Федеральное агентство по образованию

ГОУ СПО «Астраханский государственный

политехнический колледж»

Зам.директора по УР

\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Курлина Л.П.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 200 \_\_ г.

Гасанов Р.Т.

Оборудование при газлифтной и фонтанной эксплуатации скважин

Дипломный проект

Пояснительная записка

ДП.0906.032.05.ПЗ

Руководитель:

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Мулеев Р.Х.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 200 \_\_ г.

Исполнитель: Нормо-контроль:

Гасанов Р.Т. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Букина Т.В.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 200 \_\_ г. «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_ 200 \_\_ г.

**Оглавление**

**Введение**

1. **Теоретические основы подъема газожидкостной смесив скважине и основные, принципиальные схемы непрерывного и периодического газлифта.**
2. **Техническая часть.**
   1. Оборудования устья фонтанных скважин.
   2. Обсадные трубы
   3. Колонные головки
   4. Фонтанная арматура
   5. Оборудование компрессорных скважин
   6. Запорная арматура.
3. **Технологическая часть.**
   1. расчет фонтанных подъемников постоянного и переменного сечений, работающих за счет гидростатического напора и энергии расширения газа.
   2. Определение производительности и мощности компрессора.
4. **Правила безопасности при газливтной и фонтанной эксплуатации.**
5. **Охрана окружающей среды.**
6. **Заключение**

**Введение**

Добывающие скважины обычно квалифицируют по методу добычи, используемого для доставки жидкостей с забоя скважины в выкидной трубопровод. Это может быть либо естественный поток, либо какой-то искусственный способ подъема. Газовые скважины обладают естественной продуктивностью. Некоторые нефтяные скважины фонтанируют на ранних стадиях своей продуктивной жизни благодаря присущей им внутренней энергией, такой метод называется фонтанной добычей, но рано или поздно и им требуется дополнительная энергия для поддержания продуктивности.

В скважинах, где давление в коллекторе или давление растворенного газа слишком мало, чтобы создавать фонтанирование, поток жидкости может поддерживаться искусственным методом — *газлифтом*. Существует множество вариаций газлифтной системы, но основной принцип заключается в том, чтобы брать газ из внешнего источника и закачивать его в добываемые жидкости, проходящие по насосно-компрессорной колонне. Это снижает вес столба жидкости и обеспечивает истечение нефти из скважины.

В ходе эксплуатации газ под давлением закачивается в пространство между обсадной и насосно-компрессорной колоннами и попадает в последнюю через открытый газлифтный клапан. Жидкость в насосно-компрессорной колонне выше клапана вытесняется и/или становится легче при смешивании с газом и может подниматься на поверхность вместе с расширяющимся газом. Когда газ и жидкость достигают поверхности, газ отделяется от нефти. Здесь его вновь сжимают до высокого давления и еще Раз закачивают в пространство между обсадной и насосно-компрессорной колоннами, чтобы повторить цикл снова.

Так как газ закачивается с более или менее постоянной скоростью, система классифицируется как *непрерывный* газлифт. Тем не менее рано или поздно давление в коллекторе понизится до такой степени, что даже с помощью вспомогательной закачки газа оно не будет поддерживать ток нефти. На данном этапе можно применить одну из периодических систем газлифта. По этому методу жидкости дают время для накопления в насосно-компрессорной колонне. Затем в скважину в заранее определенные промежутки времени закачивают газ, который порциями вытесняет жидкость на поверхность.

Газ можно подавать с помощью компрессора. Такую разновидность называют компрессорным газлифом. Используемый в этом случае нефтяной газ отделяют от добываемой нефти, подвергают промысловой подготовке и закачивают в газлифтные скважины (замкнутый газлифтный цикл). Природный углеводородный газ можно подавать из соседнего газового месторождения, из магистрального газопровода или газобензинового завода.

При бескомпрессорном газлифте природный газ под собственным давлением поступает из скважины, газовых или газоконденсатных месторождений. Там же осуществляется его отчистка и осушка. На нефтяном промысле иногда осуществляется только подогрев. Если нефтяное и газовое месторождение залегают на одной площади, то при достаточно высоком давлении в газовой залежи, можно организовать внутрискважинный бескомпрессорный газлифт, отличной особенностью которого является поступление газа из выше или нижезалегающего газового пласта непосредственно в нефтяной скважине.

Область применения газлифта – высокодебитные скважины с большим забойным давлением, скважины с высокими газовыми факторами и забойными давлениями ниже давления насыщения, песочные (содержащие в продукции песок) скважины, а также скважины в трудно доступных условиях. Это объясняется высокой технико-экономической эффективностью, отсутствием в скважине механизмов и трущихся деталей, простотой обслуживания скважин и регулирования работы.

Однако система компрессорного газлифта имеет и недостатки:

а) низкий коэффициент полезного действия всей газлифтной системы, включающей компрессорную станцию, газопроводы и скважины;

б) большие капитальные затраты на строительство компрессорной станции и газопроводов;

в) большие энергетические затраты на сжатие газа;

г) сравнительно высокие эксплуатационные расходы на обслуживании компрессорной станции.

Если на промысле уже организованна газлифтная эксплуатация скважины, а забойные давления и дебиты уменьшились, то с целью повышения технико-экономической эффективности добычи нефти можно перевести работу скважины с непрерывного газлифта на периодический, при котором газ закачивается в скважину периодически.

**1. Теоретические основы подъема газожидкостной смеси в скважине и основные, принципиальные схемы непрерывного и периодического газлифта**

Подъем нефти в стволе скважины может происходить либо за счет пластовой энергии Enn, либо за счет пластовой и искусственно вводимой в скважину с поверхности энергии Eи. В стволе скважины энергия расходуется на преодоление силы тяжести гидростатического столба нефти с учетом противодавления на выкиде скважины (на устье) и сил сопротивления, связанных с движением – путевого (гидравлическое трение), местного (расширение, сужение, изменение направления потока) и инерционного (ускорение движения). Эти силы вызывают соответствующие расходы энергии: Есм; Егр; Ем; Еин. Отсюда баланс энергии в работающей скважине можно записать в виде Еnn + Еи = Есм + Егр + Ем + Еин. (1)

Если скважина работает за счет только пластовой энергии которой обладает нефтяной пласт (залежь), то такой способ ее эксплуатации называют фонтанным, а само явление – фонтанированием. При фонтанном способе Еn=0.

Если скважины не могут фонтанировать, то их переводят на механизированный способ эксплуатации: газлифтный или насосный, когда Епл ≥ 0 и Еи > 0. В этом случае за счет пластовой энергии нефть поднимается только на высоту, меньшую глубины скважины, то есть уровень жидкости в скважине не доходит до устья скважины. При газлифтном способе в скважину вводят энергию сжатого газа Еr, а при насосном – энергию, создаваемую насосом.

В зависимости от соотношения забойного Р3 и устьевого Р2 давлений с давлением насыщения нефти газом Ри можно выделить три вида фонтанирования и соответствующие им три типа фонтанных скважин.

1-й тип – артезианское фонтанирование: Р3 > Ри; Р2 ≥ Ри, то есть фонтанирование происходит за счет гидростатического напора. В скважине происходит перелив жидкости, движется негазированная жидкость.

2-ой тип – газлифтное фонтанирование с началом выделения газа в стволе скважины: Р3 ≥ Рн ; Р2 < Рн. В пласте движется негазированная жидкость, а в скважине газожидкостная смесь (смесь жидкости и свободного газа). При давлении у башмака НКТ Р1 ≥ Рн в затрубном пространстве на устье находится газ и Рзатр обычно небольшое (0,1 - 0,5 МПа).

3-ий тип – газлифтное фонтанирование с началом выделения газа в пласте: Р3 < Рн; Р2 < Рн. В пласте движется газированная жидкость, на забой и к башмаку НКТ поступает газожидкостная смесь.

Фонтанирование скважины возможно тогда, когда из пласта на забой поступает энергия не меньше, чем требуется ее для подъема флюидов на поверхность. Условие артезианского фонтанирования непосредственно следует из уравнения баланса давления.

Р3 ≥ Нрд + ∆ Ртр + Р2 (2)

Где Н – глубина скважины по вертикале;

Р = (Р3 + Р2) / 2 - средняя плотность жидкости в скважине; Р3; Р2 – плотность жидкости в условиях забоя и устья. Д- ускорение свободного падения.

**Расчет параметров фонтанного подъемника и его коэффициенты полезного действия**

Фонтанирование скважины возможно при определенном технологическом режиме, который характеризуется величинами дебита Q, забойного Р3, устьевого Р2 и затрубного Рзатр давлений.

