

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ им. АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ**



**Лыков Е. А., Махмудов Н. Н., Шаусмонов М. У.,
Гулямова А. К., Асадова Х. Б., Хабибуллаев С. Ш.**

АВАРИИ И ОСЛОЖНЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

Учебное пособие

ТАШКЕНТ 2008

УДК. 622.325

Аварии и осложнения в нефтегазовом деле Лыков Е. А., Махмудов Н. Н.,
Клаусмонов М. У., Асадова Х. Б., Гулямова А. К., Хабибуллаев С. Ш.
Ташкент, Таш. гос. техн. ун-т 2008.

Учебное пособие составлено в соответствии с программой курса
“Аварии и осложнения в нефтегазовом деле” для бакалавриата по
направлению 5140900 “Нефтегазовое дело” и состоит из двух разделов:
раздела I – лекций и раздела II – практических занятий.

В пособии изложен материал по авариям и осложнениям, которые
имеют место при бурении и эксплуатации скважин, а также при
подземном хранении газа согласно программы курса.

Печатается по решению научно-методического совета
Ташкентского государственного технического университета.

Рецензенты: к.т.н. Мургазев А. М.,
к.т.н. Шафиев Р.У.

© Ташкентский государственный технический университет, 2008

Введение

Учебное пособие для проведения лекций и практических занятий составлено согласно программе курса “Аварии и осложнения в нефтегазовом деле” для бакалавров по направлению подготовки 5140900 “Нефтегазовое дело”. Здесь соединены лекционный материал и практические занятия.

В данном пособии рассмотрены часто встречающиеся вопросы аварии и осложнения при бурении, опробовании и эксплуатации нефтегазовых скважин, подземном хранении и транспорте газа, а также в целях закрепления теоретического материала. В разделе 2 рассмотрены типовые расчеты и задачи, часто встречаемые в практике работ бакалавра над курсовыми и выпускными работами и на производстве. Практические задачи охватывают следующие разделы: виды осложнений при бурении скважин, прихваты бурового инструмента и методы их предупреждения и ликвидации, предупреждение и ликвидация газонефтепроявлений и открытых фонтанов, осложнения при опробовании и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, борьба с осложнениями парафина и гидратов в скважинах и трубопроводах и др.

Аварии в нефтегазовом деле являются постоянными элементами работ при бурении и эксплуатации скважин. В связи с этим в пособии рассмотрены часто встречаемые аварии с долотами, бурильными и обсадными трубами, УБТ турбобурами и др., а также приводится перечень ловильного инструмента и его назначения для ликвидации.

Умение владеть подобными расчетами на практике, с первой попытки грамотно их выполнять и разрабатывать планы ликвидации осложнений и аварий – вот главные задачи, которые стремятся передать авторы пользователям данного пособия.

Авторы будут признаны специалистам и преподавателям курса, которые сочтут необходимым сделать замечание по некоторым вопросам, изложенным в данном учебном пособии.

Известно, что в Узбекистане произошло большое количество открытых газовых и нефтяных фонтанов, некоторые из них считаются самыми тяжёлыми не только в масштабе стран СНГ, но и по сложности их ликвидации являются таковыми в масштабе мировой практике. К ним относится открытый нефтяной фонтан из скв. №5, Мингбулак и скв. №108, Кокдумалак.

Раздел I. Лекционный курс

1. Аварии и осложнения в процессе бурения скважин.

План проведения лекции

1. Виды аварий и осложнений в процессе бурения скважин.
2. Виды прихватов бурового инструмента.
3. Мероприятия по предупреждению прихватов.

1.1. Виды аварий и осложнений в процессе бурения скважин.

Строительство нефтегазовых скважин, разработка нефтяных и газовых месторождений, подземное хранение газа связаны с возникновением аварий и осложнений и их ликвидаций, которые в значительной степени создают затруднения в обеспечении нормального функционирования всех звеньев нефтегазодобывающих предприятий, ликвидация которых влечет за собой затрату больших средств и задалживает значительное количество рабочего времени.

В данном курсе рассматриваются аварии и осложнения, методы их предупреждения и ликвидации, т.к. ведущая роль на производстве по выполнению данной работы принадлежит бакалавру нефтегазового дела, который должен знать все виды осложнений и уметь руководить сложными работами по ликвидации аварийных ситуаций и обеспечению нормальной работы всех звеньев буровых и нефтегазодобывающих предприятий.

Аварией в процессе бурения называется затруднение, которое возникло в процессе проводки скважины по вине исполнителей работ - буровой бригады или руководителей работ.

Осложнения в процессе бурения – это есть затруднение, которое возникло в процессе проводки в скважины, обусловленное спецификой геологического строения площади и разреза, при этом работы проводились без нарушения проекта на бурение скважины.

Основными видами аварий являются:

- поломка в скважине долот и турбобуров;
- поломка и отвинчивание бурильных труб;
- полет колонны бурильных труб в скважину и посторонних предметов на забой;
- аварии с обсадными колоннами;
- прихват бурового инструмента;
- прихват каротажного кабеля и зондов.

Основными видами осложнений являются:

- обвалы стенок скважины, в том числе осыпи и породопроявления;
- поглощения бурового раствора в процессе бурения;
- осложнения при цементировании скважины;
- нефтегазопроявления при вскрытии продуктивного пласта;

- затрубные газопроявления во время ОЗЦ и в более позднее время;
- водо-рапо-проявления;
- сужение ствола;
- самопроизвольное искривление ствола скважины;
- открытые газовые и нефтяные фонтаны.

1.2. Виды прихватов бурового инструмента.

Прихватом при бурении скважин следует считать непредвиденный процесс, характеризующийся потерей подвижности бурового инструмента или скважинных приборов, которые не восстанавливаются даже после приложения к ним максимально допустимых нагрузок. Прихваты происходят не только с буровым инструментом, но и с обсадными колоннами, каротажным кабелем и другими приборами, спускаемыми в скважину.

Различают следующие виды прихватов.

1. Прихваты под действием перепада давления между гидростатическим столбом бурового раствора и пластовым. Они возможны при наличии в стволе проницаемых отложений (песчаников, известняков и т.д.), при использовании в качестве промывочной жидкости бурового раствора, при наличии прижимающей силы, обусловленной нормальной составляющей массы труб, расположенной в зоне прихвата. Этот вид прихватов возникает вследствие оставления в покое бурового инструмента на какое-то время, в течение которого поверхность труб соприкасается с фильтрационной коркой. При этом обычно циркуляция сохраняется.

2. Прихваты вследствие «заклинивания низа бурового инструмента». Они характерны для зон сужения ствола и обвалообразований.

3. Прихваты вследствие желобобразования. Они характеризуются появлением мгновенных больших затяжек при подъеме бурового инструмента. Попытка освободить его дополнительными натяжками приводит к еще большему затягиванию инструмента в желобную выработку. При этом циркуляция сохраняется.

4. Прихваты вследствие сальникообразования. Они возникают в основном при разбуривании глинистых отложений или хорошо проницаемых пород, на которых формируется толстая фильтрационная корка. В этих условиях образованию сальников способствуют: загрязненность ствола выбуренной породой, плохая очистка раствора от шлама, неудовлетворительная промывка скважины, слипание частиц породы и фильтрационных корок, ступенчатость ствола, длительное бурение в глинистых отложениях, каверны и желоба. Обычно циркуляция теряется полностью.

5. Прихваты вследствие нарушения устойчивого состояния пород, приуроченных к интервалам обвалообразования и осыпей, а также пластического течения пород. Обвалы пород характерны для отложений глинистого комплекса и отличаются внезапностью, особенно при бурении перемятых, тектонически нарушенных, склонных к набуханию пород. В процессе бурения, при промывке,

обвалы сопровождаются резким повышением давления, приводящим в ряде случаев к гидроразрывам пластов и поглощениям, обильным выносам кусков обваливающейся породы, недохождением долота до забоя.

6. Прихваты вследствие бурения в зонах обваливающихся глин с АВНВД на недоуравновешенном давлении в системе «скважина-пласт».

7. Прихваты, связанные с заклиниванием колонны посторонними предметами (кувалда, переводник и т.п.). Они возникают мгновенно, ликвидировать их расхаживанием и установкой всевозможных ванн обычно не удастся.

8. Прихваты испытателей пластов при опробовании скважин в процессе бурения в не обсаженном участке ствола. Они происходят вследствие «запирания» фильтра при интенсивном притоке жидкости вместе с частицами породы. Кроме того, ниже пакера, где создаются высокие депрессии на пласты, возможен обвал породы, приводящий к прихвату, скоплению осадка, шлама и утяжелителя.

