

НТЦ «ГЕОТЕК»

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ  
по курсу**

**Контроль скважины.  
Управление скважиной  
при ГНВП**

Отпечатано в ГУП "Типография №6"  
г. Саратов, ул. Московская, 72, строение, 5  
Тел.: 30-99-77. Заказ 1460. 16.10.2018. Тираж 50

**2018**

ИМЕННОЙ ЛИСТ СЛУШАТЕЛЯ

Ф.И.О. \_\_\_\_\_

Место работы \_\_\_\_\_

Профессия (должность) \_\_\_\_\_

Курс \_\_\_\_\_

Сроки обучения \_\_\_\_\_

Руководитель (Ф.И.О., тел.) \_\_\_\_\_

Преподаватели (Ф.И.О., тел.) \_\_\_\_\_

Для заметок \_\_\_\_\_

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И ГАЗА

**Нефть** - природная горючая маслянистая жидкость, состоящая из смеси углеводородов самого разного строения. Цвет нефти варьирует от светло-коричневого до темно-бурого и черного.

**Химический состав нефти** характеризуется обязательным наличием пяти химических элементов:

- углерода С - 82 : 87 % (по весу) ;
- водорода Н - 11 : 14 %;
- кислорода О (до 1,5 %);
- серы S (0,1-7 %);
- азота N (до 2,2 %)

При количественном преобладании первых двух более 90 % максимальное содержание трех остальных в сумме достигает 5-8 %. Всего из нефти можно выделить более 500 индивидуальных химических соединений (углекислый газ, хлор, йод, фосфор, мышьяк и т.п.).

**Плотность** - основной показатель товарного качества нефти. Определяется отношением ее массы к объему и измеряется в  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Плотность нефти меняется в зависимости от количества в ней тяжелых компонентов - от 730 до  $980+1050 \text{ кг}/\text{м}^3$  (менее  $800 \text{ кг}/\text{м}^3$  имеют газовые конденсаты).

**Вязкость** - свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению одних ее частиц относительно других. Зависит она от силы взаимодействия между молекулами жидкости (газа).

В пластовых условиях свойства нефти существенно отличаются от атмосферных условий.

**Температура вспышки** - температура, при которой пары нефти в смеси с воздухом дают кратковременную вспышку.

**Температура воспламенения** - температура, при которой происходит воспламенение нефти.

**Газ** - это одно из агрегатных состояний веществ, в котором его частицы движутся хаотически, равномерно заполняя весь возможный объем. Природные газы состоят в основном из углеводородов метанового ряда. Они содержат метан, этан, пропан, бутан, пентан и другие газы.

Природный газ в основном состоит из метана (СН<sub>4</sub>). Содержание его в природном газе составляет 82-92 %. В состав

метана входит 75 % углерода и 25 % водорода. Плотность составляет 0,717 кг/м<sup>3</sup>

**Природный газ** бесцветный, нетоксичный, без запаха, без вкуса.

**Попутный газ** - обязательный спутник нефти.

В пластовых условиях газ может находиться в свободном состоянии, скапливаясь в верхней части месторождения и образуя газовую шапку, или в растворенном виде в нефти. Количество газа в нефти оценивается газовым фактором - объемом газа (в м<sup>3</sup>), приходящимся на 1 м<sup>3</sup> нефти. Попутный газ относится к группе жирных газов, содержит до 30 % метана и до 40 % его гомологов - этана, пропана, бутана. Кроме этого, в нем содержится углекислый газ, сероводород и другие газы.

Плотность попутных газов достигает 1 кг/м<sup>3</sup>

Состояние газов характеризуется давлением  $P$ , температурой  $T$  и объемом  $V$ .

Изменение термодинамических условий при течении нефти к скважине вызывает выделение газа из нефти и изменяет свойства всей газожидкостной смеси.

Количество газа, растворяющегося при данной температуре в объеме жидкости, прямо пропорционально давлению газа над поверхностью жидкости:

$$V_g = a \cdot P \cdot V_{ж},$$

где  $a$  - коэффициент растворимости газа, л/Па.

Коэффициент растворимости показывает, какое количество газа растворяется в единице объема жидкости при увеличении давления на единицу.

Пластовая вода - это вода, залегающая в одном пласте вместе с нефтью или газом. Это сильно минерализованная среда с содержанием солей до 300 г/л. Содержание пластовой воды в нефти может достигать 97%.

Минерализованная вода вызывает повышенное коррозионное разрушение труб, резервуаров; твердые частицы, поступающие с потоком нефти из скважины, вызывают износ трубопроводов и оборудования.

## ПОНЯТИЕ О СКВАЖИНЕ. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Скважина - называется цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа человека к забою и имеющая диаметр во много раз меньше длины. Место пересечения скважины с поверхностью земли называется устьем, цилиндрическая поверхность - стенкой или стволом, место разрушения породы ее инструментом - забоем. Расстояние от устья до забоя по оси ствола определяет длину скважины, а по проекции оси на вертикаль - ее глубину. Максимальный начальный диаметр нефтяных и газовых скважин обычно не превышает 900 мм, а конечный редко бывает менее 140 мм. При бурении сплошным забоем разрушается вся масса породы. При бурении с отбором керна (внутреннего столбика породы) разрушается только кольцевое пространство у стенок скважины, а керн извлекается в неразрушенном состоянии для изучения геологического строения месторождения.

Все скважины, бурящиеся в целях региональных исследований, поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений или залежей, подразделяются на следующие категории:

эксплуатационные (добывающие) - для добычи нефти, газа, газового конденсата;

нагнетательные (входят в категорию эксплуатационных) - для закачки в продуктивные горизонты воды (реже - воздуха, газа) с целью поддержания пластового давления и продления фонтанного периода разработки месторождений, увеличения дебита эксплуатационных скважин, снабженных насосами и воздушными подъемниками;

разведочные - для выявления продуктивных горизонтов, оконтуривания, испытания и оценки их промышленного значения;

опорные, параметрические, оценочные, контрольные - для изучения геологического строения малоизвестного района, определения изменения коллекторских свойств продуктивных пластов, наблюдения за пластовым давлением и фронтом движения водонефтяного контакта;

структурно - поисковые - для уточнения положения перспективных нефтегазоносных структур по повторяющим их

очертания верхним маркирующим (определяющим) горизонтам, по данным бурения мелких, менее дорогих скважин небольшого диаметра;

специальные - для сброса промышленных вод, ликвидации открытых фонтанов, подготовки структур для подземных газохранилищ и закачки в них газа, разведки и добычи технических вод.

По пространственному положению ствола различают вертикальные, наклонные, горизонтальные скважины.

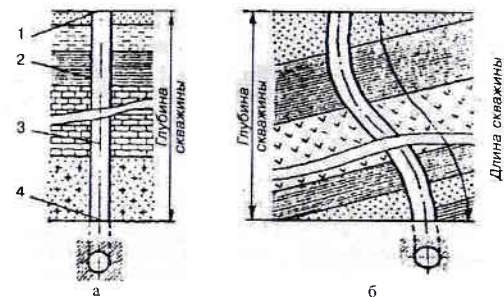


Рис. 1

1 - устье (место пересечения скв. с поверхностью земли);

2 - стенки (боковая цилиндрическая поверхность по отношению к её оси);

3 - ось скважины;

4 - забой (место разрушения породы её инструментом).