С течением времени по мере отбора нефти из залежей изменяются условия разработки, а значит и условиях фонтанирования: изменяются пластовое Рпл, забойное Р3, дебита Q, увеличивается обводненность *n* ℓ и т.д. Поэтому подъемник следовало бы заменить. Однако с одной стороны в начальный период имеется большой избыток пластовой энергии, показателем которого является величина устьевого давления Р2. С другой стороны, замена подъемника (НКТ) в скважине является сложным, дорогостоящим и в большинстве отрицательно влияющим на ее продуктивность процессом. Поэтому подъемник проектируют на весь период фонтанирования.

**Оборудование фонтанных скважин**

Перед освоением в фонтанную скважину спускают насосно-компрессорные трубы, а на колонную головку устанавливают фонтанную арматуру. Для последующей эксплуатации монтируют манифольд и прокладывают выкидную линию. Фонтанные арматуры изготавливают (ГОСТ 13846-84) по 8 схемам для различных условий эксплуатаций. Их классифицируют по конструктивным и прочностным признакам:

1. рабочему давлению (7; 14; 21; 35; 70 и 105 МПа);
2. схеме исполнения (восемь схем);
3. числу спускаемых в скважину труб (один и два концентричных ряда труб);
4. конструкции запорных устройств (задвижки и краны);
5. размерам проходного сечения по стволу 50-150 мм и боковым отводам (50-100 мм).

Фонтанная арматура включает трубную головку и фонтанную елку с запорным и регулирующими устройствами. Трубная головка предназначена для подвески НКТ и герметизации пространства между ними и обсадной эксплуатационной колонной.

Фонтанная елка предназначена для направления потока в выкидную линию, а также для регулирования и контроля работы скважины. Она может включать в себя либо один или два тройника, либо крестовину (крестовая арматура). Арматуру выбирают по необходимому рабочему давлению, схеме (тройниковая или крестовая), числу рядов труб, климатическому и коррозионному исполнению. Манифольд предназначен для обвязки фонтанной арматуры с выкидной линией, подающей продукцию на групповую замерную установку.

Манифольды монтируют в зависимости от местных условий в технологии эксплуатации.

К запорным устройствам арматуры относятся проходные пробковые краны с ручным управлением и прямоточные задвижки с ручным, пневматическим дистанционным или автоматическим управлением.

**Неполадки при работе фонтанных скважин**

Неполадки в работе фонтанных скважин могут быть связаны с отложениями парафина, солей, накоплением песка на забое, воды, а также с различного рода утечками нефти, газа, нарушением герметичности затвора или поломками запорных устройств.

В процессе эксплуатации ведется тщательное наблюдение за работой, что позволяет выявить осложнения, например:

* при уменьшении устьевого давления Р2 и одновременном повышении затрубного давления Рзагр – отложения парафина и солей в НКТ;
* при уменьшении давлений Р2 и Рзагр – образование песчаной пробки или накопление воды между забоем и башмаком НКТ;
* при уменьшении давления Р2 и увеличение дебита Q – разъедание штуцера.

Фонтанную арматуру можно монтировать на устье скважины автомобильными кранами, а также при помощи талевого механизма, лебедки или подъемника.

Основные, принципиальные схемы непрерывного и периодического газлифта. Конструктивные схемы лифтов замещения. Классификация и принцип действия газлифтных клапанов. Правила эксплуатации оборудования и техника безопасности

Способ предназначен для повышения эффективности эксплуатации газлифтных скважин за счет оптимального подбора скважинного оборудования и выбора характеристик и параметров газлифтной компоновки.

От качества проектирования газлифтных установок (подбора диаметра НКТ, определение глубины расположения мандрелей и выбора типа, давления зарядки и диаметра седла газлифтных клапанов) зависят добычные, энергетические (удельный расход газа), надежностные (межремонтный период скважины, наработка па отказ газлифтного оборудования), сервисные (удобство в эксплуатации, автоматический запуск и перезапуск скважин), регулировочные (широкий диапазон отборов жидкости) и в конечном счете экономические (себестоимость добычи нефти и прибыль от ее реализации) показатели эксплуатации газлифтных скважин.

Разработанная методика является наиболее универсальной по диапазонам дебитов, газосодержаний и вязкостей добываемой продукции; проверенной по многочисленным промысловым и экспериментальным данным. Она адаптивно настраивается в зависимости от условий эксплуатации на конкретную корреляцию (физико-математическую модель) отдельного элемента газлифтной скважины (призабойная зона, штуцер, газлифтный клапан, лифт). Методика отличается принципами выбора переходного давления и величины сброса давления газа для закрытия вышележащих клапанов, учетом изменения параметров скважины в процессе ее запуска и эксплуатации.

Методика предназначена для определения оптимальных технико-технологических характеристик газлифтной скважины, таких как: диаметр насосно-компрессорных труб (НKT), глубины установки мандрелей, типоразмеры газлифтных клапанов (тип клапана, диаметр седла), установочные давления клапанов на стенде, технологических режимов работы скважины.

В качестве критерия оптимальности используется комплексный технологический критерий, учитывающий с заданным весом основные требования. Предъявляемые к газлифтной установке: максимизировать дебит скважины. Обеспечение заданного значения забойного давления при наиболее полном использовании энергии газа, увеличить вероятность запуска и автоматического перезапуска скважин при рабочих расходах газа, повысить гибкость регулирования режима работы скважины, повысить надежность работы газлифтных клапанов. регулировать пульсации технологического режима, в частности минимизировать зоны неустойчивой работы газлифтной скважины.

Еще одним преимуществом методики является диапазонный ввод исходных данных (минимум, максимум), позволяющий даже в условиях неполной информации и при изменении параметров эксплуатации обеспечит!) с заданной надежностью достижение различных критериев оптимизации.

С целью повышения эффективности процесса запуска скважин, увеличения точки ввода газа, снижения пульсации, предупреждения прорыва газа через башмак, а также для более точного выбора оптимального технологического режима разработаны способ проектирования и установка для эксплуатации скважин. Их отличительной особенностью является то, что регулируется не только расход инжектируемого в подъемник газа, но и расход добываемой продукции, поступающей в подъемник через специальное устройство.

Этот способ особенно эффективно использовать при разработке месторождений с газовой шапкой или подгазовой зоной пласта около добывающих скважин, например при эксплуатации залежи в режиме растворенного газа, а также на скважинах с возможным образованием водяных конусов.

Таким образом, ориентация при проведении инженерных расчетов на диапазоны значений вместо конкретных величин исходных для расчета данных позволяет минимизировать риск принятия ошибочных решений.

Возможность задавать несколько критериев оптимальности с различными весами позволяет повысить эффективность работы газлифтной скважины.

На рисунке для газлифтной скважины № 699, эксплуатируемой с забойным давлением приводящим к прорыву из пласта свободного газа, показаны две характеристические кривые: первая - с очень узким диапазоном максимального режима, при использовании традиционной методики проектирования газлифтных установок; вторая - с пологим участком максимальных дебитов, при использовании предлагаемого способа подбора внутрискважинного оборудования.

Данный способ позволяет повысить эффективность запуска, обеспечить надежный вывод на оптимальный режим и последующее его поддерживание при изменяющихся условиях эксплуатации, значительно снизить пульсации технологического режима, увеличить точку ввода газа при ограниченном числе мандрелей.

Широкое распространение данный способ нашел прежде всего на малодебитных газлифтных скважинах Самотлорского и Ван - Еганского месторождениях. Эффект заключается в увеличении добычи нефти и в снижении ее себестоимости. Промысловые испытания показывают, что использование методики проектирования скважин и подбора газлифтного оборудования приводит к уменьшению удельного расхода газа более чем на 4 % или увеличению добычи нефти не менее чем на 2 %.

Разработанная методика является наиболее универсальной по диапазонам дебитов, газосодержаний и вязкостей добываемой продукции; проверенной по многочисленным промысловым и экспериментальным данным. Она адаптивно настраивается в зависимости от условий эксплуатации на конкретную корреляцию (физико-математическую модель) отдельного элемента газлифтной скважины (призабойная зона, штуцер, газлифтный клапан, лифт).

