипромысловых или автогужевых дорог его необходимо заключать в негорюжие кожухи-патроны (рис. 21), которые представляют собой металлические или железобетонные трубы большого диаметра. Патроны должны быть углублены не менее чем на 0,5 м от полотна дороги и выступать концами в обе стороны не менее чем на 2 м.

При прокладке нефтепровода под железной дорогой должен соблюдаться ряд специальных требований, изложенных в прави-

лах и нормах Министерства путей сообщения. В тех местах, где нефтепроводы пересекаются автогужевыми и железными дорогами, соединения трубопроводов допускаются только сварные.

В местах поворотов трубопроводы должны иметь плавные переходы. Это значительно уменьшает опасность разрыва трубопроводов в стыках при резком повышении давления или температурных деформациях.

Перед пуском нефтепровода в эксплуатацию должна быть произведена опрессовка его водой. По результатам опрессовки должен быть составлен акт. Пуск нефти в нефтепровод разрешается только после устранения всех обнаруженных неисправностей.

За исправностью и герметичностью нефтепроводов, фланцевых соединений и задвижек должен быть установлен постоянный контроль.

Персонал, обслуживающий нефтепроводы, обязан знать схему их расположения и назначение каждого из них. Замерзшие нефтепроводы следует отогревать паром, горячей водой или другими способами, безопасными в пожарном отношении. Отогревание нефтепродуктов открытым огнем на территории нефтепромыслов запрещается. Запрещается также чистка пробок, образовавшихся в нефтяных линиях, стальными прутьями и другими способами, при которых могут образоваться искры. При ремонте нефтепроводов сваркой необходимо отключить с двух сторон ремонтируемый участок, освободить его от нефти, продуть паром или заполнить инертным газом. Если последние отсутствуют, допускается промывка трубопровода водой. Участки, где производится сварка, должны быть очищены от сгораемых материалов.

Место работ должно быть обеспечено первичными средствами пожаротушения. В некоторых случаях необходимо принимать меры против разлета искр, устанавливая щиты.

На нефтепромыслах имеется также большое количество газопроводов. При эксплуатации газопроводов наибольшую опасность представляет возможность утечки газа через неплотности в местах соединений и задвижек.

Признаком утечки газа в летнее время является пожелтение растительности на трассе газопровода, а в зимнее время — появление бурых пятен на снегу. При утечке в грунте газ ищет свободные пути выхода и может распространяться в разные направления до нескольких десятков метров. Дойдя до колодцев, фундаментов зданий и других подземных сооружений, газ проникает в них и образует взрывоопасные концентрации.

Одним из основных противопожарных требований при вводе газопровода в эксплуатацию является его опрессовка и своевременное устранение всех обнаруженных неисправностей. Перед пуском газа трубопровод рекомендуется продуть паром или инертным газом. Особое внимание следует обращать на плотность соединений фланцев, задвижек и вентилях газопроводов. Наиболь-

шее распространение в газопроводах низкого давления получили паранитовые прокладки. В газопроводах с высоким давлением необходимо применять прокладки из листовой меди или алюминия с асбестовыми сердечниками. Если в ходе эксплуатации газопровода требуется произвести замену прокладок, это следует делать при пониженном давлении (50—60 мм вод. ст.), приняв все меры предосторожности против искробразования.

2. Насосные станции по перекачке нефти

Насосные станции представляют собой здания, в которых устанавливаются насосы для перекачки нефти. На нефтепромыслах нефть обычно перекачивается от сборных пунктов к резервуарному парку, а оттуда к нефтеперерабатывающим заводам или сливноналивным устройствам. Пожарная опасность насосных заключается в находящейся под давлением нефти в насосах, трубопроводах и в возможности образования взрывоопасных смесей паров ее с воздухом. Нефть и ее пары могут появляться в помещении насосной в результате неисправностей и повреждений насосов или трубопроводов. Утечка нефти может произойти и через неплотности фланцевых соединений и сальников, а также в результате нарушения режима работы насосов. Особенно часто нефть и ее пары скапливаются в траншеях, колодцах и гидрозатворах.

Источниками воспламенения могут быть: открытое пламя, ряды статического электричества, искры механического происхождения, неисправное электрооборудование, самовозгорание обтирочных материалов, пропитанных маслами, перегрев подшипников насосов и двигателей и др.

Пожар, возникший в насосной, может быстро распространиться по всему зданию и на другие сооружения.

По степени пожарной опасности насосные станции относятся к производствам категории А, Б или В. Определение категории зависит от температуры вспышки паров перекачиваемой нефти.

Если насосы перекачивают нефть с различными температурами вспышек, то категория производства насосной и все требования к оборудованию определяются по той жидкости, которая имеет наиболее низкую температуру вспышки паров.

Меры профилактики

В насосной могут применяться электрические двигатели, паровые машины и двигатели внутреннего сгорания. Паровые машины и взрывозащищенные электродвигатели можно устанавливать в одном помещении с насосами.

Двигатели внутреннего сгорания и открытые электромоторы необходимо отделять от насосной глухой несгораемой стеной. Валы

двигателей в местах прохода через стенку необходимо пропускать через сальники.

Расходные баки с топливом для двигателей должны располагаться снаружи здания на несгораемых фундаментах; их емкость не должна превышать суточной потребности. На топливной линии должны быть установлены два запорных вентиля — один у бачка, другой у двигателя. В местах расположения узлов задвижек для отвода жидкостей нужно устраивать лотки, которые следует соединять с канализацией через гидрозатворы. Если нельзя спустить жидкость в канализацию, для сбора нефти должен быть устроен закрытый колодец.

Для удаления паров нефти помещения насосных должны оборудоваться приточно-вытяжной вентиляцией. Допускается естественная система вентиляции с устройством дефлекторов.

В насосных необходимо устанавливать светильники взрывозащищенного типа. Освещение насосных керосиновыми лампами или другими источниками с открытым пламенем запрещается.

Отопление в насосных должно быть центральное.

В насосных должен строго соблюдаться противопожарный режим. Особенно большое внимание следует уделять герметичности насосов и трубопроводов. Течь в сальниках, трубопроводах и соединениях должна немедленно устраняться. При эксплуатации насосов нужно постоянно контролировать давление на выкидных линиях, а также состояние и качество смазки подшипников.

По окончании работы насосов задвижки на приемах и выкидах должны быть перекрыты.

Ремонт электропроводки и смена электроламп в насосной решается только при обесточенной сети.

3. Схемы сбора и транспортировки нефти и газа на промыслах

На нефтепромыслах применяют несколько схем сбора, транспортировки и хранения нефти. Каждая из схем принимается в зависимости от физико-химических свойств нефти, способов эксплуатации скважин и местных условий.

В настоящее время на нефтепромыслах применяются только закрытые системы сбора нефти и газа.

Движение нефти от скважины до места сбора осуществляется примерно по следующей схеме: скважина — выкидная линия — трап — сборный коллектор — сборный пункт — товарный парк.

Эта схема может изменяться, т. е. из нее могут исключаться отдельные элементы или, наоборот, входить новые.

В настоящее время по способу транспортировки нефти от скважин к сборным пунктам существуют две группы схем сбора нефти: одна из них основана на самотечном сборе, другая — на принудительном. К самотечным схемам относятся схемы раздельного сбора продукции скважин — «бакинская» и «восточная».

Ко второй группе схем сбора нефти под давлением относится

схема, разработанная инженерами Ф. Г. Бароняном и С. А. Визировым (рис. 22) и схема «Гипровостокнефти». Вся продукция из скважин по схеме Бароняна—Визирова независимо от способа эксплуатации под давлением, создаваемым скважинами, по выкидным линиям направляется в групповые установки, а оттуда в общую коллекторную сеть и на сборный пункт.