Залежь - промышленное скопление нефти и газа в горных породах-ловушках.

Месторождение - совокупность залежей одной и той же группы, имеющих в проекции на земную поверхность полное или частичное перекрытие своих контуров нефтегазоносности. Может быть нефтяным, газоконденсатным, газонефтяным.

В нефтегазовых залежах свободный газ находится или в виде небольших чисто газовых залежей, или в виде газовых шапок.

По своему строению большинство залежей относится к типу пластовых, сводовых.

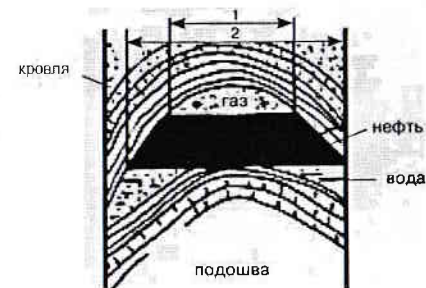


Рис. 2. Схема нефтегазовой залежи (сводовая ловушка);

1 - внешний контур газонаосности;

2 - внешний контур нефтеносности.

#### Конструкция скважины

Под конструкцией скважины подразумевается число спускаемых ОК, глубина их установки, диаметр применяемых труб, диаметр долот которым велось бурение, высотой подъёма тампонажного раствора в затрубном пространстве и конструкцией забоя.

Для предохранения стенок скважины от обвалов и для разобщения нефтеносных, газоносных и водоносных пластов друг от друга скважину обязательно обсаживают колонной стальных обсадных труб, а пространство между стенками скважины и колонной обсадных труб заливают цементным раствором. Высота подъема цемента за колонной должна обеспечивать перекрытие всех пластов, пройденных в скважине.

Требования к обсадным колоннам:

- должна выдерживать давление ГС при максимальной плотности;
- максимальные суммирующие нагрузки в случае открытого фонтана;
- долив в ОК не более чем через 300 м с контролем вытеснения;
- при ГНВП запрещается спуск ОК;
- после крепления производится опрессовка с составлением акта
- при спуске ОК необходимо установить в ПП плашки соответствующего диаметра ОК, в остальных случаях аварийная труба должна быть оборудована переводником на спускаемую ОК
- после крепления ОК производится монтаж ПВО, опрессовка ЦК за ОК.

На основе составленного акта опрессовки технолог дает разрешение на дальнейшее строительство скважины по согласованию с РосТехНадзором и противофонтанной службой

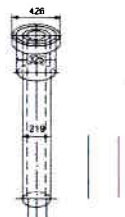


Рис. 3. Схематическое изображение конструкции скважины.

Выбранная конструкция скважины должна обеспечивать нормальные условия для последующей ее эксплуатации. Поэтому диаметр эксплуатационной колонны должен быть достаточным для спуска в скважину НКТ, глубинных насосов и другого оборудования, а также для промывки и чистки скважины от песчаных, гидратных пробок, работ по ликвидации аварий и др.

Конструкция скважины указывается в планах работ.

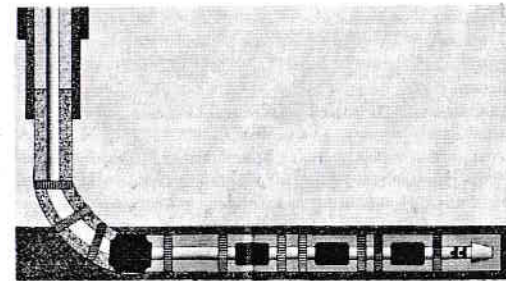


Рис. 4. Типовая конструкция и технологическая оснастка эксплуатационных колонн горизонтальных скважин.

Обсадные колонны различаются по назначению:

- 1 - направление - служит для закрепления устья скважины и отвода изливающегося из скважины бурового раствора в циркуляционную систему, обычно спускается на глубину 10-30 м;
- 2 - кондуктор - изолирует водоносные пласты, перекрывает неустойчивые породы и обеспечивает установку ПВО, обычно спускается на глубину до 700 м;
- 3 - промежуточная (технологическая) колонна - служит для изоляции пластов несовместимые по пластовым давлениям, обычно спускается на глубину до 1300 м;

4 - эксплуатационная колонна - образует надежный канал в скважине для извлечения пластовых флюидов или закачки агентов в пласт; глубина ее спуска определяется положением продуктивного объекта. В интервале продуктивного пласта эксплуатационную колонну перфорируют или оснащают фильтром;

5 - потайная колонна (хвостовики) - служит для перекрытия некоторого интервала в стволе скважины; верхний конец колонны не достигает поверхности и размещается внутри расположенной выше обсадной колонны.

Параметры, характеризующие работу пласта в скважине. В зависимости от природы источника преимущественно действующих сил выделяют следующие основные режимы работы нефтяных залежей.

Жесткий водонапорный (водокамерный) режим - основным видом энергии, продвигающей нефть по пласту, является напор краевых (или подошвенных) вод. Эффективность водонапорного режима зависит от размеров водонапорной системы, коллекторских свойств пласта и гипсометрической разности между глубиной залегания продуктивных пород и высотой выхода их на поверхность.

Пластовое давление ( $P_{пл}$ ) - это давление, оказываемое пластовыми флюидами на вмещающие их гидравлически связанные породы, измеряется в МПа.

Аномально высокое давление - давление, в 1,3 раза превышающее условное гидростатическое.

Градиент пластового давления - отношение пластового давления к глубине залегания пласта, то есть изменение пластового давления на каждый метр глубины скважины; измеряется в МПа/м.

Забойное давление  $P_{заб}$  - это сумма всех давлений, давящих на забой в данный момент времени (для различных тех. операций будет различным).

Гидростатическое давление  $P_{гс}$  - давление, создаваемое на пласт столбом воды плотностью  $1000 \text{ кг/м}^3$ - $1030 \text{ кг/м}^3$ .

Статический уровень  $h_c$  - уровень жидкости, замеренный от устья в простаивающей скважине.

Динамический уровень  $h_d$  - уровень жидкости в эксплуатируемой скважине, замеренный от устья.

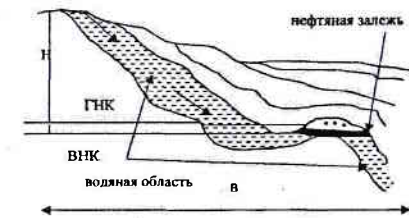


Рис. 5. Схема расположения нефтяной залежи, имеющей жесткий водонапорный режим.

ГНК - граница газонефтяного контакта;  
ВНК - граница водонефтяного контакта;

B - размер водонапорной системы;  
H - гипсометрическая разность между глубиной залегания продуктивных пород и высотой выхода их на поверхность.

