**МДК 01.01 Технологическое оборудование испытания нефтяных и газовых скважин**

**(для группы 2231)**

**Тема 2.Основы технологических процессов эксплуатации нефтяных и газовых скважин и применяемое оборудование**

**2.8 Особенности добычи газа и конденсата**

**Цели занятия:** изучение особенностей конструкции и оборудования газовых скважин, гидратообразования и его предупреждение.

**Содержание и порядок выполнения:**

1. Прочитать внимательно теоретические сведения.

2. Письменно ответить на вопросы и отправить на электронную почту.

3. Выполнить самостоятельную работу.

**Теоретические сведения**

Конструкция и оборудование газовых и газоконденсатных скважин имеют много общего с нефтяными скважинами, которые эксплуатируются фонтанным способом. В обоих случаях оборудование скважин состоит из колонны подъемных труб, спускаемых до фильтровой зоны, и устьевой фонтанной арматуры. Вместе с тем имеются определенные отличия газовых и нефтяных скважин, обусловленные отличиями свойств нефти и газа. Плотность и вязкость газа меньше плотности и вязкости нефти. Скорость движения газа в стволе скважины больше, чем скорость нефти. Давление на устье газовой скважины почти не отличается от забойного давления и является весьма высоким. Добыча газа происходит только фонтанным способом. Газ некоторых месторождений содержит в своем составе агрессивные компоненты (сероводород и углекислый газ).

При эксплуатации газовых скважин обычно применяют арматуры крестового типа, наиболее удобные для монтажа и обслуживания. На устье предусмотрены ниппеля и вентили, к которым подключают манометры для измерения давления в скважине, а на линии отвода газа — карманы для термометров. Устье обвязывают так, чтобы была возможность предупреждать образование гидратов и коррозию, а также продувать ее и глушить во время ремонтных работ. После определения диаметра фонтанных труб устанавливают размеры эксплуатационной колонны (диаметр и длину), а затем и всей скважины. Внутренний диаметр скважины принимают на 20 мм больше внешнего диаметра муфт или высаженных концов фонтанных труб.

Диаметр фонтанных труб определяют с учетом обеспечения очистки забоя от воды, конденсата и частиц породы; снижения потерь давления. При наличии в скважине агрессивных компонентов и высоких давлений применяют комплексы подземного оборудования, включающие в себя пакеры и клапаны различного назначения — приспособления, с помощью которых устанавливается или прекращается связь между затрубным пространством и фонтанными трубами, предназначенными для обеспечения пуска скважин и последующей их эксплуатации. Применяются циркуляционные клапаны, клапаны - отсекатели, ингибиторные клапаны.

В промысловой практике применяют глубинные клапаны следующих конструкций:

1) Клапаны механического действия. Для его открытия в скважину спускают на канате приспособление, которое во время пуска скважины удерживает клапан открытым до выхода жидкости из труб. По мере ее удаления приспособление опускается до следующих клапанов и поддерживает их открытыми до пуска скважины. Затем приспособление извлекают на поверхность, после чего скважина эксплуатируется на заданном режиме.

2) Клапаны гидравлического действия, основанные на принципе перепада между давлениями в затрубном пространстве и в фонтанных трубах.

Режим эксплуатации газовой скважины, определяемый ее промышленным дебитом, устанавливается на основании данных исследования. На основании результатов исследования подбирается и регулируется дебит всех эксплуатационных газовых скважин. При исследовании измеряют давление, температуру и дебит газа, фиксируя параметры работы скважины при каждом режиме.

Изменение режима, а также регулирование работы газовой скважины

осуществляются созданием определенного противодавления на устье при помощи штуцера.

Промышленный дебит газовой скважины приходится ограничивать, так как при чрезмерном отборе газа могут происходить следующие осложнения:

- разрушение призабойной зоны, вынос частиц породы в скважину, образование песчаных пробок;

- обводнение скважины краевой или подошвенной водой;

- вынос в призабойную зону кристаллов соли, ила и закупорка ее;

- чрезмерное охлаждение газа, обмерзание оборудования;

- гидратообразование;

- значительное понижение давления внутри скважины и опасность смятия колонны под действием внешнего давления;

- неудовлетворительное состояние скважины (некачественное цементирование, негерметичность, обводнение сторонней водой).

Выбор оптимального режима эксплуатации газовых скважин — одна из актуальных проблем добычи газа. В себестоимости газа затраты на обустройство скважины составляют около половины всех расходов. Следовательно, увеличение отбора газа из скважин может заметно повысить технико-экономические показатели отрасли в целом. Однако при этом необходимо учитывать ограничения геологического, технологического, технического и экономического характеров.

Геологические причины:

1) разрушение недостаточно устойчивых горных пород (пески

слабосцементированные песчаники);

2) обвалы призабойной части пласта вследствие удаления части породы;

3) обводнение скважин подошвенной водой (конусообразование).

В этом случае продуктивность скважин ухудшается, осложняется работа оборудования, часто ухудшается проводимость коллектора.

Технологические причины:

Необходимость выноса с забоя скважины конденсата тяжелых углеводородов или воды. Образование гидратов в скважине и в шлейфах. В этом случае выбирают соответствующий режим эксплуатации. Чтобы устранить зону гидратообразований, увеличивают расход газа, но до определенного предела (при высоких расходах получают большие потери давления, в результате температура газа начинает снова снижаться за счет эффекта Джоуля—Томсона).

Технические причины:

1) разрушение стенок труб и сосудов вследствие того, что в местах сужений и поворотов струи газа при содержании пробок в трубе и плохо закрытых задвижках скорость газа достигает значений скорости звука;

2) при значительных расходах газа частицы породы, двигаясь со скоростью 5-10 м/с, в основном не влияют на оборудование, однако засоряют систему сбора и подготовки газа;

3) пропускная способность системы, допустимые нагрузки на оборудование,

вибрация элементов системы, возможность смятия колонны;

4) раскрытие верхних вод и многое другое.