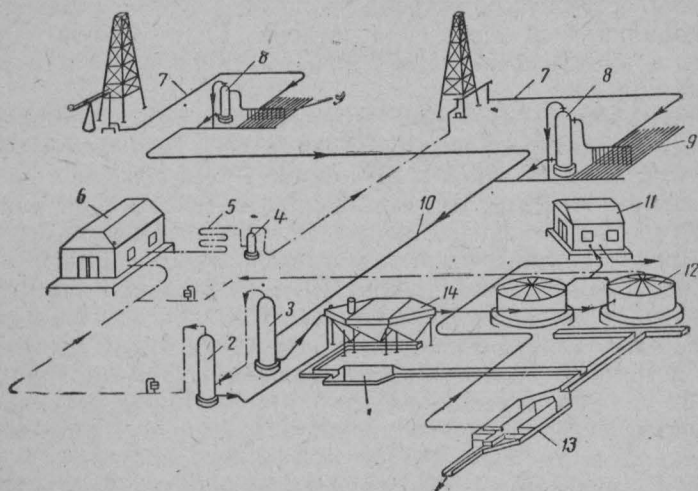


Рис. 22. Схема сбора нефти и газа по системе Бароняна—Визирова:

1 — песколовка; 2 — осушительный сепаратор; 3 — газосепараторы сборного пункта; 4 — сепаратор; 5 — теплообменник; 6 — компрессорная станция; 7 — выкидные продуктопроводы; 8 — замерные трапы; 9 — распределительные батареи групповых установок; 10 — коллекторная сеть; 11 — насосная; 12 — сборные резервуары; 13 — нефтеловушка; 14 — горизонтальные отстойники.

В противопожарном отношении схема Бароняна — Визирова является более безопасной. Ее преимущество по сравнению с «бакинской» заключается в отсутствии вакуумных газопроводов, уменьшении до 40% компрессорных установок и более эффективном улавливании горючего газа. Все это значительно уменьшает опасность возникновения пожаров и взрывов.

Схемы «бакинская» и Бароняна — Визирова были разработаны применительно к бакинским промыслам с густой сеткой размещения скважин и одновременной эксплуатацией нескольких нефтяных горизонтов. В остальных районах страны «бакинская» схема и схема Бароняна — Визирова применяются редко.

На промыслах восточных районов, где разряженная сетка размещения скважин, применяются индивидуальные установки сбора нефти (рис. 23). Но данный вариант сбора имеет много недостатков и поэтому в настоящее время промыслы восточных районов,

нефть которых содержит значительное количество парафинов, переводят на новые схемы сбора нефти и газа, так называемые схемы принудительного сбора, разработанные «Гипровостокнефть», которые имеют три варианта исполнения.

Первый вариант применяется при равнинном рельефе местности. В этом случае при трапных установках ставят емкости и насосы. Насосы забирают продукцию скважины из емкости или не-

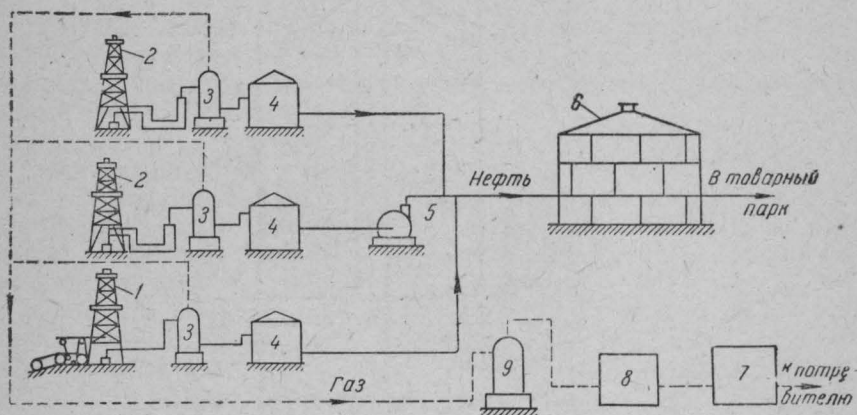


Рис. 23. Схема сбора и транспортировки нефти и газа методом индивидуальных установок:

1 — насосные скважины; 2 — фонтанные скважины; 3 — трапы; 4 — мерники; 5 — насосы; 6 — сборные емкости; 7 — газобензиновый завод; 8 — компрессоры; 9 — газосепараторы.

посредственно из трапов и перекачивают ее в промежуточную емкость участкового или центрального сборного пункта. Вторым вариантом схемы применяется при гористом рельефе местности, когда продукция скважин самотеком течет к сборному пункту. Третий вариант комбинированный из первых двух.

Установки и сооружения систем сбора газа и нефти на промыслах

Первым аппаратом, через который проходит нефть при выходе из скважины, является трап (рис. 24), который представляет собой герметичный вертикальный сосуд, предназначенный для отделения нефти от газа. Трапы бывают высокого, среднего и низкого давления.

Поступив в трап, нефть как более тяжелая стекает вниз, а газ поднимается вверх. Освободившись от газа, нефть поступает на очистку от песка и воды в отстойники, а из них в сборные резервуары.

В процессе эксплуатации трапов их пожарная опасность заклю-

чается в том, что при повышении давления в них сверх допустимого и отсутствии или неисправности предохранительных клапанов, может произойти разрыв корпуса или соединений с выходом и воспламенением нефти и газа.

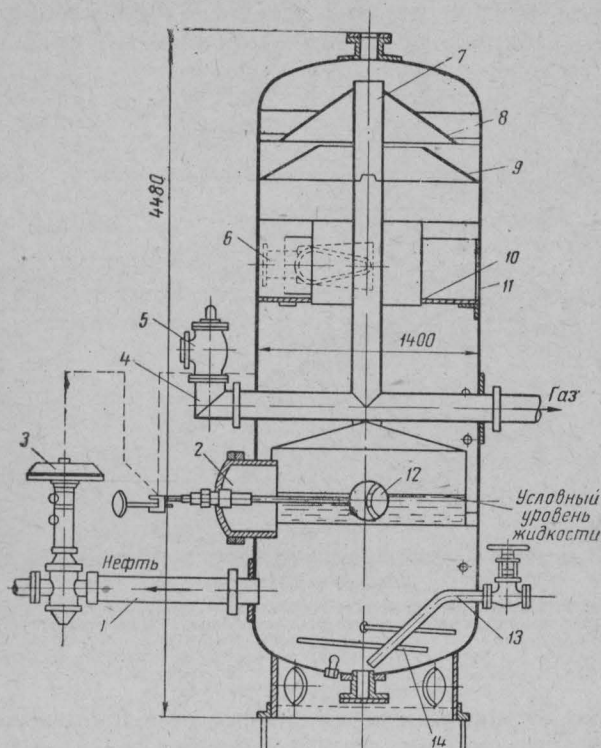


Рис. 24. Трап среднего давления:

1 — нефтяной отвод; 2 — люк для очистки трапа; 3 — клапан-регулятор; 4 — газовый отвод; 5 — предохранительный клапан; 6 — ввод смеси нефти и газа; 7 — газоотводящая труба; 8, 9 — отбойники паров нефти; 10 — круговой желоб; 11 — козырек, предохраняющий стенки трапа от разъедания песком; 12 — поплавок регулятора уровня; 13 — отвод с задвижкой для удаления песка и грязи; 14 — змеевик для подогрева

В результате нарушения работы предохранительного клапана возможно загазовывание и загрязнение территории вокруг трапа. Но чаще всего это происходит в результате поломки нефтемерных стекол или негерметичности соединений и трубопроводов.

Известную опасность в трапе представляют и пирофорные отложения. Например, имел место случай, когда на внутренних стенках одного из трапов отложилось значительное количество пирофорных осадков. В результате доступа внутрь трапа кисло-

рода воздуха во время зачистки его произошло самовозгорание осадков, что явилось причиной взрыва смеси паров нефти с воздухом.