Флюид - любой вид продукта (газ, нефть, вода или их сочетания), находящийся в пласте. Постоянными спутниками нефти во всех месторождениях являются газ и пластовая вода. Нефть, газ и вода располагаются в пласте в соответствии с их плотностями: в верхних частях обычно находится газ, ниже газа залегает нефть, которую подпирает вода. Иногда свободного газа в нефтяном пласте может и не быть, он полностью растворен в нефти. Нефть поступает из пласта в скважину под действием пластовой энергии.

Пластовая энергия может быть обусловлена напором пластовой воды, упругими силами нефти, воды и вмещающей их породы, давлением сжатого газа, свободного или растворенного в нефти, силой тяжести жидкости и др.

Давление фильтрации пласта – это давление, при котором в пласт при небольшой подаче насоса (до 3 л/с) можно закачать неограниченное количество воды или промывочной жидкости;

при большой подаче насоса произойдет гидроразрыв пласта, то есть в пласте возникнут трещины, которые в дальнейшем не сомкнутся.

Градиент поглощения пород - отношение давления начала поглощения пласта к глубине его залегания; измеряется в МПа/м.

Эквивалентная плотность промывочной жидкости - плотность промывочной жидкости, при которой начинается ее поглощение в пласт в статическом состоянии; измеряется в г/см<sup>3</sup>; кг/м<sup>3</sup>.

Депрессия - это превышение пластового давления над забойным, МПа.

Репрессия - это превышение гидростатического давления над пластовым, МПа.

Приток флюида из пласта вызывается путем создания регламентируемой депрессии, то есть снижения противодействия на забой скважины. Так как забойное давление можно представить как гидростатическое давление столба жидкости в скважине, то условие притока можно записать так:

$$P_{гс} (\rho \cdot g \cdot h) < P_{пл}$$

где  $h$  - высота столба жидкости в скважине, м;

$\rho$  - плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения.

Следовательно, для удовлетворения этого условия с целью вызова притока необходимо уменьшить либо  $h$ , либо  $\rho$ , поскольку пластовое давление остается неизменным в процессе освоения данной скважины.

Методы вызова притока, основанные на снижении плотности жидкости:

- замена бурового раствора (жидкости) на раствор (жидкость) меньшей плотности (техническую воду или дегазированную нефть). При этом разница в плотностях последовательно заменяемых растворов (жидкостей) не должна быть более 0,5-0,6 г/см<sup>3</sup> при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодействия на пласт;

- использование пенных систем;

- аэрация жидкости.

Методы вызова притока, основанные на снижении уровня жидкости:

- поршневание;

- свабирование;

-использование специальных технических средств и технологий (струйный насос УГИС и т.п.).

Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне нагнетанием воздуха ЗАПРЕЩАЕТСЯ!

Допустимая величина депрессии, которая устанавливается организацией по согласованию с заказчиком с учетом проектных решений и фактического состояния крепи, должна обеспечивать устойчивость призабойной зоны и сохранность цементного кольца.

В целях предупреждения открытых фонтанов перед производством работ по текущему и капитальному ремонту скважин следует создавать противодействие на забой скважины с помощью задавочной жидкости или жидкости глушения с повышенной плотностью (репрессию). Плотность жидкости, обеспечивающая необходимую репрессию на пласт, должна превышать проектные пластовые давления на величину не менее:

10 % - для скважин глубиной до 1 200 м;

5 % - для интервалов от 1 200 м до проектной глубины.

В необходимых случаях проектом может устанавливаться большая плотность раствора (жидкости), но при этом противодействие на горизонты не должно превышать величину пластового давления на 15 кгс/см<sup>2</sup> (1,5 МПа) для скважин глубиной до 1 200 м и 25-30 кгс/см<sup>2</sup> (2,5-3,0 МПа) для более глубоких скважин.

**Не допускается отклонение плотности жидкости от установленной планом работ более чем на 0,03 г/см<sup>3</sup> от указанных в ГТН.**

Максимально допустимая репрессия должна исключать возможность гидроразрыва пласта или поглощения жидкости.

## ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯ. ОТКРЫТЫЕ ФОНТАНЫ. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Газонефтеводопроявление (ГНВП) - вид осложнения, при котором поступление флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью запорного оборудования.

По характеру притока на ранней стадии обнаружения проявления можно только приблизительно определить тип флюида, поступившего в ствол скважины: газ, нефть (чистая или с водой) или совокупность газа с нефтью или с водой. Четко определить тип флюида до выхода его на поверхность практически невозможно.

Наиболее опасным с точки зрения ликвидации проявления является поступление в ствол скважины газа, так как при его вымыве с забоя (или при самопроизвольном всплытии) происходит его быстрое расширение и облегчение за счет этого промывочной жидкости в приустьевой части ствола скважины с последующим ее выбросом, что резко снижает противодействие на пласт и увеличивает приток газа.

Так называемый попутный газ очень хорошо растворим в нефти и начинает выделяться из нее только после определенного критического давления, то есть с определенной глубины скважины. При газовом факторе 1000 м<sup>3</sup>/т нефтепроявление с глубины 500-600 м переходит в газопроявление.

При глубине скважины 500-600м после появления первых признаков газопроявления уже через 2-3 мин может произойти полное замещение промывочной жидкости газом, при глубине 200 м - через 5-7 мин, при глубине 2 000-2 500 м - через 15-20 мин.

Время замещения промывочной жидкости в стволе скважины газом при газопроявлении зависит от многих факторов, главными из которых являются коллекторские свойства пласта, поэтому для каждого месторождения это время колеблется в довольно широком диапазоне.



Газонефтеводопроявления могут переходить из одной формы в другую, превращаясь при наличии соответствующего потенциала в выбросы и открытые фонтаны.

Скважины, находящиеся в освоении, текущем и капитальном ремонте, по опасности возникновения ГНВП подразделяются на 3 категории.

1 категория скважин:

- газовые;
- нефтяные, в которых газовый фактор более  $100\text{ м}^3/\text{т}$ ;
- нефтяные, в которых выявлено поступление газа в эксплуатационную колонну через нарушения колонны или в результате заколонных перетоков;
- добывающие и нагнетательные скважины, в которых  $R_{пл} > R_{гс}$  более чем на 10 %;
- нагнетательные и наблюдательные скважины, перфорированные в зоне газоносности;
- нефтяные скважины, имеющие в разрезе близко расположенные между собой газовые и продуктивные нефтяные горизонты с мощностью разделяющей перемычки менее 3 м, а также находящиеся от внешнего контура ГНК на расстоянии 500 м и ближе.

2 категория скважин:

- нефтяные, в которых  $R_{пл} > R_{гс}$  не более чем на 10%, газовый фактор менее  $100\text{ м}^3/\text{т}$ ;
- нагнетательные, в которых  $R_{пл} > R_{гс}$ , не более чем на 10 %.

3 категория скважин:

- нефтяные, в которых  $R_{пл} \leq R_{гс}$ ;
- нагнетательные скважины, расположенные вне контура газоносности, где  $R_{пл} \leq R_{гс}$  в зоне закачки.