9. Прихваты вследствие оставления бурового инструмента в покое.

1.3. Мероприятия по предупреждению прихватов.

1. Конструкция скважины выбирается, исходя из недопустимости совместимого вскрытия горизонтов с взаимоисключающими аномальными градиентами давлений (поглощение и газонефтепроявление) и перекрытия колонной несовместимых интервалов бурения.

2. Промывка скважины должна обеспечить скорость восходящего потока в кольце не ниже 1,50 м/сек, допускается не ниже 0,5 м/сек при бурении на кондуктор.

3. Химическая обработка и качество бурового раствора должны соответствовать требованиям ГТН. В прихватопасных интервалах, расположенных на глубине 1200 м и представленных хорошо проницаемыми отложениями, гидростатическое давление столба раствора не должно превышать пластовое более чем на 5-10% и его водоотдача должна быть не более 3-4 см³/30 мин.

4. Для повышения смазочной способности бурового раствора необходимо в течение всего цикла бурения поддерживать в нем определенное содержание смазочных веществ: нефти, серебристого графита, СМАД-1, ОЖК, СГ и др. (ОЖК омыленные жирные кислоты, СГ смеси гудронов).

В буровом растворе в зависимости от его плотности (ρ) должно содержаться нефти (П):

ρ, г/см ³	1,20 – 1,30	1,30	1,50	1,70	2,0
П, V%	8-10		10-12	15	18-20

Содержание нефти в растворе контролируется не реже одного раза в сутки прибором Дина и Старка или центрифугой ГДР.

5. Для увеличения степени диспергирования нефти в растворе необходимо применить ПАВ сульфанола или дисольван.

6. При бурении строго контролируются и записываются в журнале следующие параметры раствора:

ρ, T, B, СНС₁₋₁₀, К, Н, Г, П, рН.

В этом же журнале фиксируются объем и дата ввода химреагентов в раствор.

7. При временном прекращении циркуляции раствора буровой инструмент поднимают от забоя на длину квадрата и периодически через 5-10 мин расхаживают таями и проворачивают ротором.

8. Для предупреждения прихватов, которые могут быть вызваны поглощением раствора, необходимо уменьшить гидродинамическое давление на забой при спуске инструмента ограничением скорости спуска и снижением структурно-механических свойств раствора.

9. Для предупреждения флокуляции и выпадения в осадок утяжелителя и, как следствие, возникновения прихватов необходимо перед вводом в раствор анионоактивных ПАВ (сульфанола, нефти, соапстока, кислого петролатума) предварительно обрабатывать раствор гидрофилизующими реагентами (УИЦР, гипан, метас, ГМЦ). Аналогичные обработки раствора необходимы и перед установкой нефтяной ванны.

Контрольные вопросы.

1. Какие виды аварий в бурении Вам известны?
2. Какая разница между аварией в бурении скважины и аварией с наземным оборудованием?
3. Какие виды осложнений при бурении скважин Вам известны?
4. Что такое прихват бурового инструмента и его определение?
5. Какие причины прихвата инструмента и мероприятия по их предупреждению имеют место при бурении скважин?

2. Способы ликвидации прихватов бурового инструмента.

План проведения лекции.

1. Способы ликвидации прихватов.
2. Расхаживание прихваченной колонны таями и отбивка ротором.
3. Определение допустимой степени закручивания ротором свободной части колонны.
4. Определение верхней границы прихвата с применением специальной арматуры.

2.1. Способы ликвидации прихватов бурового инструмента

На практике применяются следующие способы ликвидации прихватов:

1. расхаживание прихваченного инструмента таями и отбивка ротором;
2. установка жидкостных ванн (нефтяной, водяной и кислотной);
3. использование взрывного способа (встряхивание инструмента);
4. гидроимпульсный способ (ГИС);

5. применение ударных устройств (ясс ударный, ясс ударно-вибрационный);
6. гидровибрирование колонны труб (использование энергии гидравлического удара);
7. обуривание и извлечение по частям прихваченной колонны;
8. использование испытателей пластов;
9. торпедирование бурового инструмента выше места прихвата и уход в сторону вторым стволом;
10. преднамеренный вызов фонтанирования бурящейся скважины при вскрытом газовом, или нефтяном, или водяном пластах.

Все вышеперечисленные способы ликвидации прихватов применяются в настоящее время при бурении скважин в НХК «Узбекнефтегаз».

2.2. Расхаживание прихваченной колонны таями и отбивка ротором.

В случае прихвата, как самая первая мера по его ликвидации, применяется расхаживанием инструмента таями с натяжением до предела текучести с учетом коэффициента запаса прочности и отбивка инструмента ротором также до допустимых оборотов ротора.

Расхаживание таями и отбивка ротором производится с интенсивной циркуляцией раствора.

При расхаживании следует строго руководствоваться прочностными характеристиками бурильных труб. В отдельных случаях, с разрешения главного инженера бурового предприятия, допускается расхаживать колонну с обеспечением запаса прочности 1,3, но при этом необходимо тщательно проверить индикатор веса, талевую систему, тормоз лебедки, вышку.

2.3. Определение допустимой степени закручивания ротором свободной части колонны.

Для определения допустимой степени закручивания ротором свободной части одномерной по толщине стенки и диаметру труб бурильной колонны необходимо пользоваться зависимостью:

$$\varphi < \sqrt{\frac{\sigma_t^2 - L(p_m - p_r)^2 K^2 L}{2,1 \pi K G D}}, \quad (1)$$

где φ – степень закручивания в оборотах;

σ_t – предел текучести металла труб при растяжении в кгс/см²;

L – длина свободной части колонны в см;

ρ_m, ρ_r – соответственно плотность металла бурильных труб и раствора в скважине в кгс/см³;

K – коэффициент запаса прочности;

G – модуль упругости II рода в кгс/см²;

D – наружный диаметр бурильных труб в см.

Для стали $\rho_m = 7,85 \cdot 10^{-3}$ кгс/см³, $G = 8 \cdot 10^5$ кгс/см², $K = 1,50$.

Для сплава Д16-Т: $\rho_m = 2,8 \cdot 10^3 \text{ кгс/см}^3$, $G = 2,7 \cdot 10^5 \text{ кгс/см}^2$, при $T=20^\circ\text{C}$, $K=1,80$.
 Допустимое число оборотов ротора для одноразмерной колонны по диаметру и толщине стенок определяется по формуле:

$$n = 0,04 \cdot 10^{-3} \frac{L}{D} \sqrt{\left(\frac{\sigma_T}{K}\right)^2 - \sigma_p^2}, \quad (2)$$

где n – допустимое число оборотов ротора;

L – длина свободной не прихваченной части бурильной колонны в м;

D – наружный диаметр бурильных труб в м;

σ_T – предел текучести материала бурильных труб в кгс/см^2 ;

σ_p – напряжение растяжения в кгс/см^2 ;

K – коэффициент запаса прочности.

$$\sigma_p = \frac{Q_{\text{дм}}}{F} \quad Q_{\text{дм}} = \frac{F \sigma_T}{K}$$

Если бурильная колонна составлена из труб, отличающихся диаметром и толщиной стенки, изготовленных из различных металлов, расчет допустимого угла закручивания производится следующим образом:

а) определяется допустимый крутящий момент поинтервально снизу вверх для каждой одноразмерной секции бурильных труб по формуле:

$$M_m \leq \frac{W}{2K} \sqrt{\sigma_{Nm}^2 - \frac{16}{\pi^2} \left[\frac{Q_n + Q_{n-1} + \dots + Q_m}{D_m - d_m^2} \left(1 - \frac{p_m}{p_v}\right) \right]^2} K^2, \quad (3)$$

где M_m – допустимый крутящий момент для наиболее опасного верхнего сечения рассматриваемого участка колонны в $\text{кгс} \cdot \text{см}$;

σ_{Nm} – предел текучести металла труб рассматриваемого участка колонны в кгс/см^2 ;

Q_n, Q_{n-1} и т.д. – масса одноразмерных секций в воздухе в кг;

D_m, d_m соответственно наружный и внутренний диаметр рассматриваемого участка колонны в см;

W_m – момент сопротивления рассматриваемого сечения колонны бурильных труб в см^3 ;

Q_m – масса одноразмерной секции бурильной колонны в воздухе в кг.