Возникший пожар создал угрозу распространения огня на соседние три трапа, расположенные в одной группе. Благодаря своевременно принятым мерам пожар был локализован.

Меры профилактики

1. Очень важно, чтобы в трапе сохранялся постоянный объем газового пространства. Для этого устанавливают автоматический регулятор уровня жидкости (рис. 25), который обеспечивает постоянный уровень нефти в трапе и исключает попадание ее в газовую линию и, наоборот, попадание газа в нефтепровод. На случай порчи регулятора трап оборудуется отводной линией, при помощи которой вручную можно регулировать спуск жидкости.

2. Чтобы поддерживать постоянное рабочее давление, в трапе необходимо устанавливать регулятор давления. Такой регулятор устанавливается до трапа и обеспечивает необходимое давление не только в газотделителе, но и на выкидной газовой линии.

3. Для определения уровня нефти в трапе последний оборудуется нефтеммерными стеклами. Стекла нужно заключать в защитную оправу в виде съемного металлического кожуха с продольной прорезью. Оправа защищает стекло от случайных поломок и разлива нефти.

4. Герметичность трапа — залог его безопасной работы. Наиболее вероятными местами утечки газа из трапа являются задвижки, патрубки, люки, соединения и т. п.

5. Для безопасного и удобного обслуживания на трапе устанавливают стационарную лестницу с площадкой наверху. Площадку необходимо ограждать перилами, содержать в чистоте и не допускать ее загромождения посторонними предметами.

6. Каждый трап должен иметь люк и патрубок для промывки водой и очистки от скопившейся грязи. Грязь и воду периодически

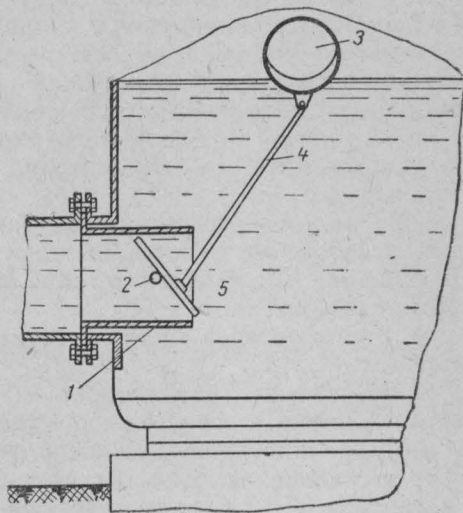


Рис. 25. Автоматический поплавковый регулятор уровня:

1 — выкидной патрубок; 2 — ось; 3 — поплавок; 4 — тяга; 5 — заслонка.

удаляют из трапа и отводят в канализацию или специальный амбар, который должен быть удален от трапа на расстояние не менее 50 м.

7. Разрывы между трапами должны быть не менее диаметра наибольшего трапа, а разрывы между двумя группами трапов (по четыре в группе) — равными четырем диаметрам, но не менее 4 м.

8. В процессе эксплуатации трапа необходимо регулярно проверять исправность установленного на нем оборудования. Для наблюдения за показаниями приборов в ночное время трапы освещаются прожекторами. Прожекторы должны быть надежны укреплены на столбах, установленных на расстоянии не менее 10 м от крайнего трапа.

9. В зимнее время трапы следует продувать. В противном случае в них будет скапливаться конденсат, что может привести к нарушению его работы и вызовет разрыв корпуса. Чтобы предотвратить замерзание выкидных линий трапа и обеспечить бесперебойную работу скважины, поступающий газ следует подогревать паром или горячей водой. Категорически запрещается подогревать газ открытым огнем (паяльными лампами, газовыми горелками и т. д.).

Если на трапе, находящемся в эксплуатации, необходимо провести огнеопасные работы, то этому должно предшествовать:

- а) полное освобождение трапа от нефти;
- б) промывка его водой;
- в) очистка стенок трапа от остатков нефти как внутри, так и снаружи;
- г) обеспечение герметичности соседних трапов и уборка территории от нефти и сгораемых предметов;
- д) вторичная промывка после очистки трапа;
- е) отсоединение трапа от всех нефтепроводов и газопроводов и установка на их концах герметических заглушек.

Только после выполнения перечисленных видов работ и обеспечения места первичными средствами пожаротушения можно приступить к огнеопасным работам.

Ответственным моментом при обслуживании трапа является включение в него новой скважины. Здесь очень важно, чтобы все работы проводились в строгой последовательности, предусмотренной инструкцией. При выполнении этого требования исключается уход газа вместе с нефтью или попадание нефти в газовую линию. Нередко возникает угроза, особенно на промыслах восточных районов, запарафинивания газового или нефтяного коллекторов. В этих случаях необходимо немедленно остановить работу скважины.

Оператор, обслуживающий несколько скважин, не всегда в состоянии уследить за нарушениями в работе трапов, поэтому, чтобы избежать аварий в подобных случаях, работники нефтяной промышленности Татарии разработали и успешно применяют специальное устройство — автозакрыватель.

По принципу действия автозакрыватели могут быть механического и пневматического действия.

На рис. 26 изображен автозакрыватель пневматического действия.

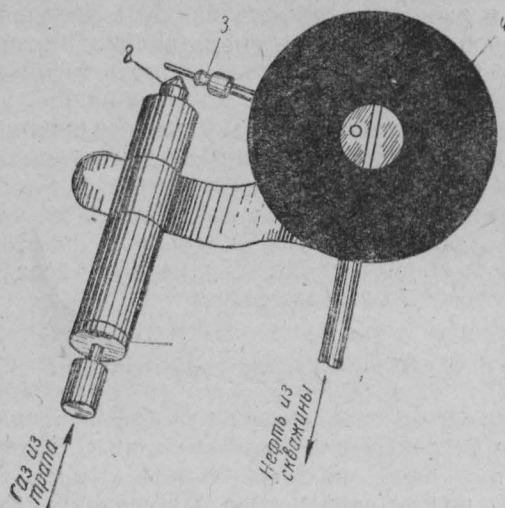


Рис. 26. Схема автозакрывателя:

1 — баллон; 2 — поршень; 3 — защелка; 4 — диск.

влия. Сущность его работы заключается в следующем. В диске 4 имеется центральный клапан, который защелкой 3 удерживается в открытом состоянии. Струя нефти перекрывается клапаном в том

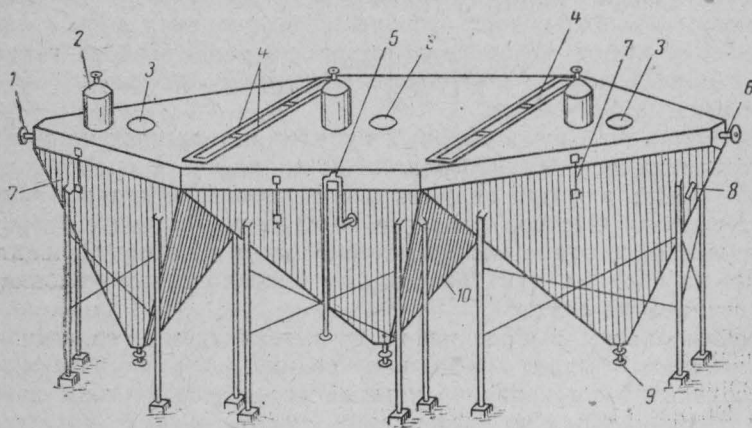


Рис. 27. Горизонтальный отстойник Лобкова:

1 — входной патрубок; 2 — сборник газа; 3 — лазы; 4 — люки для регулировки уравнивательных планок; 5 — переливная труба; 6 — выкидной патрубок; 7 — треугольные камеры; 8 — нефтемержиевые стекла; 9 — патрубок для спуска воды и песка; 10 — четырехугольная камера.

случае, когда в баллон 1 поступает вытесняемый из трапа газ под давлением выше установленного (рабочего).