Выброс - это кратковременное интенсивное вытеснение порции БР энергией растворяющегося газа с последующим прекращением.

Грифоны - канал, связывающий ствол скважины с атмосферой, по которому происходит ГНВП. Являются наиболее опасной формой открытого фонтанирования, так как затруднено определение источников питания и возможность изменения их местоположения.

Открытый фонтан (ОФ) - неуправляемое истечение пластовых флюидов через устье скважины в результате отсутствия, разрушения или негерметичности запорного оборудования.

Открытые фонтаны являются наиболее тяжелой аварией, часто они приобретают характер стихийных бедствий, требуют больших материальных ресурсов и длительных сроков для их ликвидации, существенно осложняют деятельность буровых и добывающих предприятий, а также прилегающих к району аварии объектов промышленности, транспорта, сельского хозяйства, населенных пунктов.

Классификация открытых фонтанов

1. По виду выбрасываемого флюида:

- газовые;
- газонефтяные;
- нефтяные;
- газоводяные.

2. По состоянию устья:

- с недоступным устьем вследствие образования грифонов или кратера на устье.

Производится демонтаж буровой установки рядом с устьем фонтанирующей скважины и производится бурение наклонно направленной скважины на работающий горизонт с последующим его заводнением;

- с доступным устьем, но с разрушенной фланцевой базой.

Производится расчистка от элементов конструкции вышки, бурильного инструмента, подъемных агрегатов и так далее до образования компактной струи. После этого монтируется фланцевая база, монтируют ФКР (фланец колонный разъемный) и производят сборку запорной компоновки для наведения ее на устье. Затем посредством «пальца» производят соединение ФКР с запорной компоновкой и с помощью подъемного крана (гидравлики или тросовой оснастки) наводят на устье для его герметизации с последующим глушением;

- с доступным устьем и сохранившейся фланцевой базой.

Производится расчистка, демонтаж ПВО на устье скважины, затем монтаж шарнирного натаскивателя с запорной компоновкой и наведение на устье для его герметизации с последующим глушением.

3. По состоянию фонтанирующей струи:

- горящие фонтаны;
- негорящие фонтаны.

4. По характеру действия фонтана:

- непрерывного действия;
- пульсирующего действия.

5. По конфигурации фонтанной струи: распыленные;

- компактные;
- комбинированные.

Компактная струя фонтана образуется при фонтанировании через открытое устье. Распыленная струя фонтана образуется при истечении флюида через неплотности арматуры или противовыбросового оборудования, а также из устья скважины, заваленного буровым оборудованием и конструкциями вышки. Комбинированная струя фонтана состоит из распыленной и компактной струи.

6. По мощности фонтана:

- слабые (небольшие) ( $\leq 1$  млн м<sup>3</sup> газа или  $\leq 100$  м<sup>3</sup> нефти в сутки);
- средние (1-5 млн м<sup>3</sup> газа или 100-500 м<sup>3</sup> нефти в сутки);
- мощные (5-10 млн м<sup>3</sup> газа или 500-1000 м<sup>3</sup> нефти в сутки);
- большой мощности ( $> 10$  млн м<sup>3</sup> газа или  $> 1000$  м<sup>3</sup> нефти в сутки).

Принято считать, что 1т нефти эквивалентна 1000м<sup>3</sup> газа.

#### **Задачи профилактической работы по предупреждению возникновения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов**

Основными задачами профилактической работы являются предотвращение возникновения газонефтеводопроявлений и открытого фонтанирования на скважинах и создание условий для успешной ликвидации этих аварий в случае их возникновения.

Строительство, завершение и эксплуатация нефтегазовых и газовых скважин требуют значительных материальных затрат. Ущерб, нанесенный открытыми фонтанами, огромен. Этим объясняется необходимость направления значительных материальных затрат и интеллектуальных ресурсов на улучшение практики и технологий предупреждения и ликвидации ОФ и решения тем самым первоочередных вопросов:

- защиты жизни людей;
- предотвращения потерь полезных ископаемых;
- защиты окружающей среды;
- обеспечения сохранности материальных ресурсов и оборудования;
- предотвращения потерь скважин.

Выполнение данных задач достигается следующими путями:

- изучением производственной обстановки, техники и технологии производственных процессов;
- проведением инструктажей по вопросам предупреждения и раннего обнаружения ГНВП, монтажа и эксплуатации ПВО, а также практического обучения работников, первоочередным действиям при возникновении ГНВП;
- осуществлением надзора за соблюдением работниками действующих нормативных документов по противofонтанной безопасности;
- монтажом ПВО по утвержденной схеме и опрессовкой его на устье в соответствии с установленными требованиями;
- запретом на производство работ на скважинах при обнаружении нарушений, создающих опасность для жизни людей и условия возникновения открытого фонтанирования;
- участием в работе комиссий по расследованию причин возникновения ГНВП и ОФ и разработкой мероприятий по их предупреждению;
- участием в работе технических совещаний предприятий по вопросам противofонтанной безопасности.

## ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ОДНОВРЕМЕННОМ ПРОИЗВОДСТВЕ НА КУСТЕ РАБОТ ПО БУРЕНИЮ, ОСВОЕНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

1. Схема обвязки устьев скважин в процессе бурения, освоения, эксплуатации и ремонта разрабатывается предприятием, выполняющим указанные работы, согласовывается с заказчиком и соответствующим территориальным органом Ростехнадзора и утверждается техническим руководителем предприятия.

2. Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов, должны находиться в полной готовности на складах аварийного запаса предприятий или специализированных служб. Дислокация складов должна обеспечивать оперативную доставку необходимых средств на кустовую площадку.

3. За обеспечение безопасных условий работ, связанных со строительством, монтажом оборудования, бурением, освоением, эксплуатацией и ремонтом скважин, ответственность несут руководители предприятий или задействованных в выполнении указанных работ подразделений организации - пользователя недр.

4. При работе на одном из опасных производственных объектов, расположенных на кустовой площадке нескольких предприятий, порядок организации и производства работ должен определяться положением о взаимодействии между предприятиями, утверждаемым совместно руководителями этих предприятий, а при работе нескольких подразделений одного предприятия - порядком, установленным руководителем предприятия.

5. Работы, для производства которых требуется оформление наряда-допуска:

- передвижка вышечно-лебедочного блока;
- перфорация, освоение скважин;
- обвязка и подключение скважин к действующим системам сбора продукции и поддержания пластового давления;
- монтаж передвижных агрегатов для освоения и ремонта скважин;
- электрогазосварка.

6. Выдача наряда-допуска производится ответственным руководителем работ на кусте.

При возникновении нештатной ситуации на том или ином участке работ (нефтегазоводопроявления, прорыв нефтепровода и т.п.) каждый производитель работ должен немедленно оповестить ответственного руководителя работ и остальных участников производственного процесса о случившемся. В таких случаях все работы на кустовой площадке должны быть приостановлены до устранения причин возникновения и последствий нештатной ситуации.

7. Ликвидация аварий, связанных с нефтегазоводопроявлениями или открытыми фонтанами, должна производиться в соответствии с планом ликвидации аварий.