б) по результатам расчетов выбирается минимальный допустимый крутящий момент M_{min} и для него подсчитывается число оборотов свободной части колонны по формуле:

$$\varphi \leq \frac{M_{\text{min}}}{2,1\pi} \left[\frac{l_1}{G_1 J_1} + \frac{l_2}{G_2 J_2} + \dots + \frac{l_n}{G_n J_n} \right], \quad (4)$$

где M_{min} – минимальный крутящий момент, полученный при подсчетах допустимого крутящего момента для одноразмерных секций колонны бурильных труб в $\text{кгс} \cdot \text{см}$;

l_1, l_2, \dots, l_n – длина секций одноразмерных бурильных колонн в см;

G_1, G_2, \dots, G_n – модуль упругости металла труб при сдвиге в кгс/см^2 ;

J_1, J_2, \dots, J_n – полярный момент инерции кольцевого сечения труб в см^4

$$J = \frac{\pi}{32} (D^4 - d^4).$$

Приведенная методика расчета справедлива для случаев, когда масса инструмента на крюке равна его свободной части, т.е. когда нейтральное (не испытывающее осевых напряжений) сечение колонны находится на верхней границе прихвата.

Для случаев, когда вращение прихваченной колонны труб освещается при натяжении колонны, превышающей массу свободной ее части, определение допустимого крутящего момента производится по секциям сверху вниз по формуле:

$$M_m < \frac{W}{2K} \sqrt{\sigma_m^2 - \pi^2 \left[\frac{F - Q(1 - \rho_w / \rho_w)}{D_m - d_m^2} \right]^2} K, \quad (5)$$

где F – сила натяжения инструмента по индикатору веса в кгс;

Q – масса колонны труб на участке от устья скважины до рассматриваемого сечения в кг.

2.4. Определение верхней границы прихвата бурового инструмента.

1. Одномерная колонна.

Верхняя граница прихвата колонны труб, одномерной по наружному диаметру и толщине стенок определяется из зависимости:

$$K = 1,05 \frac{EF}{P_2 - P_1} - \Delta l, \quad (6)$$

где L – длина свободной части колонны в см;

E – модуль упругости металла стальных труб (модуль Юнга), для стали равный $2,1 \cdot 10^6$ кгс/см², для сплава Д16-Г, из которого изготавливаются легко сплавные трубы, $7 \cdot 10^5$ кгс/см²;

F – площадь поперечного сечения трубы в см²;

$P_2 - P_1$ – разница между силами растяжения, прикладываемыми к колонне сверх ее веса в кгс;

Δl – упругое удлинение колонны под действием $P_2 - P_1$ в см;

1,05 – коэффициент, учитывающий жесткость замковых соединений.

Если

$$K = 1,05 \frac{EF}{P_2 - P_1}, \text{ то } L = K\Delta l.$$

Значения K , зависящие от размера труб и разности $P_2 - P_1$, приведены в таблицах для труб СБТ и ЛБТ.

Схема прихвата бурового инструмента при одномерной колонне представлена на рис. 1.(а).

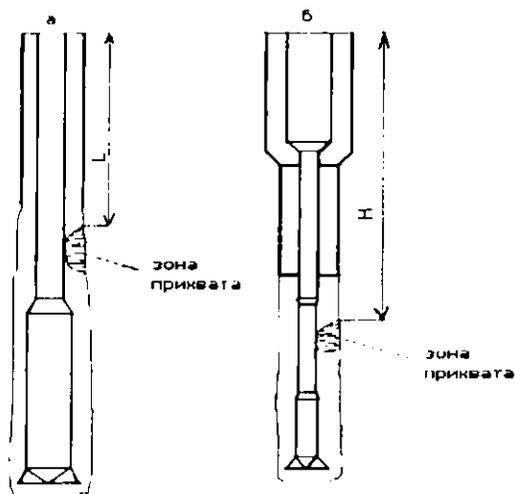


Рис. 1. Схема приваата:

- а) одноразмерная бурильная колонна;
 б) многомерная бурильная колонна.
 Многосекционная колонна.

Для определения верхней границы приваата многосекционной колонны по диаметру и толщине стенки использование вышеприведенной формулы затруднено или вообще невозможно. В этом случае используется следующая методика расчета.

Приложенная к комбинированной колонне сила $(P_2 - P_1 - P)$ будет вызывать в каждой секции соответствующее удлинение, суммарное значение которого для всей колонны равно

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i,$$

где n - число одноразмерных секций в колонне труб.

Для многоступенчатой колонны

$$\lambda = \sum_{i=1}^{i=n} \lambda_i = \frac{H_1 P}{28,1g_1} + \frac{L_2 P}{28,1g_2} + \frac{L_3 P}{28,1g_3} + \dots + \frac{L_n P}{28,1g_n}, \quad (7)$$

где λ - суммарное удлинение колонны труб под действием силы P в см;

H_1 - длина не привааченной части труб нижней секции в м;

$g_1, g_2, g_3, \dots, g_n$ - массы соответствующих одноразмерных секций труб в воздухе в кг;

L_2, L_3, \dots, L_n -- длина соответствующих секций труб в м;

P -- растягивающая сила в тоннах.

Из уравнения 2 можно определить

$$H_1 = g_1 \left(\frac{28,1\lambda}{P} - \frac{L_2}{g_2} - \frac{L_3}{g_3} - \dots - \frac{L_n}{g_n} \right)$$

Если в результате расчетов окажется, что H_1 принимает отрицательное значение, то верхняя граница расположена выше этой секции труб. Тогда требуется определить значение H_2 по формуле

$$H_2 = g_2 \left(\frac{28,1\lambda}{P} - \frac{L_2}{g_2} - \frac{L_3}{g_3} - \dots - \frac{L_n}{g_n} \right)$$

2.5. Определение верхней границы прихвата с применением специальной аппаратуры.

Для уточненного определения верхней границы прихвата применяются прихватоопределители (ПО) и индикаторы места прихвата (ИМП). Ниже в табл.1 приведены типы серийно выпускаемых прихватоопределителей.

Таблица 1

Параметры	ПО-90	ПО-70	ПО-50	ПО-25
Предельный внутренний диаметр труб, в которых рекомендуется работать, мм	155-165	76-115	62-76	50-40
Размеры прибора, мм	266	258	258	238
Длина диаметра сердечника намагничивающей катушки	25	20	20	18
Наружный диаметр прибора, мм	90	70	50	25
Максимально допустимые:				
Температура, °С	100	100	100	130
Давление, кгс/см ²	1000	1000	1000	500

Более точное определение верхней границы прихвата производят с помощью ИМП, который позволяет определить ее не только в бурильных трубах, как это делает ПО, но и в УБТ и обсадных трубах с точностью до 10-15 м.

2.6. Способы ликвидации прихватов бурового инструмента.

2.6.1. Использование взрывного способа.

Взрыв для ликвидации осуществляется для:

- встряхивания инструмента;
- отвинчивания колонны;
- обрыва труб (торпедирование) с целью освобождения свободной части колонны.

«Встряхивание» целесообразно производить в тех случаях, когда прошло незначительное время от начала возникновения прихвата и когда предполагаемая длина прихваченной зоны может быть перекрыта общей длиной торпеды. Применяется торпедо-детонирующая шнурковая (ТДШ).

Отвинчивание колонны с использованием взрыва применяется взамен работы левым инструментом. Торпедирование труб делают тогда, когда надо уходить в сторону.

2.6.2. Гидровибрирование колонны бурильных труб.

Для придания колебательных движений инструменту используется энергия гидравлического удара. Гидравлический удар достигается путем отключения компенсаторов буровых насосов или части клапанов насосов, а также комбинации указанных способов.

Гидровибрирование инструмента может быть достигнуто при использовании специальных гидровибраторов, спускаемых на бурильных трубах и устанавливаемых в непосредственной близости от зоны прихвата.

2.6.3. Гидроимпульсный способ (ГИС).

ГИС рекомендуется применять для ликвидации прихватов, вызванных действием перепада давления или заклиниванием в желобных выработках.

Необходимым условием при этом является нахождение нижней части колонны бурильных труб на некотором расстоянии от забоя, исходя из предположения, что ликвидация прихвата будет осуществляться методом сбивания колонны труб вниз.

Способ основан на реализации эффекта разгрузки колонны труб резким снятием предварительно созданных напряжений растяжения в материале труб и напряжений сжатия жидкости, заполняющей полость труб.