Чтобы установить клапан в прежнее положение, необходимо открыть вентиль. При этом давление под клапаном и после него выравнивается, и защелка устанавливается в исходное положение.

Для безопасной эксплуатации трапа необходимо выполнять еще одно требование. Если трап расположен ниже мерника или высота мерника превышает высоту трапа, целесообразно устанавливать датчики предельного уровня (ДПУ). При повышении давления в мернике сверх допустимого ДПУ срабатывает и подает сигнал об угрозе перелива или выброса нефти из трапа.

Из трапа нефть направляется в отстойники, где освобождается от песка и воды (рис. 27). Освобожденная от газа, песка и воды нефть поступает в сборные пункты, а из них насосами перекачивается в промысловые товарные парки.

4. Нефтепромысловые резервуары

Нефть на промыслах хранится в стальных вертикальных резервуарах и реже в бетонных или железобетонных. Резервуары обычно объединяют в группы — по два и более в каждой. Это облегчает прием и откачку нефти, ее подогрев и транспортировку. Сборные пункты, как правило, размещаются в центре промысла. Помимо сборных пунктов, на промыслах имеются товарные парки. В них принимается и хранится чистая сортовая нефть, которая прошла первичную обработку и предназначена для транспортировки и переработки ее на заводах.

Резервуары на промыслах могут быть надземными, полуподземными и подземными. Учитывая, что в условиях нефтепромыслов имеется необходимость ускоренного отделения воды и других примесей от нефти, резервуары строят меньшей высоты, чем в товарных парках или на нефтебазах. Например, резервуар объемом 730 м³ имеет высоту 2,8 м.

Пожарная опасность сборных пунктов и товарных парков объясняется наличием большого количества нефти, сосредоточенного в одном месте, что при авариях или технологических нарушениях может вызвать быстрое развитие пожара на больших площадях. Небольшое расстояние между резервуарами и незначительная высота их на сборных пунктах создают благоприятные условия для распространения огня.

Весьма опасны выброс нефти из резервуаров и ее вскипание. Сила выброса бывает настолько велика, что в воздух вместе с сорванной с резервуара крышей летят десятки тонн горячей нефти. Выброшенная из резервуаров нефть может попасть на соседние резервуары или другие сооружения и вызвать быстрое распространение пожара.

Ярким примером может служить пожар, который произошел в резервуарном парке перевалочной станции одного нефтепровода.

Сваривая водопроводную трубу, соединенную с пенопроводом, газосварщик по ошибке открыл задвижку, которая обеспечивала сообщение водопровода с паровоздушным пространством резервуара. Мембраны в пенокамере системы пенотушения не было, поэтому пары нефти из резервуара беспрепятственно проникли в освобожденный от воды водопровод.

Пламя резака, поднесенного к отверстию трубы, воспламенило пары, и горение мгновенно распространилось в паровоздушное пространство резервуара. Произошел взрыв, которым была сорвана крыша резервуара, а нефть, находящаяся в резервуаре, воспламенилась. Примерно через полтора часа после возникновения пожара произошел выброс. Огненная масса нефти поднялась на высоту более 20 м и, растекаясь, продолжала гореть на большой площади, создавая опасность неподалеку расположенным насосной станции, градирне и мерникам.

Проведенные в ЦНИИПО исследования причин выбросов показали, что условия для выброса появляются при наличии в резервуаре подстилающего слоя воды (водяной подушки) и влаги в самой нефти. При отсутствии водяной подушки горящая влажная нефть лишь вскипает.

Меры профилактики

При хранении нефти в резервуарах прежде всего необходимо стремиться к тому, чтобы сборные резервуары располагались на нефтепромыслах в пониженных местах. Это не только улучшает технологию, но и исключает возможность растекания нефти на большие площади в случае аварии.

Товарные парки и сборные пункты, расположенные на возвышенных местах, необходимо ограждать земляным валом. Объем огражденного вала пространства должен вмещать всю нефть, находящуюся в группе резервуаров.

На сборных пунктах емкости для хранения нефти должны оборудоваться системой газопароотвода. Отвод газа и паров осуществляется под вакуумом и регулируется специальными регуляторами ГрозНИИ.

За последнее время Министерством нефтяной промышленности разрабо-

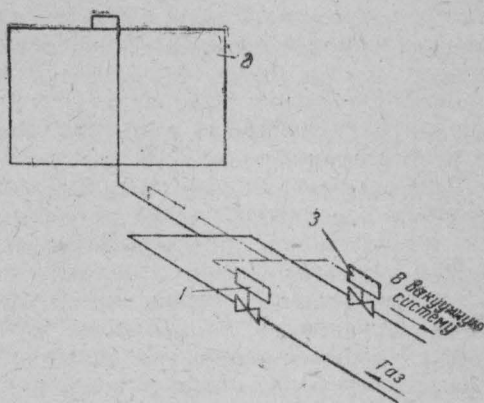


Рис. 28. Схема установки регулятора вакуума и давления:

1 — регулятор давления; 2 — резервуар; 3 — регулятор давления вакуумной линии.

таны регуляторы и системы, которые позволяют улавливать газ и продукты испарения нефти из промысловых резервуаров.

На рис. 28 показана схема герметизации резервуара с применением таких регуляторов. Регулятор давления 1 устанавливается на трубопроводе, который соединяет резервуар с вакуумной линией, а регулятор вакуума 3 — с газовой напорной линией.

В условиях атмосферного давления оба регулятора находятся в закрытом положении. При повышении давления (обычно это происходит при заполнении резервуара нефтью), регулятор 1 срабатывает, и скопившиеся в резервуаре пары нефти и газа уходят в вакуумную линию. Если в резервуаре образуется вакуум (при откачке нефти), срабатывает регулятор 3, и газовое пространство резервуара сообщается с напорной линией. Полное открытие регулятора 1 происходит при давлении 20 мм вод. ст., а регулятора 3 — при вакууме 25 мм вод. ст.

Таким образом, регуляторы обеспечивают не только экономию нефти и газа, но и устраняют опасность образования взрывоопасных смесей непосредственно у резервуаров.

Остальные пожарно-профилактические мероприятия по соблюдению строительных норм оборудования и правил эксплуатации резервуаров и резервуарных парков аналогичны мероприятиям, проводимым на складах ЛВЖ и ГЖ согласно действующим нормам и правилам (Н108-54; ПТУСП-01-51; Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкция по ремонту резервуаров).

5. Деэмульсационные установки

Под словом эмульсия понимается неоднородная смесь двух или более взаимно нерастворимых жидкостей. Взаимно нерастворимыми жидкостями, из которых образуется нефтяная эмульсия, являются нефть и пластовая вода. Нефтяные эмульсии нарушают работу установок и приводят к порче аппаратуры, нефтепроводов и насосов.

Борьбу с эмульсиями ведут путем предупреждения образования и разрушения ее в специальных установках под действием температуры или различных химических деэмульгаторов.

Для разрушения нефтяных эмульсий применяется несколько способов, основными из них являются: метод отстаивания, тепловой, тепломеханический, теплехимический и электрический.

При теплехимическом, тепловом и тепломеханическом способах обезвоживания разрушение эмульсий производится на специальных установках, снабженных трубчатыми печами или теплообменниками. Поэтому указанные способы деэмульсации нефти являются наиболее пожароопасными, так как они связаны с работой трубчатых печей или других устройств, подогревающих нефть.

Пожарная опасность и противопожарные мероприятия на установках деэмульсации различных сортов нефти тепловым и электрическим методами аналогичны мероприятиям, проводимым при

устройстве и эксплуатации сооружений нефтеперегонных заводов.

Для снижения пожарной опасности резервуары целесообразно покрывать теплоизоляционными материалами, так как это позволяет снижать температуру подогрева нефти. Процесс дегидрирования нефти в теплообменных аппаратах менее опасен в пожарном отношении, чем при использовании трубчатых печей.