Специалисты и рабочие, осуществляющие бурение, освоение, эксплуатацию и ремонт скважин, а также лица, связанные с обслуживанием производственных объектов на кустовой площадке, должны пройти специальный инструктаж по безопасному ведению работ и аттестацию в установленном порядке.

8. На время ведения прострелочных работ (перфорации эксплуатационных колонн, ремонтных работ и т.д.) вокруг скважины устанавливается опасная зона радиусом не менее 10 м. Прострелочные работы должны проводиться с соблюдением требований безопасности.

9. Освоение скважин в кусте независимо от способа их последующей эксплуатации должно производиться в соответствии с планом работ, утвержденным техническим руководителем предприятия и согласованным с заказчиком. Подготовка к работам по освоению скважин и сам процесс освоения должны соответствовать установленным требованиям безопасности.

10. Подключение освоенной скважины к коммуникациям сбора нефти должно производиться в строгом соответствии с проектом. Использование временных схем сбора и транспорта нефти запрещается.

11. При освоении скважин с использованием инертных газов с помощью передвижного компрессора последний должен устанавливаться на расстоянии не менее 25 м от устья скважины.

12. Устья скважин в кусте должны быть оборудованы (в зависимости от способа эксплуатации) однотипной арматурой, а их колонные фланцы должны быть расположены на одном уровне от поверхности кустовой площадки.

13. Необходимость и порядок установки на высокодебитных скважинах, а также на скважинах с высоким газовым фактором клапанов-отсекателей и дистанционно управляемых устьевых задвижек определяются проектом исходя из условия обеспечения безопасности работ.

14. С вводом в эксплуатацию первой скважины на кусте должен быть установлен порядок контроля загазованности воздушной среды всей территории кустовой площадки. Разработка графика, определение места отбора проб и порядок контроля осуществляются представителем пользователя недр (заказчиком). Реализация этого контроля возлагается на ответственного руководителя работ на кустовой площадке.

15. После завершения работ по бурению и освоению скважин кустовая площадка должна быть освобождена от бурового оборудования, не использованных при строительстве материалов, инструментов, отходов бурения и т.п.

16. Работы по ремонту скважин должны проводиться специализированной бригадой по плану, утвержденному техническим руководителем предприятия. План работ должен включать необходимые мероприятия по промышленной безопасности и охране окружающей среды.

17. Ремонт скважин без остановки соседних скважин допускается при условии разработки и реализации специальных мероприятий, исключающих возможность опасного воздействия на работающие скважины. Указанные мероприятия должны быть предусмотрены в плане работ. При дополнительном вскрытии продуктивных отложений соседние скважины должны быть остановлены и при необходимости заглушены.

18. Допускается одновременная работа двух специализированных бригад по ремонту или освоению скважин на одной кустовой площадке. Инструкция по безопасности ведения таких работ разрабатывается предприятием и согласовывается с соответствующим территориальным органом Ростехнадзора.

19. Демонтаж буровой установки с кустовой площадки, транспортировка ее блоков и узлов производится при остановке скважин, находящихся в опасной зоне. Размеры и границы опасных зон в зависимости от вида работ (опускание вышки, снятие с точки и транспортировка вышечно-лебедочного блока и т.д.) устанавливаются положением о порядке организации одновременного ведения работ по бурению, освоению, вскрытию дополнительных продуктивных отложений, эксплуатации и ремонту скважин на кустовой площадке.

Кустовая площадка - ограниченная территория месторождения, на которой подготовлена специальная площадка для размещения группы скважин, нефтегазодобывающего оборудования, служебных и бытовых помещений и т.п.

При обнаружении неисправности на устьевой арматуре действующих скважин работы на осваиваемой или ремонтируемой скважине должны быть прекращены и должны быть немедленно приняты меры по устранению неисправности.

При ГНВП и открытом фонтанировании все работы на кусте скважин, включая добычу нефти, должны быть прекращены до ликвидации аварии.

При проведении работ на скважине производится контроль долива (вытеснения) в процессе СПО следующими службами, станцией ГТИ и буровой бригадой с учетом долива на каждой свече. Сверение с расчётным объёмом буровой бригады каждые 100-150м. Предоставлением отчёта по окончанию СПО производится мастеру и супервайзеру. Буровые должны быть оснащены доливными ёмкостям с градуировочными шкалами (на ЗБС и освоении 0,2м<sup>3</sup>, в основном бурении 0,5м<sup>3</sup>) в которые, в процессе долива излишки ПЖ сливается самотёком. Процесс долива производится постоянно, принудительно вспомогательным насосом. Подъём труб из скважины производится с доливом скважины до устья.

## МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ ГНВП

А Метод уравновешенного пластового давления

1. Способ непрерывного глушения скважины – глушение начинают сразу, промывают скважину тем же БР который был в скважине с противодействием в целях вымыть поступивший флюид в скважину (процесс вымыва флюида совмещают с повышением плотности жидкости глушения)  $P_{заб} > P_{пл}$

2. Ожидания и утяжеления – после герметизации скважины предварительно утяжеляют необходимый объем БР до требуемой плотности в запасных емкостях, а затем проводят глушение.

3. Двухстадийный (бурильщика) – промывают скважину с противодействием в целях очистки от пластовых флюидов (стадия вымыва флюида). Затем останавливают циркуляцию, увеличивают плотность раствора глушения в запасных емкостях и глушат скважину (стадия глушения).

4. Двухстадийный, растянутый – промывают скважину с противодействием для очистки жидкости глушения от пластовых флюидов, затем постоянно увеличивают плотность циркулируемого раствора без прекращения циркуляции (обладает недостатками всех трех способов).

Б Метод ступенчатого глушения скважины – в тех случаях, когда при закрытии скважины при выявлении факта проявления или в процессе глушения давление в ОК (перед дросселем) превышает заранее определенное максимально допустимое для самой ОК или гидроразрыва пород ниже башмака ОК.

Плотность жидкости глушения рассчитывается по формуле:

$$\rho_{гг} = (\rho_{пл} + 0,1 \rho_{пл}) / gH, \text{ кг/м}^3$$

где  $g$  - ускорение свободного падения ( $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ ),

$\rho_{пл}$  - пластовое давление, Па,

$H$  - расстояние от устья скважины до кровли продуктивного горизонта по вертикали, м.

## ПРИЧИНЫ И ПРИЗНАКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ, ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

Главным условием возникновения ГНВП является превышение пластового давления над давлением, создаваемым столбом промывочной жидкости в интервале пласта, содержащего флюид.

Основными причинами возникновения газонефтеводопроявлений являются:

1. Ошибки в определении плотности раствора при проектировании, а также при составлении ГТН.

2. Недостаточный оперативный контроль над текущими изменениями пластового давления вследствие мероприятий по его поддержанию и других факторов.

3. Недолив скважины при подъеме инструмента.

4. Поглощение жидкости, находящейся в скважине.

5. Глушение скважины перед началом работ неполным объемом или отдельными порциями.

6. Уменьшение плотности жидкости в скважине при длительных остановках за счет поступления газа из пласта.