Для создания указанных напряжений воздействуют на перекрытый верхний конец бурильных труб давлением жидкости, возникающим в полости труб после замещения находящегося в колонне раствора водой. Возникающий при этом перепад давления определяется

$$\Delta P = H (p_1 - p_2), \quad (8)$$

где H – глубина погружения уровня раздела жидкостей в колонне;

p_1, p_2 – соответственно плотности жидкостей в затрубном пространстве и трубах.

Перепад давления, действуя на верхний закрытый конец бурильных труб, создает растягивающую нагрузку и соответственно растягивающее напряжение материала труб. При резком снятии возникающих напряжений (путем открытия выкидной задвижки) в скважине произойдут следующие процессы:

- продвижение колонны в сторону забоя;
- снижение давления в трубах и затрубном и переток раствора из трубного в трубы с большой скоростью и разрушение фильтрационной корки

2.6.4 Преднамеренный вызов фонтанирования бурящейся скважины.

В случае прихвата инструмента при вскрытом газовом или нефтяном пласте преднамеренно вызывают фонтанирование бурящейся скважины нефтью, газом или водой в целях освобождения инструмента, что достигается промывкой скважины, заполненной раствором на воду, т.е. путем замены раствора на воду.

Сущность этого способа заключается в том, что фонтанирующая струя разрушает места прилипания инструмента к стенке скважины и фильтрационную корку, тем самым инструмент освобождается.

Необходимым условием его применения является наличие на устье вращающегося превентора или универсального превентора и надежной, рассчитанной на внутреннее давление промежуточной колонны или кондуктора.

Впервые данный способ был применен на скв. №3 Адам-Таш в Западном Узбекистане в апреле 1964г., когда при достигнутом забое 1430 м и вскрытом газовом XV горизонте инструмент был прихвачен в карбонатных породах, с $P_{плд}$ 172 кгс/см². Скважина была обсажена промколонной 245 мм х 1320 м, а устье оборудовано двумя превенторами. Дебит газа составлял 6,5-7 млн. м³/сут, при фонтанировании скважины по обоим превентерным отводам диаметром 140 мм, длиной по 120 м каждый, при этом давление на устье составило 63 кгс/см².

2.6.5. Значение коэффициента К для определения глубины прихвата по формуле $L = K \Delta P$.

а. Бурильные трубы стальные

Таблица 2

Трубы стальные		Значение коэффициента К при разности нагрузок $P_2 - P_1$, ТС					
Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	5	10	15	20	25	30
140	8	14630	7315	4877	3656	2926	2438
	9	16330	8165	5443	4082	3266	2722
	10	18000	9000	6000	4500	3500	3000
	11	19650	9825	6550	4912	3930	3275
	7	11620	5810	3873	2905	2324	1937

127	8	13230	6615	4410	3308	2646	2205
	9	14750	7375	4917	3697	2950	2458
	10	16200	8100	5400	4050	3240	2700
114	8	11818	5909	3939	2955	2364	1970
	9	13180	6590	4400	3300	2540	2200
	10	14553	7276	4851	3638	2911	2426
89	11	15800	7900	5260	3950	3160	2640
	7	7950	3975	2640	1980	1590	1320
	9	9878	4939	3293	2470	1976	1346
	11	11819	5910	3940	2955	2364	1970

6. Трубы легко сплавные.

Таблица 3

Трубы стальные		Значение коэффициента К при разности нагрузок $P_2 - P_1$, ТС					
Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	5	10	15	20	25	30
147	9	5760	2880	1920	1440	1150	960
	11	6920	3460	2307	1730	1385	1150
	9	4960	2480	1650	1240	990	825
129	11	6150	3075	2050	1540	1230	1025
114	10	4800	2400	1600	1200	960	800
93	9	350	1750	1170	875	760	585
73	9	2630	1315	880	660	525	440

2.6.6. Методика определения удлинения бурильной колонны Δl в зависимости от $P_2 - P_1$.

Для более точного определения длины свободной части бурильной колонны по ее удлинению от зоны прихвата рекомендуется поступать следующим образом:

1. Приложить к колонне силу P_1 , которая на 5 делений превышает показание индикатора, соответствующее полному весу колонны до прихвата, и сделать на ведущей трубе отметку.

2. Взять дополнительную натяжку на 5 делений по индикатору веса и сейчас же снизить ее до первоначальной, сделав вторую отметку на ведущей трубе. Разница в первых двух отметках объясняется трением в роликах талевого системы.

3. Разделить расстояние между первыми двумя отметками по полам и считать среднюю черту верхней отметкой для отсчета.
4. Приложить к колонне силу P_2 , которая на 10-20 делений превышает P_1 , и сделать на ведущей трубе новую отметку.
5. Взять дополнительную натяжку на 5 делений выше и сейчас же снизить нагрузку до P_2 , сделав на ведущей трубе вторую отметку. Разделив расстояние между двумя отметками по полам, получим нижнюю отметку для отсчета величины удлинения труб.
6. Точно измерить расстояние между верхней и нижней отметками, которое и даст нам искомое удлинение свободной не прихваченной части бурильных труб.

Контрольные вопросы.

1. Какие способы ликвидации прихватов применяются при бурении скважин?
2. Как определяется допустимая степень закручивания прихваченного бурового инструмента?
3. Какие существуют способы определения свободной не прихваченной длины бурового инструмента?
4. Как определяется свободная не прихваченная длина секционной бурильной колонны?
5. Какие первоначальные меры принимаются буровой вахгой по освобождению прихваченного бурового инструмента?

3. Обвалы стенок скважин.

План проведения лекций.

1. Геолого-технические причины обвалов стенок скважины в процессе бурения.
2. Технология бурения зоны обвалов глин на уравновешенном давлении.
3. Определение поровых P_0 и пластовых $P_{пл}$ давлений по данным механического каротажа по методике d-экспоненты.
4. Классификация глинистых пород по степени устойчивости в процессе их вскрытия.

3.1. Геолого-технические причины обвалов стенок скважины бурения.

Обвалы стенок скважин происходят при вскрытии пластов глин и глинистых пород, как по геологическим, так и по техническим причинам.

К геологическим относятся следующие причины:

- глины, слагающие зону обвалов, обладают аномально высокими поровыми давлениями (АВПоД), вскрытие которых происходит на неуравновешенном давлении в системе скважин пласт;

- глины, слагающие зону обвалов, хотя и обладают нормальными поровыми давлениями, однако при вскрытии их раствором, химизм которого не соответствует природе глин, возникают обрушения стенок скважины и кавернообразования.

Наличие в разрезе зоны технологического нарушения разломов, в которых обычно глины находятся в сильно напряженном состоянии и при вскрытии их скважиной начинается снятие (разрядка) напряжения, т.е. релаксация напряжения.

К техническим причинам относятся следующие причины:

- конструкция скважины не отвечает требованиям технологии проводки скважины в осложненных условиях, в ней не предусмотрено достаточное количество промежуточных колонн и хвостовиков, чтобы в случае необходимости можно было бы перекрыть зону обвалов или несовместимый интервал бурения;

- вскрытие зоны обвалов глин происходит на недоуравновешенном давлении в системе скважина-пласт;

- химизм бурового раствора не соответствует глинам, вскрываемым скважиной;

- оставление в покое (без проведения работ) скважину на неопределенное время для выработки плана работ или подвоза основных технологических материалов.

3.2. Технология бурения зоны обвалов глин на уравновешенном давлении в системе скважина-пласт.

Научные исследования в области вскрытия зон обвалов и опыт бурения скважин позволили сделать следующий вывод.

При обвалах и осыпях в зонах с нормальными значениями градиентов поровых давлений основной мерой их предупреждения является подбор состава (химизма) бурового раствора, соответствующего проходным глинам, т.е. создание химического равновесия в системе скважина-пласт.

При обвалах и осыпях глинистых пород с АВПОД, кроме химизма, требуется еще и создание равновесия давлений в системе скважина-пласт, чтобы столб раствора создавал бы достаточное противодействие на стенки скважины, равное поровому давлению, определенному расчетом.

Несовместимый интервал это такие геолого-технические условия проводки скважины, когда проведение одного технологического мероприятия, например утяжеление раствора для ликвидации обвалов влечет за собой возникновение другого вида осложнения, например, поглощение раствора в нижележащем пласте. В таких случаях необходимо перекрывать колонной одну зону осложнения.

Недоуравновешенное давление возникает тогда, когда со стороны пласта в скважину действует большее давление, чем в обратном направлении. В этом случае столб раствора оказывает меньшее давление, чем поровое. То есть возникает депрессия давлений.