Другими безопасными способами обезвреживания нефти являются подогрев ее горячей водой или паром при помощи змеевиков, уложенных на дне резервуара.

6. Нефтяные лаборатории

Для проведения анализов нефти и газа нефтепромыслы имеют лаборатории. Пожарная опасность лабораторий обуславливается наличием в них огнеопасных жидкостей, газа и химикатов, которые находятся в колбах, пробирках, бутылках, баллонах и других емкостях. Пожарная опасность лабораторий усугубляется тем, что при проведении анализа нефтепродуктов и газов применяются различные тепловые нагреватели (газовые, электрические и т. д.).

Размещение лабораторий допускается в зданиях, занятых другими производственными процессами. В этом случае лаборатории от помещений другого назначения необходимо отделять глухими несгораемыми стенами.

Если в лаборатории имеются газогенераторы или аппараты высокого давления, то для их размещения выделяются отдельные помещения.

Хранение огнеопасных жидкостей и горючих газов разрешается только в специальных помещениях. Огнеопасные жидкости и другие вещества в процессе работы разрешается хранить в рабочих помещениях лаборатории, если их количество не будет превышать суточной потребности и они будут размещаться в специальных металлических шкафах или ящиках. Хранение взрывчатых веществ в лаборатории осуществляется в строгом соответствии со специальными правилами.

Баллоны со сжатыми газами (водород, кислород, ацетилен, углекислота и др.) необходимо хранить в местах, недоступных нагреванию солнечными лучами или отопительными приборами.

Стол, на которых производятся огневые операции, должны быть обшиты жстью или выложены кафелем.

Для удаления паров нефтепродуктов и газов в лаборатории устраивается общая приточно-вытяжная система вентиляции и вытяжные шкафы.

В рабочие помещения лаборатории проводится канализация, которая должна быть обеспечена сборником-отделителем горючих жидкостей (ловушкой).

В лаборатории запрещается: размещать огнеопасные жидкости вблизи газовых горелок, производить разлив нефтепродуктов в непосредственной близости от открытого огня, оставлять без при-

смотря действующие аппараты, приборы, горящие горелки, включенные электроприборы. Запрещается также выбрасывать в раковины самовоспламеняющиеся вещества (металлический калий и натрий, фосфор и т. п.). Их следует собирать в отдельную посуду: для калия и натрия — наполненную керосином, а для фосфора — водой.

Все помещения лаборатории должны обеспечиваться первичными средствами пожаротушения: огнетушителями, кошмами, ящиками с песком.

Для соблюдения правил пожарной безопасности при выполнении лабораторных работ должны быть разработаны и вывешены на видных местах противопожарные инструкции.

7. Прочие установки и сооружения

Помимо указанных сооружений на нефтепромыслах размещаются газосепараторы и аппараты для стабилизации нефти.

Наибольшую пожарную опасность из них представляют газосепараторы. Они предназначены для очистки газа от капелек воды, конденсата, песчинок и пыли.

Пожарная опасность газосепараторов заключается в возможности образования взрывоопасной концентрации как в самой установке, так и возле нее.

Первостепенное значение при эксплуатации газосепараторов имеет контроль и своевременное удаление конденсата. Для удаления конденсата из газопроводов в пониженных местах устанавливают дрипы (конденсационные горшки). Количество и места установки дрипов определяются при проектировании. Для удаления скопившегося конденсата дрипы продувают.

Необходимо обеспечивать надежную герметичность газосепараторов. Нужно следить, чтобы газосепараторы имели предохранительные устройства и беспрепятственный подход к задвижкам и другому оборудованию.

Ремонт газосепараторов с применением открытого огня должен производиться с соблюдением тех же правил, что и при ремонте трапов.

При продолжительной эксплуатации в газосепараторе могут скапливаться пирофорные отложения, способные самовоспламениться в соединении с кислородом воздуха. Борьба с ними ведется, главным образом, очисткой, пропаркой установок или путем медленного окисления.

Газосепараторы устанавливаются обычно на открытых площадках.

Цехи стабилизации нефти могут размещаться как на открытых площадках, так и внутри зданий.

Площадки под аппаратами и вокруг них должны иметь стоки в промышленную канализацию через гидрозатворы.

8. Производственная канализация

Производственная канализация обеспечивает отвод и очистку промышленных стоков, содержащих нефть. Производственная канализация играет положительную роль в борьбе с потерями нефти и значительно снижает пожарную опасность нефтяных промыслов.

Производственная канализация может быть закрытого и открытого типа. Открытая канализация устраивается в виде открытых лотков, желобов, канав.

Основными причинами возникновения пожаров и взрывов в производственной канализации могут быть:

а) неосторожное обращение с огнем во время огнеопасных работ;

б) использование для освещения обыкновенных фонарей, спичек и других открытых источников огня;

в) самовозгорание в нефтеловушках и гидрозатворах сернистого железа.

Чтобы предупредить распространение пожара, в каналах производственной канализации необходимо устраивать гидравлические затворы (рис. 29), уровень воды в которых должен быть постоянным и определенной высоты.

Гидравлические затворы на магистральной канализации нефтепромыслов необходимо делать через каждые 400 м. Кроме того, гидрозатворы нужно устанавливать на стоках от всех технологических аппаратов, групповых установок, от нефтяных насосных, на ответвлениях к каждой группе резервуаров и в целом резервуарного парка, на стоках от сливо-наливных эстакад и от других сооружений. Эксплуатация канализации с неисправными гидрозатворами не допускается.

Для улавливания нефти из сбросовых вод устраивают нефтеловушки. Нефтеловушка представляет собой емкость, состоящую из нескольких секций, расположенных на разных уровнях по отношению друг к другу. Сточная вода из ловушки направляется в отводящий канал, а выпавший на дно секции осадок забирается насосами и отводится на специальные площадки. Всплывшая нефть собирается в колодцы, а оттуда перекачивается в сборные резервуары.

Открытые нефтеловушки для безопасности ограждаются. От

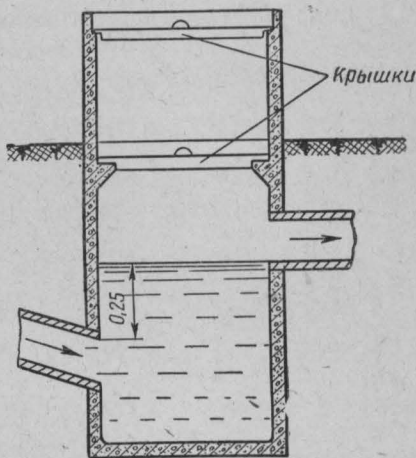


Рис. 29. Гидравлический затвор.

поверхности нефти до верхней кромки стенки открытой нефтеловушки должно быть не менее 1 м. Данное требование объясняется тем, что свободный объем в открытой нефтеловушке исключает возможность перелива содержимого через верх при большом притоке ливневых вод и ветра. На приточной и спускной линиях нефтеловушки необходимо устраивать гидравлические затворы. Запрещается производить сварочные работы и пользоваться открытым огнем вблизи канализационных лотков, колодцев и нефтеловушек.

При осмотре нефтеловушек и гидрозатворов необходимо пользоваться взрывобезопасными аккумуляторными фонарями.

Таким образом, обеспечение производственной канализацией промыслов, ее постоянная исправность и работа значительно улучшают их противопожарное состояние.

ГЛАВА V

ОСОБЕННОСТИ ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ И ПРОФИЛАКТИКИ НА МОРСКИХ НЕФТЕПРОМЫСЛАХ

Наряду с крупнейшими месторождениями на суше, наша страна располагает большими запасами нефти, скрытыми под толщей воды Каспийского моря.

Первые попытки добыть нефть с горизонтов, залегающих под толщей вод моря, были предприняты еще в начале XIX столетия. Но добыча нефти была настолько примитивной, что из колодцев, устраиваемых в 20—30 м от берега, добывали не более 3—4 ведер в сутки.