От качества проектирования газлифтных установок (подбора диаметра НКТ, определение глубины расположения мандрелей и выбора типа, давления зарядки и диаметра седла газлифтных клапанов) зависят добычные, энергетические (удельный расход газа), надежностные (межремонтный период скважины, наработка на отказ газлифтного оборудования), сервисные (удобство в эксплуатации, автоматический запуск и перезапуск скважин), регулировочные (широкий диапазон отборов жидкости) и в конечном счете экономические (себестоимость добычи нефти и прибыль от ее реализации) показатели эксплуатации газлифтных скважин.

Методика предназначена для определения оптимальных технико-технологических характеристик газлифтной скважины, таких как:

* диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ);
* глубины установки мандрелей;
* типоразмеры газлифтных клапанов (тип клапана, диаметр седла);
* установочные давления клапанов на стенде;
* технологических режим работы скважины

В качестве критерия оптимальности используется комплексный технологический критерий, учитывающий с заданным весом основные требования, предъявляемые к газлифтной установке:

* максимизировать дебит скважины;
* обеспечение заданного значения забойного давления при наиболее полном использовании энергии газа;
* увеличить вероятность запуска и автоматического перезапуска скважин при рабочих расходах газа;
* повысить гибкость регулирования режима работы скважины;
* повысить надежность работы газлифтных клапанов;
* регулировать пульсации технологического режима, в частности минимизировать зоны неустойчивой работы газлифтной скважины.

Промысловые испытания показывают, что использование методики проектирования скважин и подбора газлифтного оборудования приводит к уменьшению удельного расхода газа более чем на 4 % или увеличению добычи нефти не менее чем на 2 %.

**2. Техническая часть**

**2.1. Оборудования устья фонтанных скважин**

Перед освоением и пуском в эксплуатацию фонтанной скважины в нее спускают насосно-компрессорные (подъемные) трубы, а на колонной головке устанавливают прочную стальную фонтанную арматуру.

Фонтанная арматура представляет собой соединение на фланцах различных тройников, крестовиков и запорных устройств (задвижки или краны). Между фланцами для уплотнения укладывается металлическое кольцо овального сечения (рис.1), сделанное из специальной малоуглеродистой стали. Кольцо вставляется в канавки на фланцах, и фланцы стягивают болтами.

Фонтанная арматура состоит из трубной головки и елки. Трубная головка служит для подвески подъемных труб и для герметизации пространства между ними и эксплуатационной колонной.

Фонтанная елка предназначена для направления газожидкостной струи в выкидные линии, а также для регулирования и контроля работы скважины.

Наиболее ответственной частью арматуры является трубная головка, воспринимающая межтрубное давление. Это давление может быть весьма высоким (близким к забойному) при наличии на забое скважины и в межтрублом пространстве свободного газа.

Ввиду того, что фонтанные арматуры относятся к одному из самых ответственных видов промыслового оборудования по условиям эксплуатации, их испытывают на давление, вдвое большее паспортного рабочего давления.

Фонтанные арматуры различаются между собой по конструктивным и прочностным признакам:

1. по рабочему или пробному давлению;
2. по размерам проходного сечения ствола;
3. по конструкции фонтанной елки и числу спускаемых в сква жину рядов труб;
4. по виду запорных устройств.

В соответствии с общесоюзным стандартом (ГОСТ 13846—68), отечественные заводы выпускают фонтанные арматуры на давление от 7 до 100 МПа, с диаметром прохода стволовой части елки от 50 до 150 мм

Арматуры с диаметром dy = 100 и 150 мм предусмотрены для высокодебитных газовых скважин.

Арматуры на рабочее давление 100 МПа могут применяться на сверхглубоких скважинах или скважинах с аномально высоким пластовым давлением.

Для фонтанных скважин преимущественно применяются арматуры на рабочее давление от 7 до 35 МПа.

По конструкции фонтанной елки фонтанные арматуры делятся на крестовиковые и тройниковые, а по числу спускаемых в скважину рядов труб — на однорядные и двухрядные.

В качестве запорных устройств в арматурах могут быть задвижки (клиновые или прямоточные) или проходные краны.

На рис. 2 представлена крестовиковая фонтанная арматура для однорядного подъемника. Подъемные трубы при этой арматуре подвешивают к переводной втулке 7 путем ввинчивания их непосредственно в нарезанный нижний конец катушки 6 или при помощи переводное втулки в качестве запорных органов здесь применяются задвижки.

При работе скважины газожидкостная струя из подъемных труб проходит через открытую центральную стволовую задвижку и направляется в один из выкидов — правый или левый и далее по выкидному трубопроводу (на схеме не показан) в сборную или сепарационную установку.

Задвижки 9 на правом отводе крестовика трубной головки при фонтанировании скважины закрыты; они служат для подсоединения водяной или газовой линии к затрубному пространству при освоении скважины или при ремонтных работах на ней.

На фонтанной арматуре помещают два манометра с трехходовыми кранами или с вентилями. Один манометр устанавливают на отводе крестовика трубной головки для замера давления в межтрубном пространстве скважины. Это давление называется затрубным. Другой манометр устанавливают на буфере арматуры, он предназначен для замера давления на устье скважины; это давление называется буферным или устьевым.

При необходимости спуска в подъемные трубы контрольно- измерительных приборов (манометров, дебитомеров) или депарафинизационных скребков вместо буфера над верхней стволовой задвижкой помещают специальный лубрикатор. Описание лубрикатора будет дано ниже.

На рис. 3 представлена схема тройниковой арматуры для двухрядного подъемника с крановыми запорными устройствами.

В тройниковой арматуре рабочим выкидом всегда является верхний. В процессе работы скважины кран (задвижка) на рабочей линии должен быть полностью открыт, а на резервной линии закрыт. Струю нефти направляют из одного выкида в другой, открывая кран (задвижку) на включаемой линии и закрывая одновременно кран на выключаемой линии Краны на стволе елки во время работы скважины должны быть полностью открыты. Пользование главным краном допускается только к исключительных случаях для аварийного закрытия скважины.

Из сравнения однотипных крестовиковой и тройниковой арматур видно, что крестовиковая арматура имеет меньшие габариты по высоте и поэтому более удобна для обслуживания. В тройниковой арматуре выкидные линии направлены в одну сторону, это удобно для их обвязки. Кроме того, как показала практика, при эксплуатации фонтанных скважин, выделяющих большое количество песка, крестовик фонтанной елки быстрее выходит из строя, чем тройник. Поэтому к выбору типа фонтанной арматуры в каждом отдельном случае подходят индивидуально с учетом всех особенностей данного месторождения.

Наиболее ответственным элементом в фонтанных арматурах являются запорные устройства.

Основное требование, предъявляемое к запорным устройствам - абсолютная герметичность их затворов; от их бесперебойного действия зависит надежность работы всего устьевого оборудования фонтанных скважин. Задвижки для фонтанных арматур выпускаются литые и ковано - сварные двух типов: клиновые и прямоточные с уплотнительной мазкой. Недостаток клиновых задвижек состоит в том, что они быстро теряют герметизирующую способность. Это объясняется тем, что уплотнительные поверхности затворов (клина и гнезда) при открытом положении задвижек подвергаются воздействию рабочей среды. Небольшой первоначальный пропуск приводит в дальнейшем к интенсивному износу затвора и других деталей задвижки и затем арматуры в целом. На новых фонтанных арматурах высокого давления (pps6 = 12,5 МПа и выше) устанавливают в основном задвижки прямоточные с уплотнительной смазкой и краны проходные с уплотнитель но и смазкой.

Прямоточная уплотняемая смазкой задвижка сконструирована таким образом, что в ней как в открытом, так и в закрытом состоянии рабочая среда (нефть, газ) не соприкасается с уплотняющими поверхностями, благодаря чему износ уплотняющих поверхностей в ней незначителен. Она обладает высокой стойкостью к абразивному действию механических примесей, содержащихся в рабочей среде. Задвижка эта двухстороннего действия, т.е после износа одной стороны затвора при повороте задвижки на 180° она будет работать второй стороной затвора.

Пробковые краны имеют то преимущество перед задвижками, что у них меньше масса, они удобны при эксплуатации, особенно при автоматизации управления работой скважин.

Уплотнительные поверхности в кране соприкасаются с рабочей средой только в момент открытия и закрытия, что значительно уменьшает их эрозию и коррозию. Кроме фонтанных арматур, поставляемых в виде сборок трубной головки и елки, машиностроительные заводы по требованию заказчика могут поставлять отдельные узлы арматуры.