Репрессия давлений возникает тогда, когда давление столба бурового раствора больше пластового: она создается при проходке пластов-коллекторов и в количественном отношении строго регламентируется «Правилами безопасности в

нефтегазодобывающей промышленности Республики Узбекистан», ИХК «Узбекнефтегаз», Ташкент-2000.

Релаксация напряжения - буквально снятие напряжения. Она возникает при бурении на недоуравновешенном давлении и продолжается до тех пор, пока в скважине не возникает равенство давления.

Поровое давление – это давление флюида или горного раствора внутри пор. гидродинамически не связанных между собой. Все глины, алевролиты сильно глинистые, аргиллиты и др. породы обладают поровыми давлениями. Эти породы не имеют проницаемости. Пластовое давление – это давление внутри пор. гидродинамически связанные между собой, они обладают проницаемостью. Все коллекторы нефти, газа и воды имеют пластовое давление.

3.3. Определение поровых P_p и пластовых $P_{пл}$, давлений по данным механического каротажа, по методике d-экспоненты.

Поровое давление в глинах определяется путем количественной оценки (расчета) по данным геофизических исследований скважин (ГИС). Глубинных манометров для его замера не существует. В связи с чем имеются несколько методик количественной оценки поровых давлений P_p по данным ГИС и одна методика расчета P_p и $P_{пл}$ по данным механического каротажа – методика d-экспоненты.

Среди методов геологической интерпретации разреза по технологическим параметрам бурения важное место занимает определение поровых и пластовых давлений по данным механического каротажа, записываемого станциями геолого-технологического контроля СГТ-III, Разрез-2 и др., непосредственно в процессе бурения. Это позволяет оперативно уточнять и корректировать плотность бурового раствора для обеспечения бурения на уравновешенном давлении, при этом процесс бурения не останавливается.

В основу этих методов положено уравнение, связывающее основные технологические параметры режима бурения, предложенное американским ученым М. Бингхэмом.

$$V_m = a \left(\frac{P_o}{D_o} \right)^n \quad (9)$$

где V_m – механическая скорость бурения, м/час; n – частота вращения ротора, об/мин; P_o – осевая нагрузка на долото, тс; D_o – диаметр долота, см; “а” и “в” – безразмерные константы, зависящие от литологического состава горных пород.

Величина “а” из геологических соображений была принята равной единице, коэффициент “в” автором был обозначен через “d” и названный d-экспонентой. После преобразования получили

$$d = \frac{V_m}{10n} \cdot \lg \frac{0,067 P_o}{D_o}$$

Введем понятие скорректированной d-экспоненты. Эта величина рассчитывается с учетом поправки на фактическую плотность раствора и позволяет сравнивать интервалы разреза, пробуренные при различных плотностях раствора

$$d_c = d \frac{N}{\rho},$$

где N – градиент нормального гидростатического давления, кгс/см²/м;
 ρ – фактическая плотность раствора, г/см³.

Для определения величины градиента пластового (порового) давления при вскрытии зоны АВПД или АВПоД рекомендуется использовать соотношение

$$\frac{F}{N} = \frac{d_{cT}}{d_{c0}},$$

где F – градиент пластового (порового) P, кгс/см²/м; d_{cT} – значение d_c, взятое с линии нормального изменения давления (тренда) на расчетной глубине, расстояние "ас" (рис.2) в мм или см, все равно; d_{c0} – значение d_c, соответствующее расчетной глубине, расстояние ав, в мм или см.

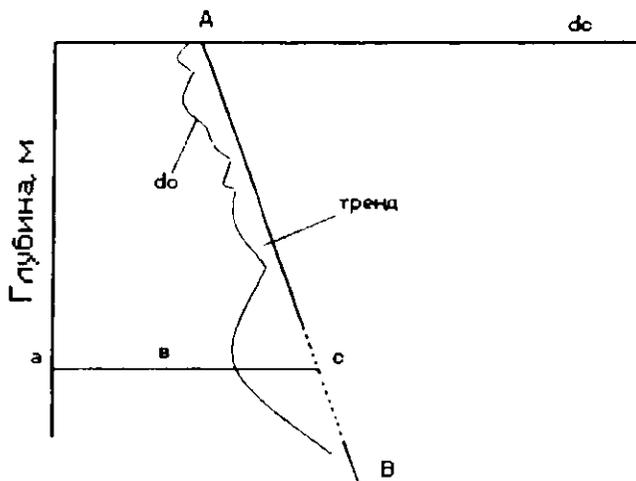


Рис 2 Расчетная схема d_c

Отношение d_{cT}/d_{c0} – безмерная величина. Отсюда можно определить градиент пластового (порового) давления на любой глубине

Тогда пластовое давление P_{пл} = FN
 или поровое давление P_о = FN

3.4. Классификация глинистых пород по степени устойчивости в процессе их вскрытия.

Кривые изменения плотности глин при их нормальном уплотнении описываются уравнением

$$\rho_n = \rho_m - (\rho_m - \rho_0) e^{-aH}, \quad (10)$$

где ρ_n – объемная плотность глин на глубине H (например, на расчетной глубине 1200 м), г/см³;

ρ_m – средняя плотность глинистых минералов, принято равной 2,78 г/см³;

ρ_0 – объемная плотность глин на глубине, условно принимаемой за нулевую (на дневной поверхности), равная 1,68 г/см³;

e – основание натурального логарифма, равное 2,72;

H – расчетная глубина или глубина залегания глин, м.

e^{-aH} – показатель степени, зависящей от ρ_n , приводится в таблице 4.

Таблица 4

ρ_0 , г/см ³	A	e^{-aH}
1,60	0,2708	0,7727
1,65	0,2730	0,7611
1,70	0,2754	0,7593
1,75	0,2781	0,7573
-	-	-
-	-	-
2,30	0,3448	0,7083

Используя приведенное уравнение (10), всегда можно будет построить кривую нормального уплотнения глин $\rho_n = f(H)$.

Анализ случаев обвалов стенок скважин показал, что в качестве количественного критерия, характеризующего склонности глинистых пород к потери устойчивости в процессе бурения “а” использовано отношение фактической объемной плотности породы ρ_f к объемной плотности породы, прошедшей стадию нормального уплотнения ρ_n для одной и той же глубины залегания, т.е.

$$a = \frac{\rho_f}{\rho_n},$$

где a – критерий устойчивости ствола;

ρ_f – фактическая объемная плотность глин;

ρ_n – объемная плотность в зоне нормального уплотнения глины.

На этом принципе основана классификация глинистых пород по степени их устойчивости при бурении, представленная в таблице 5.

Таблица 5

Класс	Значение критерия устойчивости "а"	Поведение породы при бурении
I II	1-0,975 0,975-0,950	Практически устойчивы
III IV	0,949 0,925	Подвержены незначительным осыпям, процесс бурения не нарушается
V VI	0,899-0,875 0,874-0,850	Заметные осыпи, требующие периодических проработок ствола
VII VIII	0,849-0,825 0,824-0,800	Значительные осыпи и обвалы, приводящие к замяткам и посадкам инструмента при СПО и повышению давления при промывке скважины
IX X	0,799-0,775 0,774-0,750	Сильные осыпи и обвалы, систематические проработки, возможна частичная потеря ствола

Ниже на рис.3. показан пример использования классификации глин по степени их устойчивости при бурении.

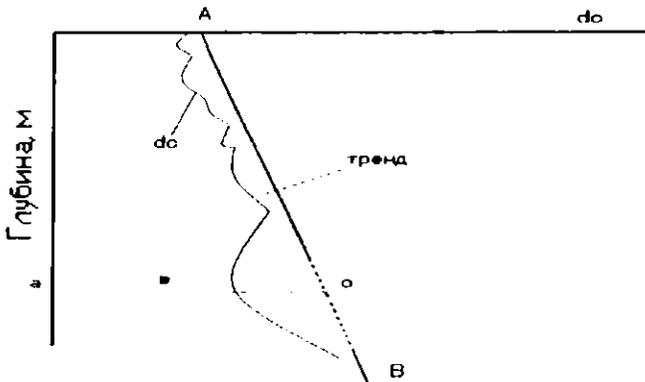


Рис. 3. Кривая функции $\rho_f = f(H)$. Кривая a, b, c, d, e — фактическая плотность глин, при этом участок ab — подчиняется закону нормального уплотнения глин, согласно уравнению (1); участок кривой bcd — фактическая плотность глины в зоне обвала; пунктирная линия bd — мысленно проведенная линия не существующей в скважине нормальной уплотнения глин в зоне АВГод.