7. Нарушение технологии эксплуатации, освоения, испытаний и ремонта скважин.

8. Длительные простои скважины без промывки.

9. Снижение гидростатического давления столба раствора из-за перетоков, обусловленных разностью плотностей раствора в трубном и затрубном пространствах.

10. Снижение плотности раствора в результате химической обработки.

11. Некачественное крепление технических колонн, перекрывающих газонефтеводонасыщенные напорных горизонтов.

12. Снижение забойного давления в результате проявления эффектов поршневания при подъеме инструмента с сальником, а также при повышенных скоростях подъема труб.

Наличие в разрезе скважины газовых пластов, а также нефтяных и водяных пластов с большим количеством растворенного газа значительно увеличивают опасность возникновения ГНВП, если  $P_{гс}$  ниже  $P_{пл}$ . Повышенная опасность объясняется следующими свойствами газа:

- способностью газовых пачек к всплытию в столбе жидкости с одновременным расширением и вытеснением их из скважины;
- способностью газовой пачки к всплытию в загерметизированной скважине с сохранением первоначального (пластового) давления.

Применение промывочной жидкости с плотностью, не обеспечивающей достаточного противодействия на продуктивный горизонт, является одной из наиболее распространенных причин возникновения ГНВП. Снижение плотности промывочной жидкости может быть вызвано многими причинами.

Кроме того, опасность резкого снижения противодействия велика при разбуривании мостовых пробок, цементировочных пакетов, цементных пробок, различных препятствий в колонне НКТ и обсадной колонне. Обычно давление ниже пробки выше давления над пробкой. В этой ситуации достаточно трудно сохранить полный контроль над скважиной, так как при разбуривании происходит процесс выравнивания давлений. В этот момент опасно производить вымыв пластовых флюидов до тех пор, пока давление не выровняется.

При прохождении (вскрытии) пластов с искусственно созданным аномально высоким давлением плотность промывочной жидкости может оказаться недостаточной для их сдерживания. Аномально высокие давления могут встречаться на любых глубинах в зонах, где градиент давления выше нормы. В этих условиях ГНВП может возникнуть в результате:

- строительства разведочных скважин в районах с неизвестными  $P_{пл}$ ;
- низкого качества цементирования, оставляющего доступ к пластам с высокими давлениями;
- освоения скважин в зонах заводнения;
- использования неточной геолого-технической информации;
- утечек в обсадной колонне;

- прохождения пластов с искусственно созданным высоким давлением во время изоляции поглощающей зоны при бурении;
- разбуривания или удаления пробок, за которыми находится пачка газа под высоким давлением.

Падение уровня жидкости в скважине из-за отсутствия или недостаточного долива промывочной жидкости при подъеме инструмента также является распространенной причиной возникновения ГНВП. Во время подъема колонны НКТ уровень жидкости в скважине снижается пропорционально объему металла, извлекаемого из скважины. Если позволить уровню жидкости значительно снизиться, соответственно уменьшится и  $P_{гс}$  и баланс давления будет нарушен. Поэтому для предотвращения аварий необходимо периодически доливать скважину промывочной жидкостью и поддерживать  $P_{гс}$  на уровне, не допускающем начала проявления.

Снижения давления на пласт при подъеме бурового инструмента из скважины вследствие сальникообразования (поршневой эффект)

При подъеме из скважины бурового инструмента создается так называемый поршневой эффект, в результате которого возникает отрицательное давление (разряжение), снижающее  $P_{гс}$  столба в скважине.

Опасность поршневого эффекта становится особенно значительной при подъеме промысловых пакеров, инструмента для ремонта скважин большого диаметра, УБТ и состоит в том, что зазор межтрубного пространства расстояние между инструментом и стенками колонны настолько мал, что создается перепад давлений под и над инструментом.

Более низкое давление под поднимаемым инструментом позволяет пластовым флюидам поступать в скважину и может послужить причиной начала ГНВП.

Определяющим фактором возникновения поршневого эффекта является скорость подъема инструмента из скважины.

Переменные факторы, влияющие на поршневой эффект:

- скорость подъема;
- параметры промывочной жидкости;
- отношение диаметров поднимаемого инструмента к диаметру скважины.

Снижение уровня жидкости в скважине вследствие поглощений чаще всего является состоянием неравновесного давления. Поглощение жидкости может происходить в двух случаях:

- если  $P_{гс}$  намного превышает  $P_{пл}$  и промысловая жидкость уходит в зону поглощения;
- если избыточное давление, созданное столбом промысловой жидкости при спуске инструмента, привело к разрыву пласта.

#### **Признаки газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов (ГНВП и ОФ)**

Раннее обнаружение и правильное понимание признаков имеет первостепенное значение для предупреждения дальнейшего развития ГНВП и перехода его в ОФ. В связи с этим все члены бригады бурения, освоения, испытания, текущего и капитального ремонта скважин должны знать и правильно понимать все возможные признаки ГНВП и уметь быстро и эффективно действовать в аварийных ситуациях.

#### **Прямые признаки**

##### Ранние:

- увеличение потока на вых. из скв.
- увеличение объема ПЖ в емкостях
- перелив скв. при стоянке ПЖ
- уменьшение объема долива (от расчётного)
- увеличение объёма вытеснения (от расчётного)

##### Поздние:

- снижение плотности на выходе
- повышение газосодержания на устье
- появление флюида на устье

#### **Косвенные признаки**

##### Ранние:

- увеличение мех. скорости проходки
- увеличение показаний веса и момента на роторе
- снижение показаний давления на манифольде

##### Поздние:

- изменение формы шлама
- изменение параметров ПЖ

## **ПРИЧИНЫ ПЕРЕХОДА ГНВП В ОТКРЫТЫЙ ФОНТАН**

Непринятие своевременных и правильных мер по ликвидации газонефтеводопроявления может привести к открытому фонтанированию скважины.

1. Недостаточная обученность персонала бригад и инженерно-технических работников предприятий приемам и методам предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений:

- в несвоевременном установлении начала ГНВП;
- в непринятии мер по герметизации устья скважины;
- в неправильных действиях по герметизации устья скважины.

2. Несоответствие конструкции скважины горно-геологическим условиям вскрытия пласта и требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

3. Некачественное цементирование обсадных колонн.

4. Отсутствие, неисправность, низкое качество монтажа противовибросового оборудования на устье скважины.

5. Неправильная эксплуатация противовибросового оборудования.

6. Отсутствие устройств для перекрытия канала бурильных труб.

7. Отсутствие необходимого запаса доливаемой жидкости на скважине.

8. Технические характеристики ПВО не соответствуют условиям проводимых на скважине работ.

9. Низкая производственная и технологическая дисциплина бригады (при перерывах в работе не принимаются меры по герметизации устья скважины, скважина остается длительное время без присмотра).

### МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ (ГНВП И ОФ)

1. К работам на скважинах с возможными газонефтеводопроявлениями допускаются рабочие и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях».

Проверка знаний и переподготовка этих кадров проводится не реже одного раза в 2 года.