При оборудовании неответственных фонтанных скважин (невысокое давление, отсутствие пескопроявлений) часто применяются упрощенные арматуры, собранные из задвижек, старых тройников и крестовин непосредственно на нефтедобывающих предприятиях (рис. 59). Установка фонтанной арматуры на устье скважины является важным и ответственным этапом работ, особенно если скважина пробурена на залежь с газонапорным режимом и отличается высоким давлением. Поэтому сборка фонтанной арматуры на устье скважины должна производиться весьма тщательно, с проверкой и опрессовкой собранной арматуры на двухкратное рабочее давление.

Если ожидается бурное нефтегазопроявление и возникает опасность раскачивания фонтанной арматуры, ее укрепляют анкерными болтами и растяжками.

Концевые задвижки фонтанных арматур соединяются системой трубопроводов с оборудованием для сепарации и сбора нефти. Все эти трубопроводы, предназначенные для направления газонефтяного потока от устья скважины, а также для соединения затрубного и межтрубного пространств с наземным оборудованием скважины, называются обвязкой скважины. В зависимости от условий эксплуатации скважины и конструкции фонтанной арматуры обвязка выполняется по различным схемам, но в любом случае предусматривается непрерывная работа скважины и возможность ремонта одной из выкидных линий.

В скважинах с интенсивным выносом песка, оборудованных тройниковыми арматурами, рабочая обвязка выполняется из толстостенных труб диаметром до 150 мм, а узлы, где происходит поворот струи, — из литых тройников, способных длительное время работать без замены. Обвязка фонтанных скважин, оборудованных крестовиковыми арматурами упрощенного типа и добывающих парафинистую нефть, часто выполняется по схеме, которая показана на рис. 3. Здесь предусмотрено подключение к обвязке скважины паровой передвижной установки через задвижку 2. Повороты обвязки делаются плавными, с тем чтобы уменьшить отложения парафина в застойных вонах, а трубы используются большого диаметра (114 мм), что позволяет продлить периоды между операциями но очистке обвязки от парафина.

Задвижка затрубного пространства фонтанной арматуры соединяется с одной из манифольдных линий, что позволяет при необходимости снижать давление в затрубном пространстве, направляя газонефтяную смесь непосредственно в газосепаратор.

* 1. **Обсадные тубы**

Для крепления стенок нефтяных к газовых скважин применяются обсадные трубы. Кондуктор скважины, техническая и эксплуатационная колонны собираются из цельнотянутых бесшовных обсадных труб разных диаметров. Механические свойства сталей для изготовления обсадных труб и муфт приведены в таблице 1.

**Таблица 1 Механические свойства сталей для обсадных труб и муфт (по ГОСТ 632—57)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Углеродистая сталь марки** | | | **Легированная сталь марки** | | **Новые марки сталей** | | |
| **А** | **С** | **Д** | **Е** | **ЕМ** | **36Г2С** | **СГБЛ** | **38ХНМ** |
| Предел прочности при растяжении ( в *к*Г/*см*2), не менее.  Предел текучести ( в *к*Г/*см*2), не менее.  Относительное удлинение ∂10  ( в %), не менее. | 42  25  19 | 55  32  14 | 65  38  12 | 75  55  10 | 70  50  10 | 80-85  47-57\*  12-18 | 90-100  55-75\*  10-12 | 80-100  55-80\*  11-15 |

Обсадные трубы типа ДУК изготовляются диаметром 168 мм из стали марки Д. В резьбовом соединении такие трубы должны иметь повышенную прочность (на 40—50%). Для этого один конец ее высаживается под раструб и после термообработки нарезается как муфта, а на другой конец нарезают наружную трубную резьбу.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Таблица 2**  **Основные размеры обсадных труб и их прочностные характеристики** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Наружный диаметр (*в мм*)** | **Толщина стенки (*в мм)*** | **Внутренний диаметр (*в мм*)** | **Страгивающая**  **нагрузка**  **( в *т* )** | | | | **Растягивающая нагрузка, при которой напряжение и теле трубы достигает предела текучести (в /Н)** | | | | | **Сминающее давление**  **(в *к*Г/*см*2)** | | | | | **Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести**  **(в *к*Г/*см*2)** | | | | | **Теоретический вес 1 *пог. м.* тубы (в кг)** | **Наружный диаметр муфты (*в мм)*** | **Вес муфты (*в кг)*** | **Вес 1 *пог. м* колонны (*в кг*)** |
| **Для стали марок** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **С** | **Д** | **ЕМ** | **Е** | | **С** | **Д** | **ЕМ** | **Е** | | **С** | **Д** | **ЕМ** | **Е** | | **С** | **Д** | **ЕМ** | **Е** |
| **С пределом текучести (в *к*Г/*мм*2)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **32** | **38** | **50** | **55** | | **32** | **38** | **50** | **55** | | **32** | **38** | **50** | **55** | | **32** | **38** | **50** | **55** |
| 121 | 7  8  10 | 107  105  101 | 50  60  80 | 60  70  95 | 70  --  -- | 85  105  135 | | 80  90  110 | 95  110  135 | --  --  -- | 140  155  190 | | 285  345  455 | 330  395  535 | 410  510  690 | 435  550  755 | | 370  425  530 | 440  505  630 | --  --  -- | 635  725  910 | 19,7  22,3  27,4 | --  136  -- | --  5,0  -- | 20,2  22,8  27,9 |
| 141 | 7  8  10  12 | 127  125  121  117 | 55  70  90  115 | 65  80  110  135 | --  --  --  -- | 95  115  155  195 | | 95  115  155  195 | 110  125  155  185 | --  --  --  -- | 160  185  225  270 | | 225  280  375  465 | 255  320  440  550 | 300  395  565  715 | 315  420  615  780 | | 320  360  455  545 | 375  430  540  645 | --  --  --  -- | 545  625  780  935 | 23,1  26,2  32,3  38,4 | --  166  --  -- | --  8,7  --  -- | 24,0  27,1  33,2  39,3 |
| 146 | 6  7  8  10  12 | 134  132  130  126  122 | 45  60  70  95  120 | 55  70  85  115  140 | --  --  --  --  -- | --  105  125  165  205 | | --  105  125  165  205 | 100  115  130  160  190 | --  --  --  --  -- | --  170  190  235  280 | | 160  215  265  360  450 | 175  240  305  420  530 | --  280  370  535  685 | --  290  390  580  750 | | 260  305  350  440  525 | 310  365  415  520  625 | --  --  --  --  -- | --  525  600  755  905 | --  23,9  27,2  33,5  39,3 | --  --  166  --  -- | --  --  8,7  --  -- | --  24,8  28,1  34,4  40,2 |
| 168 | 6  7  8  9  10  11  12  14 | 156  154  152  150  148  146  144  140 | 50  65  80  95  110  120  135  165 | 60  80  95  110  130  145  160  195 | --  105  125  145  170  190  210  255 | --  115  140  160  185  210  230  280 | | --  115  140  160  185  210  230  280 | 115  135  155  170  190  205  225  255 | --  180  200  225  250  270  295  340 | --  195  220  245  275  300  325  370 | | 115  165  210  255  300  340  380  460 | 125  180  240  295  350  400  445  540 | --  200  275  355  430  505  570  700 | --  205  285  375  460  545  620  765 | | 225  265  305  345  380  420  455  530 | 270  315  360  405  450  495  540  635 | --  415  475  535  595  655  715  835 | --  460  525  590  655  720  785  915 | --  27,8  31,6  35,3  39,0  42,6  46,2  53,2 | --  --  --  188  --  --  --  -- | --  --  --  9,3  --  --  --  -- | --  28,7  32,5  36,2  39,9  43,5  47,1  54,1 |
| 194 | 8  10  12  14 | 178  174  170  166 | 90  125  155  185 | 110  145  185  220 | --  --  --  -- | 160  215  270  320 | | 160  215  270  320 | 180  220  260  300 | --  --  --  -- | 260  315  375  435 | | 160  240  315  385 | 175  275  365  450 | 195  330  460  580 | 200  345  495  630 | | 265  330  395  460 | 315  390  470  545 | --  --  --  -- | 455  565  580  790 | 36,7  45,4  53,9  62,2 | --  216  --  -- | --  12,5  --  -- | 37,9  46,6  55,1  63,4 |

В равнопрочных трубах повышенной прочности приваренные концы с резьбой изготовляются из легированной или углеродистой стали и термически обрабатываются до приварки.

Резьба труб диаметром до 245 мм имеет 8 ниток на 25,4 мм а труб диаметром от 273 мм до 425,5 мм- 6 ниток на 25,4 мм.