Пример, на глубине 2250 м взяли пробу — керн глины и ее плотность оказалась $\rho_f = 1,80 \text{ г/см}^3$. На линии нормального уплотнения глин, т.е. плотность составила $\rho_n = 1,90 \text{ г/см}^3$. Тогда критерий устойчивости ствола составит

$$a = \frac{\rho_f}{\rho_n} = \frac{1,80}{1,90} = 0,947,$$

Что соответствует III классу устойчивости.

Контрольные вопросы.

1. Какие геолого-технические причины обвалов стенок происходят при бурении скважин?
2. Дайте объяснение технологии бурения зон обвалов глин АВПОД на уравновешенном давлении
3. Как определяется пластовое давление по данным механического каротажа?
4. Как определяется степень устойчивости глины при ее вскрытии?
5. Какая разница между поровым и пластовым давлениями?

4. Газонефтепроявления и открытые фонтаны при бурении скважин.

План проведения лекции

1. Общее состояние вопроса предупреждения и ликвидации открытых фонтанов.
2. Причины возникновения газонефтепроявлений и открытых фонтанов.
3. Причины перехода газонефтепроявлений в открытое фонтанирование.
4. Пути попадания газа в буровой раствор.
5. Гидростатическое давление столба бурового раствора, насыщенного газом, на забой скважины.
6. Нормирование плотности бурового раствора.
7. Методы ликвидации открытых фонтанов.

4.1 Общее состояние вопроса предупреждения открытых фонтанов.

Из всех аварий и осложнений, имеющих место при бурении нефтегазовых скважин, самым тяжелым видом являются открытые нефтегазовые фонтаны. В связи с этим ряд авторов отмечали: «Не будет преувеличением сказать, что аварийные нефтяные и газовые фонтаны, периодически возникающие при бурении и эксплуатации скважин, являются наиболее тяжелой аварией, осложняющей работу буровых и нефтегазодобывающих предприятий, а также жизнь и деятельность населения, промышленности, транспорта и сельского хозяйства в прилегающих к месту аварии районах».

В нефтегазовой промышленности Узбекистана за последние 40 лет произошло большое количество открытых нефтегазовых фонтанов в процессе бурения и крепления скважин. За этот период зафиксировано 102 случая аварийного фонтанирования. Такая частота аварийных фонтанов является довольно высокой по отношению к количеству открытых новых месторождений и общему метражу проходки горных пород. Следует подчеркнуть, что открытие новых нефтегазовых месторождений в большинстве случаев было связано с открытым фонтанированием. В этой связи в работе отмечается, что за период с 1955 по 1970 годы в Западном Узбекистане открытию 15-газовых месторождений сопутствовало

аварийное фонтанирование: Сары-таш, Газли, Южный Мубарек, Карактай, Юлдузкак, Северный Мубарек, Шурчи, Адамташ, Лйзават, Култак, Урта-Булак, Намур, Кандым, Зеварды, Камаши. Последствия открытого фонтанирования, особенно в начальный период, часто бывают весьма тяжелыми. Так, например, скв.2 Газли - первооткрывальница месторождения, при фонтанировании из-за трубного пространства во время ОЗЦ промежуточной колонны (273 мм х 602м), которой был перекрыт основной газовый IX горизонт, начались грифоны, в результате чего на вторые сутки буровая погрузилась в образовавшийся кратер и образовалось озеро диаметром 70-80м, а затем активное фонтанирование прекратилось. Однако и сейчас, спустя более 40 лет после этого, наблюдается незначительное кипение воды в кратере.

Обычно, когда считают потери времени и средств от фонтана, то не учитывают стоимость газа, выпущенного в атмосферу, между тем она весьма значительна. Например, скв.11 Урта-Булак открыто фонтанировала «сухим» газом 1030 суток с дебитом 18 млн.м³/сут. При этом общие потери газа составили 19-20 млрд.м³, что соответствует извлекаемым запасам Джаркак-Сарыташского газового месторождения, от которого еще в 1960 году проложен газопровод Бухара-Самарканд-Ташкент, действующий и в настоящее время.

Затраты на ликвидацию отдельных фонтанов в несколько раз превышали стоимость самой скважины. Например, сметная стоимость скв.2 Паук при проектной глубине 3200м составляла 1150 тыс.руб., фактические же затраты на ликвидацию открытого фонтана, произошедшего при забое 2778 м, составили 4478 тыс.руб. Еще более ощутимый ущерб был нанесен по скв.11 Урта-Булак, где при сметной стоимости скважины с проектной глубиной 2900м 950 тыс.руб. фактические затраты на ликвидацию открытого фонтана, произошедшего при забое 2400м, составили 12315 тыс.руб.

Известно, что каждый фонтан в своем развитии имеет две стадии: возникновение и развитие газопроявлений; переход газонефтепроявлений в открытое фонтанирование.

В связи с этим причины возникновения осложнений рассматривается раздельно по обем стадиям. Они устанавливались на основе детального изучения обстоятельств аварий, так как в ряде случаев имела место тенденция к завуалированию истинных причин возникновения фонтанов, что в сущности затрудняет разработку надлежащих мер по их предупреждению и ликвидации по материалам фонтанов 1955-1970гг., отмечается, что по большинству фонтанов, расследованных комиссией с участием представителей Госгортехнадзора, не были правильно истолкованы истинные причины их возникновения, так как времени на их изучение отводилось мало и члены комиссии не могли правильно понять и осмыслить случившееся.

Об этом отмечалось и в работах зарубежных исследователей. Так, Веслей В.Моор, анализируя причины возникновения подобных аварий на территории США, отмечал, «что отсутствие искренности и полного откровения, и даже вовсе умалчивание о фактах, связанных с открытыми фонтанами, должно быть значительно задержало развитие методов предупреждения и борьбы с ними».

Если в Узбекистане за 1955-1996гг. произошло 102 случая больших и малых фонтанов, то в целом по бывшему Союзу их число было более значительным. Так,

в ряде исследований отмечается, что за истекшую четверть века (1967-1992г) на территории бывшего Союза газовой допустили около 130 открытых фонтанов. газовых, газонефтяных. 20 из них самых агрессивных, содержащих высокотоксичные вещества, горели и ликвидировались в тяжелых условиях.

Все это заставляет задуматься об усилении работ по совершенствованию технологии бурения глубоких скважин, в зоне залегания продуктивных пластов, с целью предупреждения газонефтепроявлений и выбросов расгвора, угрожающих перейти в неуправляемое фонтанирование, а также для разработки новых высоконадежных способов их ликвидации.

На рис.4. представлена диаграмма распределения фонтанов по годам, из которой следует, что в начале развития буровых работ (1955-1960гг) в стране отмечалось большое количество фонтанов. По мере накопления опыта бурения в сложных условиях и внедрения в практику новой техники и технологии количество фонтанов и нефтегазовых выбросов стало снижаться. Были периоды (2-3 года), в течение которых не отмечалось ни одного фонтана.

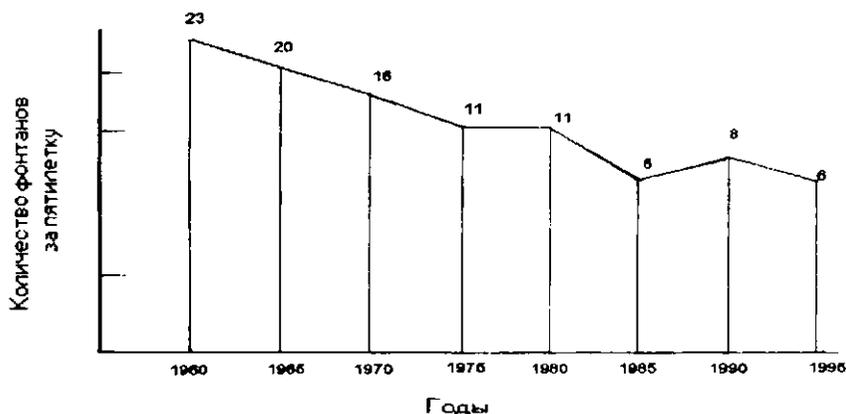


Рис.4 Распределение фонтанов по годам в целом по Узбекистану

4.2 Причины возникновения газонефтепроявлений и открытых фонтанов.

Сводные данные о причинах возникновения открытых нефтегазовых фонтанов и выбросов раствора представлены в табл.6.