2. Ежеквартально с членами бригад бурения, текущего, капитального ремонта, освоения и испытания скважин должен проводиться инструктаж по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов согласно программе периодического (повторного) инструктажа, утвержденной техническим руководителем предприятия.

3. Чтобы своевременно предупредить аварию и принять наиболее эффективное решение для ее ликвидации, специалисты предприятия должны в совершенстве знать особенности возможных аварий и иметь практическую подготовку. Проведение тренировок (учебных тревог) производственного персонала непосредственно на объектах бурения скважин, текущего, капитального ремонта, освоения и испытания скважин имеет очень важное значение для ликвидации аварии в ее начальной стадии. Известны случаи, когда в момент угрозы открытого фонтанирования даже опытные бригады совершали беспорядочные действия. Поэтому практика в ликвидации имитируемых проявлений и навыки по герметизации устья способствуют выработке уверенности в действиях при возникновении аварийной ситуации.

Проведение учебно-тренировочных занятий по сигналу «Выброс» является основной формой практического обучения рабочих бригад бурения, текущего, капитального ремонта, освоения и испытания скважин первоочередным действиям при газонефтеводопроявлениях. Периодичность проведения учебных тревог по сигналу «Выброс» - не реже 1 раза в месяц с каждой вахтой. Результаты проведения и оценка действий вахты

должны отражаться в «Журнале учета проведения учебно-тренировочных занятий по сигналу «Выброс». Ответственным за их проведение является мастер бригады.

4. Каждый случай газонефтеводопроявления должен быть тщательно расследован, обстоятельства и причины его возникновения проработаны с членами бригад бурения, текущего, капитального ремонта, освоения и испытания скважин, специалиста ми предприятия.

5. Руководители и специалисты предприятия при посещении объектов бурения, текущего, капитального ремонта, освоения и испытания скважин проводят контрольные учебные тревоги по сигналу «Выброс» с последующим разбором и оценкой действий вахты.

6. Перед началом работ скважина должна быть заглушена в порядке, установленном планом работ по ремонту скважин. Глушению подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых (согласно выполненным расчетам) сохраняются условия для фонтанирования или газонефтеводопроявлений при пластовых давлениях ниже гидростатического.

7. Проведение текущих и капитальных ремонтов скважин без их предварительного глушения допускается на скважинах, оборудованных клапанами-отсекателями, и на месторождениях с горно-геологическими условиями, исключающими возможность самопроизвольного поступления пластового флюида к устью скважины. Перечень таких месторождений (или их отдельных участков) согласовывается с территориальными органами Ростехнадзора и противofонтанной службой. Данный перечень должен пересматриваться не реже одного раза в 3 месяца.

8. Прием скважины в капитальный ремонт, освоение или испытание осуществляется специальной комиссией с участием мастера бригады. Возглавляет комиссию начальник цеха (РИТС) или уполномоченное на это лицо, назначенное приказом по предприятию. Состав комиссии определяется техническим руководителем предприятия.



При отсутствии нарушений действующих правил и норм (стандартов) членами комиссии подписывается пусковой паспорт.

9. При текущем ремонте скважин пусковой паспорт подписывается мастером бригады, оператором и машинистом подъемной установки.

10. Текущий, капитальный ремонт, освоение и испытание скважин производятся под руководством мастера или ответственного лица из числа специалистов предприятия по плану работ.

План капитального ремонта утверждается техническим руководителем предприятия, производящего ремонт скважины. При выполнении работ подрядным способом план дополнительно согласовывается с техническим руководителем заказчика.

Порядок разработки и условия согласования плана работ по текущему ремонту скважин устанавливаются недропользователем (заказчиком). При текущем ремонте скважин 1 категории по опасности возникновения ГНВП и ОФ план работ согласовывается с недропользователем.

План освоения или испытания скважины утверждается техническим руководителем буровой организации (организации - исполнителя работ) и согласовывается с заказчиком.

11. В плане работ на текущий, капитальный ремонт, освоение (испытание) скважины должны быть предусмотрены все виды выполняемых работ и технические средства, обеспечивающие безопасность и охрану окружающей среды.

В плане также должны быть указаны:

- сведения о конструкции и состоянии скважины;
- сведения о внутрискважинном оборудовании;
- перечень планируемых технологических операций;
- категория скважины по опасности возникновения ГНВП;
- ссылка на схему №... и тип противовыбросового оборудования;
- величина пластового давления и дата его замера (давностью не более 3 месяцев);
- газовый фактор;
- высота подъема цемента за колонной;
- плотность жидкости глушения и долива в соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности;

- объем запаса раствора на скважине и на растворяющем узле, условия его доставки и с растворяющего узла;

- глубина залегания продуктивного пласта по вертикали;
- тип колонной головки, завод-изготовитель;
- тип фонтанной арматуры, завод-изготовитель;
- диаметр канавки под уплотнительное кольцо верхнего фланца крестовины фонтанной арматуры;
- дата ввода скважины в эксплуатацию;
- максимально ожидаемое давление на устье;
- максимально допустимое давление на эксплуатационную колонну;
- мероприятия по предотвращению аварий (газонефтеводопроявлений и т.п.)

12. Перед началом работ по бурению, текущему, капитальному ремонту и реконструкции скважин бригада должна быть ознакомлена с планом работ, планом ликвидации аварии и возможными осложнениями и авариями.

13. Ввод в эксплуатацию устьевого и противовыбросового оборудования новых типов производится по согласованию с противofонтанной службой.

14. При проведении работ устье скважины должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием. Схема установки и обязанности противовыбросового оборудования утверждается техническим руководителем предприятия и согласовывается с территориальными органами Ростехнадзора и противofонтанной службой.

15. Монтаж противовыбросового оборудования на устье скважины и его обслуживание должны проводиться в соответствии с указаниями инструкции, разработанной изготовителем, требованиями утвержденной схемы и инструкции по монтажу и эксплуатации ПВО, согласованной с территориальными органами Ростехнадзора и противofонтанной службой. Рабочее давление применяемого противовыбросового оборудования должно быть выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

16. Противовыбросовое оборудование, установленное на устье скважины, должно быть закреплено на все шпильки. После установки противовыбросового оборудования скважина опрессовывается на максимально ожидаемое давление (в случае

поглощения жидкости скважина опрессовывается на начальное давление поглощения), но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны и не ниже 3МПа (30кгс/см<sup>2</sup>) с выдержкой в течение 10 минут. Запорная компоновка для перекрытия канала применяемых труб должна находиться рядом с устьем скважины с открытым шаровым краном.

17. Для герметизации затрубного пространства должен быть обеспечен беспрепятственный доступ к задвижкам на крестовине фонтанной арматуры. На задвижках должны быть установлены штурвалы.

Производство работ при отсутствии штурвалов на превенторах (если это не предусмотрено заводской конструкцией) или на задвижках крестовины фонтанной арматуры запрещается.

18. Периодически противовыбросовое оборудование должно проходить ревизию в условиях механических мастерских и опрессовываться на рабочее давление. Результат испытания оформляется актом и записывается в паспорт. Сроки периодической опрессовки противовыбросового оборудования определяются инструкцией по монтажу и эксплуатации на каждый тип оборудования.