За последние годы геологами Азербайджана были проведены большие работы по исследованию нефтяных залежей, расположенных под водами Каспия. Успешная добыча нефти на море стала возможной благодаря широкому внедрению достижений отечественной науки и техники и новых видов оборудования для бурения скважин и добычи нефти.

Морские нефтепромыслы часто располагаются на значительном расстоянии от берега. Они имеют нефтесборные пункты, нефтеналивные причалы, ремонтные базы, жилые поселки и различные культурно-бытовые и административные учреждения.

Крупнейшим нефтепромыслом в открытом море является месторождение «Нефтяные камни», расположенное в нескольких десятках километров от материка. Связь между материком и «Нефтяными камнями» осуществляется плавучими средствами.

Если морское нефтяное месторождение находится сравнительно недалеко от берега, то обеспечение нефтепромысла необходимым оборудованием и материалами производится автотранспортом или по железной дороге, проложенной по эстакаде.

Бурение скважин на море производится с металлических оснований, морских осушенных участков, а иногда и с барж. Но наиболее широко применяется эстакадный способ добычи нефти. Этим способом и разрабатываются в настоящее время нефтяные месторождения Каспия.

Бурение скважин на море проводится, в основном, так же, как и

на материке, но имеются некоторые специфические особенности, связанные с работой в открытом море.

Ввиду того, что установка в море специального основания является дорогостоящей и трудоемкой работой, с одной площадки бурят до 10 скважин кустовым методом.

Эксплуатация скважин на море осуществляется, главным образом, фонтанным способом и реже глубинно-насосным.

Нефть из скважин на береговой нефтесборный пункт транспортируют или по подводным нефтепроводам или (при значительном удалении нефтепромысла от берега) танкерами.

Пожарная опасность

Морские нефтепромыслы по сравнению с нефтепромыслами, расположенными на суше, более пожароопасны. Скважины и сборные пункты ввиду дороговизны строительства оснований и эстакад сооружаются в непосредственной близости один от другого. Следовательно, противопожарные разрывы между скважинами, резервуарами с нефтью и другими сооружениями значительно сокращены, что создает угрозу быстрого распространения пожара в случае его возникновения.

Пожарная опасность на морских нефтепромыслах увеличивается и в связи с тем, что на поверхности воды могут образовываться подвижные пленки нефти, способные гореть, которые нередко создают серьезную опасность морским и береговым сооружениям. Особенно опасна всплывшая нефть в тихую погоду. Только при волновом режиме в 4 балла и выше плавающая на поверхности воды нефть настолько «перебивается» волнами, что ее горение становится почти невозможным. Однако при разрыве резервуаров или аварии нефтепроводов на поверхности моря может попасть большое количество нефти, что создает благоприятные условия для ее горения даже в штормовую погоду.

Так как эстакады, площадки и отдельные основания устраиваются на металлических сваях, то во время пожара вследствие небольшого предела огнестойкости последних сооружения могут сравнительно быстро разрушиться и вызвать гибель дорогостоящего оборудования.

Особенно большую опасность представляют резервуарные парки и сборные пункты. Опасность этих объектов заключается в содержании большого количества нефти, недостаточности разрывов между резервуарами и возможности деформации основания, на котором размещаются резервуары. Тушение пожаров на морских промыслах усложняется из-за отсутствия площадок для размещения пожарной техники и аппаратов пожаротушения.

Серьезную опасность на нефтяных промыслах представляют жилые поселки с деревянными, преимущественно двухэтажными сборнощитовыми домами, а также базовые площадки, на которых сосредоточивается большее количество материальных ценностей.

Распространению пожара на эстакадах и отдельных площадках с резервуарами способствует также сгораемый настил из досок или шпал. Характерным примером сложности тушения пожаров на морских промыслах является пожар, который произошел на промысле «Нефтяные камни» (рис. 30).

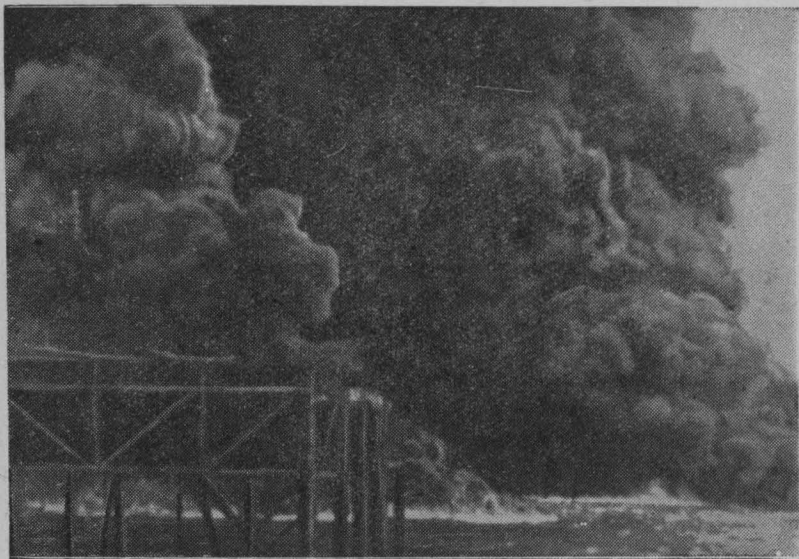


Рис. 30. Горение нефти на поверхности воды.

Бурение нефтяной скважины подходило к концу. При подъеме инструмента из скважины начал переливаться глинистый раствор. Создалась угроза открытого фонтанирования. Немедленно были приняты меры по перекрытию устья скважины превентором. Давление на выкидной линии поднялось до 38 атм. Однако, спустя несколько минут, давление резко упало. Оказалось, что глинистый раствор, сильно насыщенный газом и парами нефти, нашел другой выход.

Присутствовавшие были свидетелями, как в море на расстоянии 100—120 м от буровой образовался мощный газонефтяной грифон. Газ с нефтью пробивался через 12-метровый слой воды и выбрасывался над поверхностью моря на высоту примерно 25 м. Погода была безветренной. Нефть стала растекаться по поверхности воды во все стороны и вплотную подошла к кусту буровых.

Выброс газа, нефти и твердой породы с каждой минутой усиливался. Обстановка усложнялась, каждую секунду мог вспыхнуть пожар.

К месту грифона вышли пожарные катера и корабль.

По эстакаде прибыли автоцистерны. Работы на всех буровых, куда попадали нефть и газ, были прекращены, электроэнергия отключена, движение всех видов транспорта остановлено. На эстакадах были выставлены пожарные посты.

Через два дня от искры, высеченной при ударе кусков твердой породы, друг о друга, над грифоном вспыхнул газ и началось частичное горение пленки нефти. Горение удалось быстро ликвидировать, но через несколько часов газ вспыхнул снова. На этот раз огонь распространился на значительно большую площадь. Создалась угроза загорания соседней буровой, где находились три фонтанных скважины. Грифон продолжал усиливать выделение газа и нефти. Растекающаяся по поверхности моря нефть все увеличивала площадь горения. Огонь вплотную подошел к буровым площадкам.

Общая площадь горящей нефти заняла примерно 6000 м². В огне оказались часть эстакады и площадка буровой.

Пожар был ликвидирован путем дробления общей площади горения на мелкие очаги, тушить которые не представляло больших трудностей. Дробление пленки горящей нефти осуществлялось пожарными кораблями и катерами, которые под прикрытием оросительной системы и струй собственных стволов на полном ходу корпусом рассекали слой горящей нефти. Мелкие же очаги тушились перемешиванием пленки горящей нефти мощными водяными струями.

Меры профилактики

На морских нефтепромыслах должны соблюдаться такие же меры пожарной профилактики, как при бурении и эксплуатации скважин на суше. Однако при устройстве и эксплуатации морских нефтепромыслов имеется ряд специфических особенностей, которые должны быть учтены работниками пожарной охраны.