Решают эти вопросы с учетом конкретных условий эксплуатации скважины.

При эксплуатации газовых скважин выделяют шесть технологических

режимов:

1) Режим постоянного градиента давления на стенке забоя скважины – в

неплотных породах, разрушающихся при высоких отборах;

2) Режим постоянной депрессии – в тех же случаях;

3) Режим постоянного дебита – для обеспечения безводного дебита;

4) Режим постоянного забойного давления – для предотвращения образования гидратов, либо предотвращения образования конденсата на забое;

5) Режим постоянного давления на головке скважины для обеспечения

постоянного давления на входе в установку подготовки газа;

6) Режим постоянной скорости на забое скважины – для обеспечения выноса

жидкости и твердых частиц с забоя скважины.

**Гидратообразование**

При отборе газа из пласта, сопровождающемся понижением его температуры и давления, происходит конденсация паров воды и накопление ее в скважинах и газопроводах. При определенных условиях компоненты природного газа (метан, этан, пропан, бутан) при взаимодействии с водой способны образовывать твердые кристаллические вещества, называемые гидратами. Образовавшиеся гидраты могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных и регулирующих приборов. Очень часто вследствие образования гидратов выходят из строя штуцера и регуляторы давления, дросселирование газа в которых сопровождается резким понижением температуры. Это нарушает нормальную работу газопромыслового оборудования, особенно при низких температурах окружающей среды.

Для предотвращения образования гидратовв скважинах применяют следующие методы: устанавливают соответствующий технологический режим эксплуатации скважины; непрерывно или периодически нагнетают на забой скважины антигидратные ингибиторы (метанол); применяют футерованные насосно-компрессорные (подъемные) трубы; систематически удаляют с забоя скапливающуюся жидкость; устраняют причины, вызывающие пульсацию газа в скважине. К наиболее эффективным и распространенным из перечисленных способов предупреждения образования гидратов относится способ ввода в газовый поток метанола, т. е. метилового спирта (СНзОН), являющегося понизителем точки замерзания паров воды. Метанол вместе с парами воды, насыщающей газ, образует спиртоводные растворы, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Так как количество водяных паров, содержащихся в газе, при этом уменьшается, точка росы понижается и, следовательно, опасность выпадения гидратов становится значительно меньше. В природных газах кроме паров воды и конденсата могут содержаться также различные твердые примеси (песок, кристаллы солей). Твердые частицы в газе разъедают и истирают оборудование и газопроводы, нарушают герметичность арматуры. Для очистки газа от жидких и твердых примесей у скважин устанавливают газосепараторы.

**Контрольные вопросы:**

1. Перечислите основные отличия газовых скважин от нефтяных

2. Каким способом эксплуатируют газовые скважины?

3. Наземное оборудование газовых скважин

4. Какие клапаны входят в подземное оборудование газовых скважин?

5. Как регулируют дебит газовой скважины?

6. Какие существуют условия ограничения дебита в газовых скважинах?

7. Перечислите технологические режимы эксплуатации газовых скважин

8. Что такое гидратообразование?

9. Какие существуют методы борьбы с гидратами?

**Домашнее задание:** Систематизировать записи и оформить отчет о проделанной работе, переслать выполненную работ преподавателю по электронной почте на проверку. Самостоятельная работа - выполнение реферата на тему: «Охрана окружающей среды при эксплуатации газовых скважин»

**Список рекомендуемой литературы:**

**Основная:**

1.Санду С.Ф.Оператор по исследованию скважин:учебное пособие/Санду С.Ф.- Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015-120с.-Режим доступа: http//znanium.-ЭБС СГУ, по паролю.

**Дополнительная:**

1.Храменков В.Г. Автоматизация управления технологическими процессами бурения нефтегазовых скважин.[Электронный ресурс]/Храменков В.Г.-Томск: Томский политехнический университет,2013-416с.-Режим доступа: http//WWW/.iprbooks.ru.-ЭБССГУ, по паролю

2.Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа.[Электронный ресурс]/А.И.Снарев-М.: Инфра-Инжененрия,2013-232с.-Режим доступа:http/www/.Ihrbooks.ru-ЭБС СГУ, по паролю

1. Покрепин Б. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.: ИнФолио, 2010

2. Васильевский, В.Н., Петров, А.И. Оператор по исследованию скважин. - М.:Недра, 2012.

1. Гиматудинов, Ш.К., Дунюшкин, И.И. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. - М.: Недра, 2010.

2. Коршак, А.А. «Основы нефтегазового дела». - СПб.: Экспо, 2010.

3. .Булатов А.И. Закачивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика.- Краснодар: Просвещение-Юг, 2010

4. Симонянц С. Л. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособ.- М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011

Сайты в сети Интернет:

1. Журнал «Нефть России». Каталог нефтегазовых сайтов. [Электронный ресурс] – Режим ввода: http://www.oilru.com/;

2. Горная энциклопедия [Электронный ресурс] – Режим ввода: www.mining-enc.ru;

3. Территория «НЕФТЕГАЗ». Журналы о нефти и газе: бурение нефтяных скважин, добыча и транспортировка нефти и газа, нефтепереработка, нефтяные насосы. АСУ ТП. Предприятия нефтяной и газовой промышленности [Электронный ресурс] – Режим ввода: www.neftegas.info;

ОТВЕТЫ ПРИСЫЛАТЬ НА ЭЛЕКТРОННУЮ ПОЧТУ ГРОМОВОЙ Л.С.

mila.gromova.2013@mail.ru