В зависимости от диаметра обсадные трубы изготовляются такой длины:

Диаметр (в мм) Длина (в м)

до 219 мм 9-13

до 349 мм 7-15

до 425,5 мм 6-13

Основные размеры обсадных труб и их прочностные характеристики приведены в табл. 2.

**2.3 Колонные головки**

Для герметизации межтрубного пространства, а также обвязки верхней части спущенных в скважину труб, устанавливают колонные головки.

Колонная головка состоит из фланцев, патрубков и пьедесталов, соединенных между собой в определенной последовательности. Надежное и тщательное их соединение, исключающее пропускание газа и жидкости, гарантирует безаварийную работу скважины бурений и эксплуатации.

Верхний устьевой фланец головки служит основанием, на котором монтируют арматуру скважины. Колонные головки рассчитывают на пробное давление 75, 150, 250, 400 и 600 *кГ/см2* и собирают для скважин разных конструкций.

**Таблица 3.**

**Основные технические данные клиновой колонной головки**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Шифр** | **Рабочее давление (в *кГ/см2*)** | **Пробное давление (в *кГ/см2*)** | **Диаметр эксплуатационной колонны**  **(в дюймах)** | **Диаметр технической колонны**  **(в дюймах)** | **Вес (*в кг*)** | | **Габаритные размеры**  **(*в мм)*** | |
| **Колонной головки** | **Общий с деталями** | **диаметр** | **высота** |
| **ГКК 125-**  **ГКК 125-**  **ГКК 300-**  **ГКК 300-**  **ГКК 600-**  **ГКК 600-** | **125**  **125**  **300**  **300**  **300**  **300** | **250**  **250**  **600**  **600**  **600**  **600** | **146**  **146**  **146**  **146**  167,6  167,6 | **219**  **244**  **273**  **298**  **324**  **219**  **244**  **273**  **298**  **324**  **273**  **298** | **483**  **483**  **865**  **865**  **1716**  **1683** | **674**  **744**  **1056**  **1127**  **-------**  **-------** | **540**  **540**  **630**  **630**  **------**  **------** | **785**  **785**  **825**  **825**  **--------**  **--------** |

Собранная колонная головка подвергается опрессовке на двойное рабочее давление. Для опресовки в боковое отверстие катушки ввинчивают приспособление, состоящее из крестовика с манометром, крана высокого давления и обратного клапана. Опрессовывают головку ручным насосом, накачивая в нее воду через обратный клапан. Колонная головка считается принятой, если в течение 10 мин не падает давление и не потеет сварной шов. После опрессовки вода спускается, а отверстие закрывается пробкой.

После окончания монтажа клиновой колонной головки шахту заливают цементным раствором до фланца ее корпуса.

В очень глубоких скважинах техническую колонну подвешивают на клиньях. Для этого на резьбу кондуктора навинчивают лафетное кольцо и при помощи шести клиньев на нем подвешивают техническую колонну. Кольцевое пространство между кондуктором и технической колонной заливается цементным раствором через трубы Ø 1”. Пропущенные через просвет 50 *мм* между клиньями лафетного коьца. Описанная колонная головка рассчитана на пробное давление 600 *кГ/см2.*

Пьедестал имеет размеры, зависящие от диаметров подвешиваемых колонн труб. Пьедесталы изготовляются литыми из стали марки 40Г2 -Л. Флинцы изготавливаются из стали марки 35ХА.

**2.4. Фонтанная арматура**

Предназначается для герметизации фонтанных скважин, контроля и регулирования режима эксплуатации.

Фонтанная арматура состоит из трубной головки и фонтанной елки; ее классифицируют по:

а) диаметру проходного сечения: 2, 2 и 4";



б) рабочему давлению: 40, 75, 125, 200, 300 и 500 *кГ/см2* и соответственно пробному—75, 150, 250. 400, 600 и 1000 *кГ/см2;*

в) виду подвески труб — однорядная и двухрядная;

г) конструкции—тройниковая и крестовая;

д) типу соединения деталей—фланцевая и резьбовая (последний тип снят с производства).

Схемы сборок фонтанной арматуры на рабочее давление 75, 150 и 250 *кГ/см2* одинаковые.

Тип и конструкция фонтанной арматуры выбирается в зависимости от максимального давления, предполагаемого на устье скважины, и условий эксплуатации. Считают, что давление выделяющихся из пласта газов в затрубном пространстве, незначительно отличается от пластового. Поэтому для вновь вскрываемых пластов его ориентировочно принимают равным давлению столба воды высотой, соответствующей глубине скважины, и рассчитывают по формуле:

(3)



где Н—глубина скважины, *м*;

Р— пластовое давление, *кГ/см2*.

Фонтанные скважины оборудуются арматурой, изготовленной согласно ведомственной нормали Н 697-53. Фланцевая фонтанная арматура (типовая) на пробное давление 250 кГ/см2 имеет два основных узла: трубную головку, состоящую из крестовика, тройника, переводника (катушки), задвижек, и фонтанную елку, включающую два тройника, три стволовых и три боковых задвижки, буфер и штуцерный патрубок.

Основные детали фонтанной арматуры изготовляются из стали ; 35 ХМА.

Крестовик с проходным отверстием Ø 152 *мм* и отводами Ø 65 *мм* присоединяется к колонной головке. На отводах устанавливаются по две задвижки диаметром 2 ". В случае необходимости периодического выпуска газа из затрубного пространства на одном из боковых отводов ставят еще одну задвижку и шайбу с отверстием Ø 1—2 *мм* или же через этот отвод при надобности накачивают газ или жидкость. На буфере отвода ставят рабочий манометр для контроля давления газа в межтрубном пространстве.



Тройник с проходным отверстием Ø 132 *мм* и боковым отводом Ø 65 *мм* устанавливают на крестовик. Он служит для подвешивания первого ряда насосно-компрессорных труб при помощи втулки, ввинчиваемой в тройник, и подачи жидкости для возбуждения скважины.

Переводник (катушка) соединяет крестовик или тройник с центральной задвижкой. Внутри переводника имеется резьба для подвешивания второго ряда колонны лифтовых труб при помощи втулки или патрубка.

**Таблица 4**

**Техническая характеристика фонтанной арматуры**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Шифр** | **Рабочее**  **давление**  **(в *кГ/см2*)** | **Пробное давление**  **(в *кГ/см2*)** | **Фонтанная елка** | | **Трубная головка** | | | |
| **Тип** | **Диаметр**  **(в дюймах)** | **Тип** | **Ширина**  **(в мм)** | **Высота**  **(в мм)** | **Вес**  **(в кг)** |
| **1 АФК**  **1 АФК 4**  **2 АФК**  **2 АФК 4**  **1 АФТ**  **1 АФТ 4**  **2 АФТ**  **2 АФТ 4**  **2 АФТ**  **АФ 60**  **2 АФК 60** | **40; 75; 125**  **40; 75; 125**  **40; 75; 125**  **40; 75; 125**  **40; 75; 125**  **40; 75; 125**  **40; 75; 125**  **40; 75; 125**  **200**  **300**  **500** | **75; 150; 250**  **75; 150; 250**  **75; 150; 250**  **75; 150; 250**  **75; 150; 250**  **75; 150; 250**  **75; 150; 250**  **75; 150; 250**  **400**  **600**  **1000** | **Крестовая**  **То же**  **\* \***    **\* \***  **Тройниковая**  **То же**  **\* \***  **\* \***  **\* \***    **\* \***  **Крестовая** | **4**  **4**  **4**  **4**  **60\***  **60\*** | **Однорядная**  **//**  **Двухрядная**  **//**  **Однорядная**  **//**  **Двухрядная**  **//**  **//**  **//**  **//** | **3100**  **3500**  **3100**  **3500**  **2415**  **2700**  **2415**  **2700**  **3130**  **3425**  **6470** | **2380**  **2630**  **2880**  **3130**  **3160**  **3470**  **3660**  **4030**  **3746**  **3900**  **3030** | **---**  **--**  **--**  **--**  **1976**  **--**  **2358**  **--**  **3172**  **4030**  **--** |

Центральная (стволовая) фонтанная задвижка служит для перекрытия струи фонтанирующей скважины в аварийных случаях. В период фонтанирования скважины задвижка устанавливается на переводнике в открытом положении.

Противовыбросовая фонтанная задвижка применяется при вскрытии продуктивного пласта, перфорации эксплуатационной колонны и для герметизации устья скважины в случае фонтанирования. Противовыбросовые задвижки изготовляются на пробное давление 250, 400 и 600 *кГ/см2* и устанавливаются на тропинке фонтанной арматуры. Присоединительные размеры верхнего фланца задвижки должны соответствовать размерам фланцев фонтанной арматуры.