Основания для буровых, помимо постоянных нагрузок (вес оборудования, вышки и т. д.), испытывают дополнительные нагрузки от ударного действия морских волн.

Прочность основания нарушается и от ударов причаливающих судов, причем наибольшему расшатыванию подвергаются те основания, которые имеют жесткие соединения с посадочными площадками.

Металлические части основания постоянно подвергаются также интенсивному действию коррозии. Особенно интенсивно корродируют участки свай на границе с поверхностью воды. Все это в той или иной степени ослабляет прочность и может быть причиной обрушения оснований. В практике разработки морских месторождений были случаи, когда в результате частичного или полного разрушения оснований гибло дорогостоящее оборудование, происходил разрыв нефтепроводов и разливалось содержимое нефтехранилищ. Возникновение пожара в такой обстановке наиболее веро-

ятно и очень опасно, поэтому надежность морских оснований является не только важным условием для нормальной эксплуатации морского нефтепромысла, но и необходимым фактором пожарной безопасности.

При пожарно-технических обследованиях морских нефтепромыслов необходимо проверять и устойчивость оснований. Обследование оснований должно производиться не реже одного раза в месяц, а также перед началом и окончанием сложных работ.

Обнаружив разрывы швов, смещения секций свай или повреждения антикоррозийной защиты, нужно немедленно сообщать об этом в службу по ремонту и эксплуатации морских сооружений и добиваться своевременного устранения обнаруженных неисправностей. Нельзя допускать, чтобы посадочные площадки были жестко соединены с основанием. Их необходимо выполнять на самостоятельных сваях.

Защиту морских оснований от коррозии производят путем покрытия металлических конструкций битумными лаками и нанесения пушечной смазки или петролатума. Иногда в качестве защитного средства против коррозии применяют асбоцементные рубашки, но они вследствие хрупкости не находят широкого применения.

При нанесении антикоррозийных покрытий на сваи пульверизатором у рабочего места образуется облако распыленной краски, так как растворителем краски обычно являются легковоспламеняющиеся жидкости. Если имеется источник воспламенения, то может произойти пожар.

Окраску построенных и вновь строящихся морских эстакад нужно производить этинолом, а затем защищать окрашенную поверхность битумным раствором.

Так как этинолевые краски обладают горючестью, то все работы, связанные с подготовкой и окраской конструкции этинолом, должны проводиться вдали от источников воспламенения.

При строительстве эстакад необходимо, чтобы ширина ее проезжей части была не менее 3 м, а тротуар для пешеходов — не менее 1 м. Зона прокладки труб должна быть защищена от повреждений движущимся транспортом.

Для пропуска встречного транспорта на эстакадах через каждые 200—250 м должны устраиваться авторазъезды. Это очень важно не только для беспрепятственного движения автотранспорта, но и для своевременного прибытия пожарных подразделений к месту пожара.

Особенно тщательный контроль за правильностью соблюдения противопожарных требований должен соблюдаться в резервуарных хранилищах и товарных парках.

Общая емкость каждой резервуарной группы на морской эстакаде не должна превышать 1000 м³. Площадь зеркала одного резервуара не должна превышать 100 м². Разрывы между резервуарами для удобства прохода должны быть не менее 2—3 м.

Товарные парки на море необходимо размещать на отдельном

участке эстакады с самостоятельным основанием. Противопожарный водопровод, устанавливаемый на морских эстакадах, должен быть высокого давления и обеспечивать работу стволов непосредственно от пожарных кранов.

Кроме телефона для связи между эстакадами и материком могут использоваться ультракоротковолновые радиостанции и сигнальные огни.

Ввиду необычных условий бурения скважин и добычи нефти на морских нефтепромыслах в процессе их эксплуатации особое внимание должно быть обращено на четкое соблюдение противопожарных правил режимного характера.

ГЛАВА VI

ОБЩИЕ ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ НА НЕФТЕПРОМЫСЛАХ

Важное значение для противопожарной безопасности имеет правильная планировка и содержание всей территории нефтепромысла.

Расположение зданий и сооружений должно обеспечивать перспективное расширение промыслового хозяйства. Отсутствие резервных площадей для расширения производства, а также для размещения подсобных предприятий приводит в дальнейшем к нарушению норм разрывов между зданиями и сооружениями. Это затрудняет тушение пожара, делает невозможным защиту соседних зданий, усложняет расстановку сил и средств пожаротушения.

Для обеспечения пожарной безопасности существенное значение имеет поддержание чистоты и порядка на территории нефтепромысла. Основными причинами загрязнения на отдельных промыслах является наличие открытой системы эксплуатации скважин и отсутствие промысловой канализации. Загрязнение территории промысла происходит также в результате аварий на нефте- и глинопроводах, пропусков фланцевых соединений, задвижек, сальников и т. д. Кроме того, в низких местах, ямах, канавах и оврагах промысла может скапливаться нефть. Она пропитывает землю, насыщает воздух горючими парами и газами и создает дополнительную угрозу возникновения пожаров и взрывов на промыслах.

Основными мероприятиями по борьбе с загрязнением территории промысла являются: применение закрытой эксплуатации скважин, наличие герметичной системы нефтегазопроводов и глинопроводов, устройство канав для стока промысловых вод, а также содержание в исправном состоянии емкости, водопроводных линий, задвижек, кранов и другого оборудования.

Заболоченные участки на территории промысла необходимо осушать, а заброшенные колодцы, котлованы и ямы засыпать.

Устья бездействующих скважин должны быть плотно закрыты заглушками и закреплены болтами.

Территории, прилегающие к скважинам, насосным, нефтехра-

нилищам, трапам, компрессорным и другим пожароопасным сооружениям, нужно очищать от сухой травы. Особый порядок должен соблюдаться при строительстве и эксплуатации дорог и подъездных путей, так как неисправность или загромождение их исключат возможность своевременного прибытия пожарных подразделений к месту пожара.

Все дороги на нефтепромысле и подъездные пути к бурящимся буровым и газораспределительным будкам, компрессорным и насосным станциям и другим производственным объектам должны поддерживаться в исправном состоянии.

Учитывая специфические особенности нефтепромыслов, противопожарный водопровод необходимо объединять с производственно-хозяйственным водопроводом.

Специальный противопожарный водопровод может устраиваться только в тех случаях, когда объединение его с другими водопроводами экономически нецелесообразно. Объединенный водопровод должен иметь кольцевую сеть.

Кольцевая сеть водопровода на промысле обеспечивает бесперебойную подачу воды, если даже отдельные участки водопроводной сети будут отключены. Для пожаротушения необходимо использовать водопровод законтурного заводнения. При недостаточной мощности водопровода на отдельных участках нужно использовать местные водные ресурсы; устраивать запруды, для накопления паводковых, дождевых, подземных, сбросовых и других вод, а также строить искусственные водоемы.

Для забора воды из водопровода пожарными автонасосами на водопроводных линиях необходимо устанавливать гидранты или пожарные чаны объемом 3—5 м³ (чаны устанавливаются в тех случаях, когда позволяют климатические условия).

Чаны, гидранты, ответвления и задвижки там, где это необходимо, должны быть надежно защищены от замерзания.

Для того, чтобы прибывшая пожарная часть смогла быстро найти гидрант или водоем, устанавливаются указатели с надписью на белой табличке «гидрант №...» или «водоем №...». В ночное время эти указатели должны освещаться. Если имеются естественные водоисточники, для забора воды насосами необходимо устраивать пирсы и площадки с твердым покрытием. Площадки необходимы для установки и разворота пожарных автомашин.

Основным средством связи объектов и нефтепромыслов с пожарными частями является телефон. Телефонными аппаратами необходимо обеспечивать бурящие буровые, насосные и компрессорные станции, котельные, сборные пункты, товарные парки, водопроводные, насосные. Возле каждого телефонного аппарата должна быть четкая надпись с указанием номера телефона ближайшей пожарной части.