Из отмеченных 102 фонтанов 21 произошел во время ОЗЦ, названных нами условно «затрубными». Причины их возникновения и перехода в открытое фонтанирование были установлены еще в конце 50-х годов: это снижение давления на газовый пласт во время ОЗЦ и отсутствие герметизации затрубного пространства. Основными причинами возникновения вышеуказанных осложнений являлись применение технологии цементирования газовых скважин в один прием без учета специфических особенностей газовых месторождений и быстрой

проникающей способности газа. Эта проблема была решена применением двухступенчатого способа цементирования эксплуатационных колонн с разрывом во времени в сочетании с герметизацией затрубного пространства при ОЗЦ.

81 фонтан произошел при непосредственном углублении скважины или проведении специальных работ, как, например, изоляция зоны поглощения раствора в продуктивном пласте при наличии избыточного давления на устье. Здесь выделяются две причины возникновения фонтанов: геологические и технические.

Причины возникновения открытых фонтанов и выбросов раствора, угрожающих перейти в аварийное состояние.

Таблица 6

Причина	Количество случаев	В процентах к общему числу
1	2	3
Несвоевременный долив скважины раствором во время подъема инструмента, недостаточная промывка перед подъемом	22	21,5
Вскрытие поглощающих пластов	7	6,8
Вскрытие пластов с АВПД раствором заниженной плотности	8	7,9
Возникновение поршневого эффекта во время подъема бурового инструмента	8	7,9
Нарушение правил установки ванн	4	3,9
Неизвестность разреза и отсутствие представления об опасном интервале бурения	15	14,7
Падение давления на газоносные пласты при ОЗЦ и связанные с этим затрубные фонтаны	21	20,6
Фонтаны от переточного газа	7	6,8
Фонтаны при опробовании скважины	10	9,9
Всего	102	100,0

К техническим причинам возникновения фонтанов и выбросов раствора, угрожающих перейти в открытое состояние, можно отнести следующие: снижение плотности бурового раствора против проектной (указанной в ГТН), недолив скважины раствором при подъеме инструмента; спуск инструмента с большой скоростью, вызвавшей гидроразрыв пласта, и т.д., которые случались не чаще, чем в других регионах СНГ и носили общий характер, поэтому своевременно устанавливались их причины и разрабатывались четкие мероприятия по их предупреждению.

Значительно сложнее обстоит вопрос по предупреждению и ликвидации фонтанов по геологическим причинам, к числу которых отнесены два фактора:

- не изученность разреза в глубинных интервалах на подходе к газонефтяному пласту;
- недоучет наличия опасного интервала бурения.

В результате последнего фактора продуктивный пласт вскрывался преждевременно до спуска и цементирования промежуточной колонны, что влекло за собой возникновение тяжелых фонтанов. Просчеты первого фактора (количественная оценка пластового давления в сторону занижения) привели к ошибочному установлению плотности бурового раствора, поэтому этого раствора не обеспечивал достаточного противодействия на продуктивный пласт.

Отмеченные нами две геологические причины возникновения фонтанов долгое время (в течение 8-10 лет) не принимались во внимание, неправильно осмысливались, и вследствие чего фонтаны продолжали возникать при бурении скважин в Западном Узбекистане.

Примером этому могут служить фонтаны из скважин № 2 Южный Муборак в 1958г., № 1 и 6 Карактай в 1960г., № 1 Адамташ в 1962г., № 11 Урта-Булак в 1963г., № 2 Памук в 1965г., № 1 Кулгак в 1963г., № 3 Кулгак в 1965г. и др. В результате установления истинных причин их возникновения и разработки эффективных мер по их предупреждению фонтаны нефти и газа по этим причинам стали резко уменьшаться с 1970 года. В данной работе приводятся некоторые данные по фонтанам, произошедшим по геологическим факторам за период с мая 1958 по май 1965г., т.е. за 7 лет, из чего следует, что одна и та же причина например, неожиданное вскрытие газового пласта, срабатывала в течение 7 лет в одном регионе, при работе одного и того же бурового предприятия. Здесь можно отметить два обстоятельства:

- неправильное осмысление причин возникновения фонтанов;
- наличие факта умалчивания об истинных причинах их возникновения.

Несоответствие причин возникновения фонтанов, отмеченных в актах расследования аварий, истинным причинам, которые действительно повлияли на возникновение фонтанов, указывалось и в работе отечественных и зарубежных авторов.

4.3 Причины перехода газонефтепроявлений в открытое фонтанирование.

Все причины перехода рассмотренных выше случаев газонефтепроявлений в открытое фонтанирование указаны в табл. 7. Из рассматриваемых 102 случаев газонефтепроявлений, указанных в табл.6 в открытое фонтанирование перешло 75.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что основные причины перехода газонефтепроявлений в открытое фонтанирование скважины аналогичны отмеченным в работах. Однако их действие в значительной мере усугубляется спецификой того или иного района, а именно, наличием пластов с АВЦД, недостаточной изученностью разреза и, в ряде случаев, неожиданным вскрытием продуктивных пластов в процессе бурения скважин.

Значительная группа причин (ш. 1-6 табл. 7) связана с недостатком квалификации и опыта борьбы с газонефтепроявлениями и выбросами раствора, как членов буровых бригад, так и их непосредственных руководителей (неправильное закрытие превентора, несвоевременное принятие мер по глушению скважин и др.), а также нарушении правил работ. Существенное значение при этом имеет психологический фактор, как

как выброс сразу оказывает устрашающее действие на наличие четкого представления о происходящих процессах и не обеспечивает быструю реакцию на принятие необходимых мер для предотвращения фонтана и его дальнейшего осложнения.

Причины перехода газонефтепроявлений в открытое фонтанирование

Таблица 7

№ п/п	Причины перехода газонефтепроявлений в открытое фонтанирование	Количество случаев
1	2	3
1	Отсутствие достаточной квалификации буровой вахты и персонала ИТР по борьбе с газонефтепроявлениями, неправильное закрытие превентора и т.п.	11
2	Оставление скважины открытой при простое	4
3	Отсутствие кондуктора и превентора	6
4	Недостаточная глубина спуска кондуктора	12
5	Отсутствие запаса бурового раствора в количестве, достаточном для глушения фонтана	3
6	Низкое качество монтажа противовыбросового оборудования и колонных головок	4
7	Отсутствие герметизации затрубного пространства на устье скважины во время ОЗЦ	12
8	Недостаточная герметичность цементного кольца кондуктора или промежуточной колонны при давлении газа после герметизации устья	5
9	Отсутствие быстродействующего превентора с глухими плашками	7
10	Несовершенство превентора, не позволившего герметизировать устье скважины при наличии в ней инструмента различного сечения (УБТ, квадратной штанги и др.)	5
11	Отсутствие возможности закрытия быстродействующего превентора с нуля управления, отнесенного от буровой на 120 м	5
12	Конструктивное несовершенство сальниковой колонной головки, не позволяющее произвести натяжку эксплуатационной колонны при ее установке	1
	Всего	75

Из табл.7 (п.7) видно, что в 12 скважинах газонефтепроявления перешли в открытое фонтанирование из-за отсутствия герметизации затрубного пространства на устье во время ОЗЦ после цементирования скважины. При этом необходимо иметь в виду, что в тот период времени ни специальных устройств, ни превентора с универсальной плашкой не существовало.

Качество цементного кольца затрубного пространства весьма существенно для газовых скважин и в ряде случаев (п. 8 табл7) также является причиной перехода газопроявлений в фонтанирование. При низкой герметичности цементного кольца

и закрытия превентора в случае выброса газ постепенно проникает за колонну и по затрубному пространству выходит на поверхность или в один из вышележащих пластов. Обычно это приводит либо к неуправляемому фонтанированию (скв.2 и 108 Газли и др.), либо к заколонным перетокам.

Наконец, большая группа причин (пп.9-12 табл.7) связана с несовершенством применяемая противовыбросового оборудования и колонных головок, а именно, отсутствием на вооружении буровых предприятий достаточного количества надежных быстродействующих превенторов с универсальными плашками, регулируемыеми штуцерами и др.

При рассмотрении причин перехода газопровывлений в открытое фонтанирование с позиции существующих правил ведения буровых работ и современного уровня изученности этого вопроса они в значительной мере представляются результатом отступлений от действующих правил и различных нарушений установленной технологии ведения процессов. Однако в действительности большинство указанных аварий произошло до разработки этих правил и анализ их причин в значительной мере послужил основанием для составления действующих правил ведения буровых работ и технологических инструкций.