Фонтанная елка собирается по типовой схеме. На выкидах елки за задвижками устанавливают стальную катушку. Корпус штуцера вставляется в выкидной патрубок, а фланец его зажимается между фланцем катушки высокого давления и фланцем выкидного патрубка низкого давления. Внутрь корпуса штуцера вставляется сменная стальная штуцерная втулка, диаметр которой принимается соответственно установленному технологическому режиму эксплуатации скважины.

Чтобы увеличить износостойкость штуцеров, их изготовляют многоступенчатыми.

Регулирующий штуцер с игольчатым клапаном и втулкой применяется на фонтанных скважинах, выбрасывающих небольшое количество песка. Штуцер типа ШРУ - 300 Х 2 на рабочее давление 300 *кГ /см2* устанавливается на повороте выкидной линии. Габаритные размеры штуцера — 810 х 335 х 250 *мм.*



1. Фонтанная фланцевая арматура на пробное давление 400 *кГ/см2*отличается от фонтанной арматуры на пробное давление 250 *кГ/см2*толщиной фланцев и шпилек, изготовленных из стали марки 40 ХН. Присоединительные размеры фланцевых соединений у обоих типов арматуры одинаковые, кроме размеров нижнего фланца крестовика. Основные детали фонтанной арматуры изготовляются из литой хромистой стали марки 50Х, а некоторые – из стали марки Ст. 3. Фонтанная арматура должна быть износостойкой к воздействию песком, выносимым струёй нефти, газа и воды с большой скоростью (особенно сильно истираются в местах изменения направления струи — тройники елки, буфера, запорные поверхности корпуса и клина задвижек).
2. В собранной елке выкидные линии должны быть в одной плоскости. Отклонения допускаются на угол не более 3°.
3. Клин не должен выступать в проходное отверстие корпуса при открытой задвижке.
4. Ствол елки не должен иметь перекосов и проходные отверстия должны быть гладкими.
5. При сборке деталей фонтанной арматуры резьбовые соединения должны быть покрыты графитной смазкой.
6. К крышке корпуса задвижки должен быть вертикально и наглухо прикреплен указатель степени открытия задвижки. На планке должно быть выбито число оборотов, необходимое для полного открытия или закрытия задвижки.
7. Задвижки должны выдерживать пробное давление 250 *кГ/см2*.
8. Перед монтажем арматуры на скважине все фланцы по наружному диаметру должны быть очищены.
9. Основные литые детали (корпуса и крышки задвижек, тройники и Др.), а также шпильки рекомендуется изготовлять из стали 35 ХМА.
10. Раковины, риски царапины на шаброванных и шлифованных уплотняющих поверхностях гнезд корпуса и клина задвижки не допускаются.
11. Задвижки до поступления в сборку должны подвергаться опрессовке водой на соответствующее пробное давление в течение 15 мин., за это время давление не должно падать, а на задвижке не должна показываться течь.
12. Правильность сборки ствола елки диаметром 2 ” проверяется шаблоном длиной 2 м и диаметром 65 *мм*.



1. После наружного осмотра фонтанная арматура в собранном виде должна подвергаться опрессовке водой при открытых задвижках на пробное давление в течение 45 мин.
2. Открывать и закрывать задвижки нужно рычагом длиной не более 500 *мм*.
3. В комплект поставки входят:

а) фонтанная арматура в собранном виде;

б) полный запасной комплект шпилек (с гайками), входящих в сборку арматуры;

в) два комплекта специальных гаечных ключей;

г) два комплекта штуцерных втулок диаметром 10, 12 и 15 *мм*

д) два комплекта прокладок всех размеров.

Фонтанная арматура крестового типа состоит из трубной головки и елки крестового типа. Особенностью этой арматуры является то, что два тройника Ø 2 " заменены крестовиком, а штуцерный патрубок—тройником 2. Остальные детали и схема обвязки их такие же, как и у арматуры тройникового типа.



Фонтанная арматура крестового типа легче по весу, меньше по размерам и удобнее при монтаже, чем тройниковая. Она устанавливается на нефтяных скважинах, дающих нефть с незначительным количеством песка.

**2.5 Оборудование компрессорных скважин**

Компрессорные скважины высокого давления по режиму, работы, оборудованию и правилам монтажа аналогичны фонтанным.

Схемы обвязок компрессорных скважин допускают применение однорядного и двухрядного подъемников.

Арматуру для компрессорных скважин (тройники, буфера, задвижки и патрубки) можно сваривать из бурильных труб. Такая арматура легка и удобна при монтаже и в эксплуатации.

Манифольд состоит из патрубков, тройников, крестовиков и задвижек.

Вспомогательный манифольд обвязывает выкидную линию, линию, подводящую в скважину сжатую жидкость, и выкид из затрубного пространства. Такая обвязка скважины дает возможность производить следующие технологические операции: перемену направления подачи воздуха, одновременную подачу нефти и воздуха в скважину в том или ином направлении, подачу нефти в одном направлении, а воздуха—в другом и т. д.

**3.6 Запорная арматура**

Вентили высокого давления предназначаются для запорных (В3 1-1-40, ВПП- 2 - 100) и регулировочных (ВР-1-40) операций в различных обвязках и на магистралях высокого давления для воды и нефти (без примесей песка) с нормальной температурой, а также для воздуха и газа (сепарированного). Вентили изготовляются на условное давление 40 и 100 *кГ/см2.*



Задвижки сварные типа ЗС 2-3 и ЗС 2-4 предназначаются для перекрытия трубопроводов для холодной нефти, воды и глинистых растворов. Клин задвижки изготовляется из стали 40Х. Размеры и технические данные задвижек приведены в табл.

Задвижки чугунные типа «Москва», задвижки Лудло и нормальные (клинкетные) применяются для перекрытия водо - нефте- и газопроводов, имеющих давление проводимой среды до 16 *кГ/см2.*

Задвижки для нефти, маслянистых жидкостей, воды и пара изготовляются из чугуна с уплотнительными кольцами из бронзы или специальной стали.

У задвижек «Москва» распор плашек производится взаимным смещением двух пальцев. Для прокладок используется картон, а в сальниках – пенька.

Задвижки «Москва» диаметром больше 500 мм (30-4-12) изготовляются с отводной задвижечкой и конической зубчатой передачей. Величины давлении для задвижек «Москва» приведены в табл. 18.

Нормальные задвижки (клинкетные) предназначаются для более высоких рабочих давлений и отличаются от задвижек Лудло наличием цельнокованого стального клина (клинкета).

Шпиндель, соединенный с клинкетом бронзовой гайкой, вращается, а гайка с клинкетом движутся поступательно. Конструкция шпинделя, клипа и гайки клина такая же, как и у сварных задвижек ЗС 2-4.

Задвижки клинкетные фланцевые 30-4-22 применяются для нефти, газа, маслянистых жидкостей, пара и воды. Прокладки в них картонные, набивка сальников в задвижках для воды и нефти — пеньковая, для пара — асбестовая.

Задвижки газопроводные 30-4-50 низкого давления малогабаритные с ручным приводом типа ГМК изготовляются размерами 200—1500 *мм*. Они рассчитываются на давления Ру = 0,4 *кГ/см2* и / Рпр = 1,5 *кГ/см2.* Прокладки и сальниковые набивки — асбестовые.

Запорная арматура с механизированным приводом предназначается для механизации, автоматизации и дистанционного управления отдельными производственными процессами на установках по добыче, переработке, транспортировке и хранению нефти. Эта арматура допускает и ручное аварийное управление.

В условном обозначении пробкового крана указывается:

КППС —кран пробковый проходной со смазкой; первое число—условный проход в мм; второе число—рабочее давление; ХЛ—климатическое исполнение для холодной зоны. Например, кран пробковый проходной, со смазкой, с условным проходом 65 мм, рассчитанный на рабочее давление 14 МПа, для холодного макроклиматического района обозначается КППС – 65 Х 140ХЛ.

Краны пробковые, рассчитанные на давление 14 МПа, состоят из корпуса, каналы которого перекрываются конусной пробкой при ее повороте рукояткой на 90°. Зазор между пробкой и корпусом регулируется винтом. Кран работает только со смазкой. Смазка герметизирует затвор крана и резьбу шпинделя, облегчает поворот пробки и предотвращает коррозию деталей. Смазка подается через канал в шпинделе с помощью нажимного болта через обратный клапан в полость корпуса.

Кран оснащен специальным устройством для отжатия пробки при ее заклинивании в корпусе.