К телефонам должен быть обеспечен круглосуточный доступ.

Для подачи пожарной тревоги на нефтепромыслах устанавливаются звуковые сигналы. Чаще всего для этого используются ку-

ски рельса, стальной балки или трубы, подвешенные к столбику. Сигнал пожарной тревоги на нефтепромыслах можно давать также гудком паросиловой установки или электросирены. Хорошо налаженная связь и сигнализация являются важным условием, обеспечивающим своевременное прибытие пожарных подразделений на пожар.

Одной из причин возникновения пожаров и взрывов на нефтепромыслах являются разряды статического электричества. Опасность статического электричества трения заключается в том, что электрические заряды, накапливаясь до определенного потенциала, способны вызвать искровой разряд, который нередко и служит причиной пожара или взрыва.

Величина потенциала для воспламенения различных нефтепродуктов неодинакова. Она зависит от температуры вспышки паров нефти и нефтепродуктов. Разряды атмосферного электричества подразделяются на два вида — на прямой удар молнии и вторичные ее проявления. Иногда при отсутствии защитных средств на промыслах грозовые разряды вызывают пожары. От первичных проявлений молнии защищаются только газокompрессорные и товарные парки, от воздействия вторичных проявлений молнии защищаются здания и сооружения II категории. Сооружения III категории защите от вторичных проявлений молнии не подлежат. На нефтепромыслах большинство сооружений II и III категорий.

Для предотвращения электрических разрядов от вторичных проявлений молнии и статического электричества трения такие сооружения, как резервуары, насосные установки и др. должны быть заземлены. В качестве заземлителей запрещается использовать трубопроводы, содержащие нефть, нефтепродукты и горючий газ, так как в период ремонтно-восстановительных работ трубопроводы могут быть разобраны и заземление при этом будет нарушено.

Чтобы в процессе эксплуатации исключить возможность случайных обрывов и других повреждений цепей заземления, токоотводы должны быть механически прочными. Соединения частей контура заземления должны производиться сваркой. Используемые для налива нефти в вагоны-цистерны, автоцистерны и бочкотару резиновые шланги с наконечниками необходимо заземлять проволокой, обвитой на шланге снаружи или пропущенной внутри него. Один конец провода припаивается к металлическим частям нефтепродуктопровода, а другой — к наконечнику шланга. Чтобы избежать образование искр при ударе наконечников шлангов о горловину цистерны или другие металлические части, наконечники должны изготавливаться из бронзы, меди, алюминия или сплавов цветных металлов. Там, где создается возможность возникновения электростатических разрядов, необходимо устраивать заземления и не допускать их скопления. Сдача заземляющих устройств в эксплуатацию оформляется актом. Дальнейшая ответственность за состояние устройств защиты от статического электричества и

вторичных проявлений молнии возлагается на энергетика нефтяных промыслов.

Для поддержания заземляющих устройств в хорошем состоянии не реже одного раза в год необходимо осуществлять осмотр и проверять сопротивление заземления.

Заряды статического электричества могут накапливаться при работе двигателя с плоскоременной передачей. Чтобы предупредить скопление статического электричества на приводных ремнях, рабочая (трущаяся) поверхность ремня должна смазываться специальным составом.

Огневые работы в зданиях, на установках и вообще на территории промысла производятся в соответствии с типовыми правилами пожарной безопасности в нефтедобывающей промышленности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексеев М. В., Смирнов В. М. Пожарная профилактика в технологических процессах, связанных с обращением горючих и легковоспламеняющихся жидкостей. Изд. МХХ РСФСР, 1955.
 2. Баранов М. К. Пути улучшения качества глинистого раствора. Азнефтыиздат, 1955.
 3. Безуглов П. Т. Противопожарная охрана предприятий нефтяной промышленности. Гостоптехиздат, 1955.
 4. Бренер М. М. Новое в технике нефтяной промышленности СССР. Изд. «Знание», 1956.
 5. Годжело М. Г., Демидов П. Г. и др. Легковоспламеняющиеся и горючие жидкости. Справочник. Изд. МХХ РСФСР, 1956.
 6. Демидов П. Г. Основы горения веществ. Изд. МХХ РСФСР, 1951.
 7. Исакович Р. Я. Контроль и автоматизация добычи нефти. Гостоптехиздат, 1959.
 8. Краснов А. К. Книга о нефти. Изд. «Молодая гвардия», 1959.
 9. Лобков А. М. Сбор и транспорт нефти на промыслах. Гостоптехиздат, 1955.
 10. Михайлов В. Р. Бурильщик нефтяных и газовых скважин. Гостоптехиздат, 1959.
 11. Михайлов К. Ф. Справочник механизации гидтехпромыслов. Гостоптехиздат, УССР, 1961.
 12. Муравьев В. М. Эксплуатация нефтяных скважин. Гостоптехиздат, 1956.
 13. Павлов П. П. Противопожарные мероприятия в нефтепромысловом деле. Азнефтыиздат, 1955.
 14. Петров А. А. Обессоливание и обезвоживание нефтей. Куйбышевское книжное изд., 1959.
 15. Султанов М. А. Основы техники безопасности в нефтедобывающей промышленности. Гостоптехиздат, 1956.
 16. Правила защиты от статического электричества и вторичных проявлений молнии в производствах химической промышленности. Госхимиздат, 1958.
 17. Противопожарные нормы строительного проектирования промышленных предприятий и населенных мест (Н 102-54).
 18. Справочник по добыче нефти. Гостоптехиздат, 1959.
-

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
<i>Глава I. Краткие сведения о геологии нефтяных и газовых месторождений</i>	5
1. Происхождение нефти	5
2. Физико-химические свойства и пожарная опасность нефти и газа	6
3. Образование и структура нефтяных залежей и месторождений	13
4. Источники пластовой энергии	14
5. Разработка нефтяных месторождений	15
<i>Глава II. Пожарная опасность и противопожарные мероприятия при бурении скважин</i>	18
1. Краткие сведения о процессе и способах бурения скважин	18
2. Подготовительные мероприятия и некоторые вопросы технологии бурения	23
3. Противопожарные мероприятия при бурении скважин	26
4. Общие меры пожарной профилактики на буровых	34
<i>Глава III. Пожарная опасность и противопожарные мероприятия при эксплуатации нефтяных скважин</i>	39
1. Способы эксплуатации скважин	39
2. Противопожарные мероприятия при подземном ремонте скважин	52
<i>Глава IV. Пожарная опасность и профилактические мероприятия при сборе и транспортировке нефти и газа</i>	55
1. Промысловые нефтегазопроводы	55
2. Насосные станции по перекачке нефти	58
3. Схемы сбора и транспортировки нефти и газа на промыслах	59
4. Нефтепромысловые резервуары	66
5. Деэмульсационные установки	68
6. Нефтяные лаборатории	69
7. Прочие установки и сооружения	70
8. Производственная канализация	71
<i>Глава V. Особенности пожарной опасности и профилактики на морских нефтепромыслах</i>	73
<i>Глава VI. Общие противопожарные мероприятия на нефтепромыслах</i>	79
Литература	83

ОПЕЧАТКИ

Страница	Строка	Напечатано	Следует читать
12	19—20 сверху	...особенно в жирных и легких нефтях...	... особенно жирные в легких нефтях ...
Там же	4—3 снизу	Сероводород тяжелее воздуха (удельный вес 1,2) ...	Пары сероводорода тяжелее воздуха (объемный вес 1,2) ...
14	14 сверху	1033 мм	1033 см
Там же	18 сверху	$P_{заб} = \frac{1000 \cdot 1,3}{10,1} = 130 \text{ атм}$	$P_{заб} = \frac{1000 \cdot 1,3}{10 \cdot 1} = 130 \text{ атм}$
37	18 сверху	... синхронные асинхронные ...
53	2 сверху	... НОБ-30 НОБ-300 ...