19. При подъеме труб должен быть обеспечен непрерывный долив скважины и визуальный контроль над объемом доливаемой жидкости. Объем и плотность доливаемой жидкости фиксируются в вахтовом журнале.

Доливаемая емкость должна быть оборудована уровнем и иметь соответствующую градуировку.

При разнице между объемом доливаемого раствора и объемом металла поднятых труб более 0,2-0,5м<sup>3</sup> подъем необходимо прекратить и принять меры по герметизации устья.

Разрешается использовать передвижную автоцистерну при освоении скважин при условии обеспечения непрерывного долива скважины в процессе подъема труб, а также контроля над объемом доливаемой в скважину жидкости в соответствии с перечисленными выше требованиями.

На период ремонта скважина должна быть обеспечена запасом жидкости соответствующей плотности в количестве не менее двух объемов скважины, находящемся на растворенном узле или непосредственно на скважине.

20. Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий:

- высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной отвечает проекту и требованиям охраны недр;

- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности совместно с колонной головкой и превенторной установкой (фонтанной арматурой), герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;

- устье с фонтанной арматурой или превенторной установкой и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой.

21. Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки - закреплена на все шпильки и опрессована на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом.

22. Устье скважины перед прострелочно-взрывными работами в эксплуатационной колонне должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием по утвержденной схеме, а скважина заполнена промывочной жидкостью с плотностью, определенной планом работ.

Во время и после прострелочно-взрывных работ производителем работ должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины; его снижение не допускается.

23. Вызов притока из пласта путем снижения уровня в эксплуатационной колонне свабированием, использованием скважинных насосов, нагнетанием инертного газа или природного газа от соседней скважины производится в соответствии с документацией, разработанной организацией и согласованной с территориальными органами Ростехнадзора.

24. Геофизические работы должны проводиться в присутствии представителя организации, в ведении которого находится скважина. Готовность территории и скважины для проведения геофизических работ подтверждается двухсторонним актом.

Геофизические работы в скважинах с избыточным давлением на устье должны проводиться с применением лубрификатора, технические характеристики которого соответствуют условиям

работы скважины. До установки лубрикатор должен быть опрессован на пробное давление. Периодичность ревизии и опрессовки лубрикаторов на рабочее давление в механических мастерских - один раз в 6 месяцев. Результаты опрессовок оформляются актами и заносятся в паспорт.

После монтажа на устье скважины лубрикатор должен быть опрессован на давление опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом и отмечаются в вахтовом журнале.

25. При перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважины незагерметизированным.

При нахождении в скважине установки ЭЦН на колонну труб должна быть накручена запорная компоновка и обеспечен постоянный контроль над устьем скважины. Колонна труб должна находиться в подвешенном состоянии на талевой системе, а приспособления для рубки кабеля - в оперативной готовности.

26. При наличии признаков сальникообразования запрещается подъем инструмента из скважины до полной ликвидации сальника путем интенсивной промывки и расхаживания инструмента.

27. При появлении признаков газонефтеводопроявления должны быть приняты немедленные меры по герметизации устья скважины в соответствии с «Планом практических действий для бригад освоения, испытания и ремонта скважин при возникновении газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов».

28. После герметизации устья скважины дальнейшие работы по ликвидации газонефтеводопроявления проводятся под руководством мастера или ответственного специалиста предприятия по дополнительному плану, утвержденному в установленном порядке.

29. Работы на устье фонтанирующей скважины проводятся силами противofонтанной службы, а вспомогательные работы - персоналом бригады, прошедшим специальный инструктаж.

В бригадах бурения, текущего, капитального ремонта, освоения (испытания) скважин должны быть следующие документы:

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
  2. Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием.
  3. Инструкция по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования.
  4. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов.
  5. План практических действий бригад бурения, текущего, капитального ремонта, освоения, испытания и ремонта скважин при возникновении газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов.
  6. Журнал учета проведения учебно-тренировочных занятий.
  7. План работ.
  8. Пусковой паспорт.
  9. Акт на глушение скважин.
  10. Паспорт (копия) противовыбросового оборудования.
  11. Акт опрессовки противовыбросового оборудования в условиях механических мастерских.
  12. Акт опрессовки противовыбросового оборудования совместно с запорной компоновкой на устье скважины.
  13. Акт опрессовки выкидных линий.
  14. Паспорта и акты опрессовки в условиях механических мастерских запорной компоновки, шаровых кранов.
- Кроме того, в бригадах освоения и испытания, а также в бригадах ремонта скважин, производящих работы по замене колонной головки и фонтанной арматуры, должны быть:
- паспорт колонной головки;
  - паспорт фонтанной арматуры;
  - акт опрессовки межколонного пространства.

## РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

Все работы на скважине по ликвидации ГНВП (после герметизации устья скважины) ведутся под руководством специалистов предприятия (организации) силами бригады по дополнительному плану. В крайних случаях, при осложнениях приглашаются работники противofонтанной службы.

Работы на устье фонтанирующей скважины проводятся силами противofонтанной службы, а вспомогательные работы - персоналом бригады, прошедшим специальный инструктаж.

Ликвидация ОФ проводится по разработанному и утвержденному оперативному плану и далее согласно инструкции по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов.

1. Первый, заметивший газонефтеводопроявления (ГНВП), немедленно предупреждает всех членов вахты.

2. Во всех случаях при появлении признаков газонефтеводопроявления бурильщик обязан принять все меры по герметизации устья, сообщить о случившемся начальнику смены ЦИТС (диспетчеру) и установить дежурство у телефона (радиостанции).

3. Запорная компоновка всегда должна находиться на рабочей площадке у устья скважины в исправном состоянии с открытым шаровым краном.

4. При бурении и промывке скважины под квадратную штангу устанавливается шаровой кран, при использовании верхнего силового привода применяется гидравлический шаровой кран, установленный на силовом приводе. Обратный клапан, применяемый в бурильной компоновке, должен иметь паспорт и акт опрессовки в условиях механической мастерской.

5. Во всех случаях простоя или перерыва в работе, независимо от их продолжительности, устье скважины должно быть загерметизировано.

6. При закрытии превентора бурильная колонна должна находиться в подвешенном состоянии на талевой системе, против плашек должна располагаться гладкая часть бурильной трубы.

7. Работы по ликвидации газонефтеводопроявления на устье скважины производятся только искробезопасным инструментом.

8. Все работы на скважине после герметизации устья ведутся под руководством мастера или ответственного специалиста по дополнительному плану.

9. Машинист подъемника выполняет все указания бурильщика.

10. При возникновении газонефтеводопроявления верховой рабочий немедленно покидает свое рабочее место при помощи устройства для экстренного спуска, после чего принимает участие в практических действиях вахты по ликвидации газонефтеводопроявления согласно плану практических действий для бригад бурения, освоения, испытания и ремонт скважин при возникновении газонефтеводопроявления и открытых фонтанов.