1. **Технологическая часть**

**3.1 Расчет фонтанных подъемников постоянного и переменного сечений, работающих за счет гидростатического напора и энергии расширения газа**

Определение потерь напора в лифте давления на забое и к. п. д. подъемника при Р2 >Рн

Скважина, глубиной Н = 1500 м, фонтанирует за счет гидростатического напора нефтью (без выделения свободного газа (в подъемных трубах) с дебитом 300 т/сутки. Кинематическая вязкость нефти (при средней температуре в стволе скважины t = 30° С) v = 0,18 *cм2/ceк;* относительный удельный вес нефти Yн = 0,871; коэффициент продуктивности скважины К = 12 *т/сутки ат*; давление на устье при фонтанировании через 2,5" трубы (спущенные до забоя) Р2 = 8 *ата*. Требуется определить забойное и пластовое давления, потери напора и к. п. д. при фонтанировании по 2,5" трубам и 6" колонне.

*Фонтанирование по 2,5 " трубам*

Определяем среднюю скорость движения нефти по трубам 2,5":

(4)



Параметр Рейнольдса

(5)



Коэффициент гидравлических сопротивлений при турбулентном потоке

(6)



При Q =300 *т/сутки* забойное давление будет

(7)



Третье слагаемое дает потери на гидравлические сопротивления при движении нефти в 2,5" колонне. Четвертое слагаемое отображает давление, расходуемое на приращение скорости; оно выражается незначительной величиной, и обычно им пренебрегают.

К. п. д. 1 движения нефти по 2,5" колонне

(8)



Перепад давления из пласта к забою

(9)



Пластовое давление

(10)



Общий к. п. д. фонтанирования (при движении нефти из пласта на поверхность), т. е. с учетом потерь энергии в пласте:

(11)



*Фонтанирование по 6" колонне*

Если при том же дебите и забойном давлении фонтанирование будет совершаться по 6" обсадной колонне, то скорость нефти понизится, соответственно уменьшатся гидравлические сопротивления, а буферное давление возрастет. Скорость движения нефти

(12)



Параметр Рейнольдса



Коэффициент гидравлических сопротивлений при ламинарном потоке

(13)



Найдем буферное давление из уравнения для забойного давления

(14)



откуда P2 = 14,67 *am.*

К. п. д. движения нефти но 6" обсадной колонне (без учета потерь энергии в штуцере)

(15)



Из примера видно, что если скважина не осложнена песком и не требуется производить закачку или циркуляцию жидкости и др., что бывает редко, то при Р3 > Pнас выгодно не спускать подъемные трубы, а фонтанирование вести по обсадной колонне.

**3.2 Определение производительности и мощности компрессора**

Определить производительность и эффективную мощность вертикального трехступенчатого компрессора 2СГ-50, завода «Борец» и мощность электродвигателя для привода компрессора.

Диаметр цилиндра низкого давления двойного действия (I ступень) D = 370 мм; диаметр цилиндров высокого давления с дифференциальным поршнем D’ = 230/190 *мм* (II и III ступени); длина хода поршня S = 250 *мм*; число ходов в минуту *n* = 365; рабочий агент — воздух; показатель политропы *т* = 1,32; число ступеней z = 3.

Давление на приеме цилиндра низкого давления Р1= *ата*; конечное давление на выкиде цилиндра высокого давления Р2 = 51 *ата*; индикаторный к.п.д ; механический к.п.д коэффициент подачи .



Привод от электродвигателя осуществляется через клиноременную передачу.

1. Производительность компрессора, отнесенная к условиям всасывания на приеме (в *м3/ мин*):

(16)



где коэффициент 2 учитывает процесс двойного действия в цилиндре низкого давления.

Величина коэффициента подачи колеблется в пределах в зависимости от степени сжатия рабочего агента, изношенности цилиндра и качества охлаждения. В расчете принят равным 0,65.



Подставляя значения D, n, S и , получим



.



2. Эффективная мощность компрессора определяется по формуле:



3. Мощность электродвигателя подсчитаем по формуле

(17)



где *k3*- коэффициент запаса мощности () на случай падения напряжения в сети, а также перегрузки из-за отклонения от нормальной работы компрессора; - к.п.д для клиноременной передачи принимается 0,98.



Исходя из потребной мощности для данного компрессора, может быть принят электродвигатель с короткозамкнутым ротором ДАМСО мощностью 200 *квт*, 6 *кв*, 740 *об/мин.*

1. **Правила безопасности при газлифтной и фонтанной эксплуатации**
2. Конструкция колонной головки, фонтанной арматуры, схемы их обвязки должна обеспечивать оптимальные режимы работы скважины, герметизацию трубного, затрубного и межтрубного пространства, возможность технологических операций на скважине, глубинных исследований, отбора проб и контроля устьевого давления и температуры.
3. Рабочее давление фонтанной арматуры должно быть не менее давления опрессовки эксплуатационной колонны.
4. Опрессовку фонтанной арматуры в собранном виде до установки на устье следует производить на пробное давление, предусмотренное паспортом, а после установки на устье скважины - на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

Результаты опрессовок оформляются актами.

1. В случае производства работ (гидроразрыв пласта, кислотные обработки, различные заливки и т. д.), требующих давлений, превышающих допустимые, необходимо устанавливать на устье специальную арматуру, а эксплуатационную колонну защищать установкой пакера.
2. Фонтанная арматура должна оснащаться заводом-изготовителем дросселями с ручным, а по требованию заказчика - с дистанционным и (или) ручным управлением и обеспечивать возможность замены манометров с использованием трехходового крана без снижения давления до атмосферного.
3. При эксплуатации скважины с температурой на устье 200 °С должна применяться соответствующая фонтанная арматура, конструкция и термостойкость которой обеспечивают безопасность технологического процесса и обслуживающего персонала.
4. Фонтанные скважины с дебитом 400 *т/сут* нефти или 500 000 *м/сут* газа и более, расположенные на расстоянии менее 500 м от населенного пункта, оснащаются внутрискважинным оборудованием (пакер и клапан - отсекатель, циркуляционный клапан, станция управления и др.).

Газоконденсатные и газовые скважины должны оборудоваться автоматическим клапаном - отсекателем, устанавливаемым на выкидной линии.

1. В процессе эксплуатации скважины клапан - отсекатель должен периодически проверяться на срабатывание в соответствии с инструкцией завода-изготовителя. Установка клапана - отсекателя и проверка его на срабатывание должны оформляться актом.
2. На выкидных линиях и манифольдах скважин, работающих с температурой рабочего тела 80 °С и более, необходимо устанавливать температурные компенсаторы.
3. Устройство шахтных колодцев на устье скважины не допускается.
4. Устранение неисправностей, замена быстроизнашивающихся и сменных деталей фонтанной арматуры под давлением запрещаются. В отдельных случаях (аварийные ситуации и т. п.) эти работы могут производиться специально обученным персоналом с использованием специальных технических средств.
5. После монтажа манифольда и соединения его с отводами фонтанной арматуры и трубной головки производится гидроиспытание системы на рабочее давление.
6. Станцию управления фонтанной арматуры газлифтной скважины следует устанавливать на расстоянии 30-35 м от устья в специальном помещении, надежно укреплять и заземлять. Температура в помещении должна обеспечивать безотказную работу станции.
7. Воздухопроводы и кабели, соединяющие станцию управления с фонтанной арматурой, должны быть проложены на эстакадах.
8. Перевод скважины на газлифтную эксплуатацию должен осуществляться в соответствии с проектом и планом, утвержденным техническим руководителем предприятия.
9. Перед переводом скважины на газлифтную эксплуатацию эксплуатационная колонна, устьевое оборудование и насосно-компрессорные трубы должны быть спрессованы на максимальное (пусковое) давление.
10. Для обвязки скважины и аппаратуры, а также для газопроводов при фонтанной и газлифтной эксплуатации должны использоваться бесшовные стальные трубы, соединенные сваркой. Фланцевые соединения допускаются только в местах установки задвижек и другой арматуры.
11. Газораспределительные трубопроводы после монтажа должны быть продуты сжатым воздухом, спрессованы жидкостью на давление, превышающее на 25% максимальное рабочее.

Газораспределительные батареи должны иметь системы индивидуального автоматического замера расхода газа с выводом системы управления на диспетчерский пункт, свечи для продувки и устройства для подачи ингибитора.

Устье газлифтной скважины должно быть оборудовано фонтанной арматурой с манифольдом, имеющим продувочные линии с выводом на свечу, удаленную не менее чем на 20 м. На манифольде устанавливается обратный клапан.

1. Подготовка рабочего агента (газа) при газлифтной эксплуатации должна предусматривать его осушку от водяных паров до точки росы минус 10 °С для южных районов и минус 20 °С для средних и северных широт.
2. При ликвидации гидратных пробок давление в газопроводе следует снизить до атмосферного, а подогрев этих участков осуществлять паром. При сохранении пропускной способности допускается предварительная подача ингибитора без остановки газопровода.
3. В процессе работы компрессорной станции газлифтной системы необходимо проводить:

* ежесменный осмотр всех внутриплощадочных технологических трубопроводов, сепараторов, емкостей, запорно - регулирующей арматуры с записью результатов в вахтовом журнале;
* контроль работоспособности систем пожаротушения, осушки газа, освещения, вентиляции и аварийной сигнализации, молниезащиты, защиты от статического электричества, связи и телемеханизации по утвержденному графику.

**5. Охрана окружающей среды**

Борьба с загрязнением морей и озер нефтью, нефтепродуктами, а также пластовыми водами, нередко содержащими сероводород, поверхностно-активные вещества, является неотъемлемой частью проблемы охраны окружающей среды.

Нефть и нефтепродукты, попадая на поверхность воды, покрываютбольшие пространства тонкой пленкой, которая существенно ухудшает кислородный обмен водной среды с воздушным бассейном, это, в свою очередь, ведет к угнетанию жизнедеятельности биологических объектов водной среды.

При концентрации нефтяных загрязнений выше 800 *мг/м3*происходит подавление жизнедеятельности фитопланктона, который является основой воспроизводства кислорода в воде. Некоторые рыбы могут приспосабливаться к среде, содержащей нефть. Попавшая в их организм нефть изменяет состав крови и углеводородный обмен, в результате чего мясо рыб приобретает специфический запах и привкус.

Еще более опасные загрязнители вод—поверхностно-активные вещества, используемые при бурении скважин, и добыче нефти. Попадая в воду ПАВ вспенивают поверхность, чем уменьшается биохимический обмен в среде. Крометого, ПАВ непосредственно воздействуя на растения и рыб, вызывает их гибель. Для предупреждения загрязнения водоемов нефтью, сопутствующими водами, а также технологическими жидкостями необходимо обеспечить полную герметизацию нефтегазосбора от скважины до нефтесборного пункта. При проведении ремонтных работ закачка жидкостей в скважины (при глушении скважины, промывке песчаной пробки) должна осуществляться по схеме круговой замкнутой циркуляции без сброса отходящих вод в море.

В процессе освоения и разработки морских нефтяных и газовых месторождений в акватории Каспийского моря отработан комплекс мероприятий, обеспечивающих охрану окружающей среды, основные из которых сводятся к следующему.

До начала освоения скважин, пробуренных со стационарных платформ или приэстакадных площадок, к площадкам подводятся продуктопроводы, соединенные с нефтесборными пунктами.

Отработанный буровой раствор из осваиваемой скважины собирается в емкости и используется для бурения последующих скважин куста. Загрязненная нефтью, кислотой или ПАВ вода откачивается по трубопроводам в нефтесборные пункты.

Систематически контролируется состояние герметичности колонных головок фонтанной арматуры, фланцевых и резьбовых соединений обвязки арматуры и трубопроводов. При обнаружении неисправностей повреждения должны быстро устраняется. Устье скважины оборудуется поддоном для сбора разливающихся жидкостей.

При разведении фланцевых соединений с разливом нефти необходимо использовать ручные поддоны, а собранную жидкость сливать в резервуар для сбора сточных вод, которые по мере наполнения резервуара откачиваются в нефтесборочный пункт. При очистке НКТ от парафина, асфальтосмолистых отложений и солей отходы собирают в контейнеры, а затем вывозят на берег для захоронения. Если на приэстакадной площадке или индивидуальной платформе имеются сосуды, работающие под давлением, то отводы от предохранительных клапанов должны выводится на факел и в емкость для сбора сточных вод. Переливные отводы резервуаров для сбора нефти также соединяются с емкостью для сбора сточных вод.

Вопросы окружающей среды имеют не меньшую, чем для морей, актуальность применительно к болотистым территориям особенно тундровой зоны, например Западная Сибирь, Коми АССР, Архангельская область и др. Биологический покров и воздушная среда этих районов особенно чувствительны к внешнему воздействию и загрязнению нефтью, нефтепродуктами и прочими химическими препаратами. Слабая активность биологических объектов не способствует быстрому восстановлению экологического равновесия.

Кроме защиты окружающей среды в этих условиях от загрязнений нефтью, сточными водами и химреагентами весьма актуальна защита от теплового загрязнения и нарушений внешнего тундрового покрова транспортной техникой.

Тепловое загрязнение, обусловленное сбором теплых вод или транспортом нефти и газа по трубопроводам, может приводить к растаиванию вечномерзлых грунтов с разрушением верхнего растительного покрова и образованием болот или оврагов. Несоблюдение мер по охране окружающей среды может создать дополнительные трудности в освоении этих и без того весьма сложных для разработки месторождений нефти и газа регионов.

**Заключение**

Нефтяная промышленность обеспечивает поиск и разведку нефтяных месторождений, бурение и освоение нефтяных скважин, добычу нефти и конденсата, сбор, подготовку и транспортирование нефти и газа, обустройство промыслов и переработку нефтяного газа. В нефтяной промышленности на всех стадиях деятельности, в том числе при бурении и непосредственной добыче нефти, применяются всевозможные машины и оборудование, обеспечивающие нормальное проведение рабочего процесса. Следовательно, количество и качество добываемой нефти и газоконденсата в значительной степени зависят от качественных показателей применяемых машин и оборудования, их технического уровня. С этой целью научными и производственными организациями и предприятиями нефтяной промышленности проводятся оценка соответствия технического уровня поставляемых машин и оборудования лучшим образцам аналогичных отечественных и зарубежных машин, вырабатываются научно обоснованные технико-экономические требования к поставляемому оборудованию.

Вопрос о качестве машин и оборудования в нефтяной промышленности неразрывно связан с уровнем качества той нормативно-технической документации по стандартизации, на основании которой они создаются. Речь идет о научно -техническом уровне технических заданий, технических условий, заводских, отраслевых, республиканских, государственных стандартов.

Поэтому помимо оценки технического уровня самих машин и оборудования в нефтяной отрасли проводится работа по оценке научно - технического уровня.

В нефтяной промышленности большую роль играют технологические процессы на всех этапах, начиная от бурения скважин и кончая технологическими процессами разработки нефтяных месторождений. Стандартизация технологических процессов - это новое направление при выборе объекта стандартизации. Но в последнее время научно-технический прогресс в области нефтегазодобычи несколько заморозился в связи с недостаточной деятельностью научно - исследовательских работ.

**Список литературы**

1. Алиев В.А., Анисимов Е.П. Машины и механизмы для добычи нефти. ГОСТОПТЕХИЗДАТ. 1957.
2. Жуков А.И. Чернов Б.С. и др. Эксплуатация нефтяных месторождений ГОСТОПТЕХИЗДАТ 1954.
3. Лобков А.М. Сбор и транспорт нефти на промыслах. ГОСТОПТЕХИЗДАТ 1955.
4. Гатмудинова Ш.К.Справочная книга по добыче нефти. Недра 1974.
5. Бухаренко и др. Нефтепромысловое оборудование. Недра 1990г.
6. Молчанов А.Г. Чичерин В.Л. Нефтепромысловые машины и механизмы. Недра 1983г.
7. Михайлов К.Ф. Справочник механика нефтепромысла. Государственное издательство технической литературы УССР. Киев 1961г.
8. Михайлов К.Ф. Справочник механика нефтепромыслов. Ч. 1. Добыча нефти. ГОСТОПТЕХИЗДАТ. 1952.
9. Справочник по добыче нефти. Т.1. ГОСТОПТЕХИЗДАТ 1958.
10. Справочник мастера по добыче нефти ГОСТОПТЕХИЗДАТ 1958.
11. Нефтепромысловые машины и механизмы. ГОСТОПТЕХИЗДАТ 1954.
12. Добыча нефти Форест Грей 2001г.
13. Акульшин А.И., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубин Ю.А. Технология и техника добычи, хранения и транспорта нефти и газа. Львов 1991.
14. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Санкт-Петербург 2001.
15. Касьянов В.М. Гидромашины и компрессоры М. Недра 1981.