4.4. Пути попадания газа в буровой раствор.

Газ попадает в буровой раствор следующими путями:

1. Вместе с выбуренной породой.
2. Свободное поступление газа при гидродинамическом давлении ниже пластового.
3. Путем диффузии из газовых пластов через глинистую корку.

Количество газа, попадающего в скважину вместе с выбуренной породой, определяется по формуле

$$Q = \frac{\pi d^2 V_z K H \alpha}{4000}, [M^3 / час]$$

где d – диаметр скважины, м;

V – механическая скорость бурения, м/час

Z – пористость газового пласта, %

K – коэффициент аномальности пластового давления;

H – глубина скважины, м;

α – коэффициент растворимости газа в буровом растворе определяется по табл. 8

Таблица 8

№№ п/п	Плотность бурового раствора, г/см ³	Количество твёрдой фазы, %	Количество жидкой фазы, %	Коэффициент растворимости газа, α
1	1,00	-	100	5,0
2	1,30	35	65	3,25
3	1,50	40	60	3,00
4	1,70	45	55	2,75
5	1,90	50	50	2,50
6	2,20	60	40	2,00

Кроме газа, попадающего в раствор вместе с выбуренной породой, может происходить миграция газа из пласта в скважину в случае наличия разности давления пластового и создаваемого столбом раствора. Такие случаи наблюдаются при бурении первых скважин на новой площади, когда из-за неизвестности пластового давления плотность раствора устанавливают ориентировочно и столб раствора оказывает давление на продуктивный пласт ниже пластового.

В таких случаях количество газа, которое попадает в раствор, определяется по формуле

$$Q = \frac{\pi m h (P_m^2 - P_3^2)}{P_{ам} \mu \ln \frac{R_k}{R_c}}, [\text{см}^3 / \text{сек}]$$

где m -- проницаемость газового пласта, дарси;

h -- толщина пласта, см;

P_3 -- давление столба раствора на забой, кгс/см²;

$P_{ат}$ -- атмосферное давление при открытом устье

$P_{ат} = 1 \text{ кгс/см}^2$

μ -- динамическая вязкость газа, 0,026 Пз ($\mu = 0,026 \text{ Пуаз} = 0,0026 \text{ Па} \cdot \text{С}$);

R_k -- радиус контура питания, см;

R_c -- радиус скважины, см

Для определения количества газа, поступающего в раствор за какое-то время при бурении по газовому пласту, необходимо пользоваться следующей формулой:

$$Q = \frac{\pi m V (P_m^2 - P_3^2)}{\mu \ln \frac{R_k}{R_c}} \cdot \frac{t^2}{2},$$

где V -- механическая скорость бурения берется в см/сек;

t -- время бурения по газовому пласту, секунды.

Поступление газа в скважину путем диффузии из пласта через глинистую корку считается ничтожно мало и этой величиной рекомендуется пренебрегать.

Однако исследования последних лет в этой области показали, что такая диффузия может достигать значительных величин и явиться причиной газопроявлений и выброса раствора, что имеет место при простое скважины сутками либо же при вскрытом газовом пласте.

Так, например, скважина 1 Северный Мубарек при забое 2170 м и растворе плотностью $1,32 \text{ г/см}^3$ и вскрытом XVII газовом горизонте толщиной 15 м простояло 36 часов. При вызове циркуляции наблюдались сильно газированные участки раствора, его всплески выше ротора и перелив скважины. Нет сомнения в том, что причиной этих газопроявлений явилась диффузия газа из пласта через глинистую корку в скважину, при этом снижение плотности, выходящего из скважины раствора, дошло до $1,12-1,14 \text{ г/см}^3$.

1.5 Гидростатическое давление столба бурового раствора, насыщенного газом, на забой скважины.

Гидростатическое давление столба бурового раствора, насыщенного газом, т.е. газированного раствора, определяется из выражения Р.И.Шищенко:

$$P + \frac{a}{1-a} \ln P = 0,1\gamma_1 H + 1, \quad (11)$$

где P – гидростатическое давление столба газированного раствора, кгс/см^2 ;

a – количество газа, содержащегося в 1 литре газированного раствора на поверхности в долях единицы (100%, 1,90%, 0,9...10% = 0,1);

γ_1 – удельный вес входящего раствора, г/см^3 ;

H – расчетная глубина, метры;

1 означает, что давление равно атмосферному, что имеет место при открытом устье скважины.

Выражение (11) является трансцендентным уравнением; определяем P и оно же стоит под логарифмом, который решается методом последовательных приближений.

Снижение давления на забой в зависимости от степени газонасыщенности бурового раствора может быть определено по эмпирической формуле Стронга Уайта:

$$\Delta p = 2,3 \frac{\gamma_1 - \gamma_2}{\gamma_2} \ln P_1, \quad (12)$$

где γ_1 – удельный вес входящего бурового раствора;

γ_2 – удельный вес исходящего бурового раствора;

P_1 – гидростатическое давление входящего бурового раствора γ_1 .

4.6 Нормирование плотности бурового раствора.

Плотность бурового раствора выбирается с учетом коллекторских свойств продуктивного пласта, глубины его залегания и пластового давления; изменяется по мере их уточнения.

Для скважины глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое весом столба бурового раствора, должно на 10-15% превышать ожидаемое пластовое давление.

Для скважины глубиной до 2500 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое весом столба бурового раствора, должно на 5-10% превышать ожидаемое пластовое давление.

Для скважины глубиной до 2500 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое весом столба бурового раствора, должно на 5% (или до 5%) превышать ожидаемое пластовое давление.

Отклонение от установленной величины плотности бурового раствора не допускается больше чем на $10,02 \text{ г/см}^3$ по замерам раствора, освобожденного от газа.

Истинная плотность бурового раствора $\rho_{ист}$ — она же ρ освобожденная от газа, определяется по формуле:

$$\rho_{ист} = \frac{\rho_{газ}}{1 - \frac{\Gamma}{100}}, \quad (13)$$

где $\rho_{газ}$ — плотность выходящего из скважины газированного раствора, г/см^3 ;
 Γ — содержание газа в растворе, %.

Содержание газа в циркулирующем растворе « Γ » определяется прибором ВГ-1М (ВНИИГаз – 1 Модернизированный), или прибором новой конструкции ППР-1 (прибор газосодержания раствора), или лабораторным методом, так называемый «Метод разбавления раствора водой», при этом расчет производится по формуле:

$$\Gamma = 2(250 - V),$$

где 250 — вода 200 мл и газированный раствор 50 мл;

V — объем смеси, оставшийся в колбе после интенсивного перемешивания и разбалтывания, тоже в мл; этот объем после удаления газом бывает меньше первоначального.

Пример, в колбу залили 50 мл газированного раствора, затем в нее же 200 мл воды. Хорошо в течение 25-30 минут ее взбалтывали, после замерили и обнаружили, что $V = 245$ мл. Тогда

$$\Gamma = 2(250 - 245) = 10\% \text{ газа в растворе.}$$

Плотность бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта определяется по формуле:

$$\rho = \rho_{ур} + (0,05 / 0,15) \rho_{ур},$$

где $\rho_{ур}$ — плотность бурового раствора, столб которого уравнивает пластовое давление, г/см^3 .

4.7 Методы ликвидации открытых фонтанов

Успех работ по ликвидации возникших фонтанов зависит в первую очередь от правильности выбранного плана работ и четкого его осуществления.

Меры по ликвидации фонтана должны приниматься быстро, так как промедление резко осложняет дальнейшее их проведение, главным образом из-за опасности разрушения устья скважины и образования кратера.

Обязательным условием возникновения проявления и фонтанирования скважины является наличие депрессии на продуктивный пласт, т.е.

$$P_{\text{заб}} < P_{\text{пл}} >$$

что возникает в скважине при выполнении различных технологических операций: вскрытие пласта, СПО, простой, падение давления на забой при ОЗЦ и т.д. и т.п. В связи с чем можно утверждать, что все методы ликвидации фонтанов основаны на создании в скважине условия, когда $P_{\text{заб}} < P_{\text{пл}}$ и они отличаются друг от друга только средствами достижения этой цели.

Работы по ликвидации фонтана состоят из двух параллельных этапов:

- работы на устье скважины
- работы по приготовлению задавочной жидкости

Работы по 1 этапу начинаются с расчистки площадки вокруг устья скважины для обеспечения доступа к нему при выполнении работ по герметизации устья.

Работы по 2 этапу начинаются со строительства глинзавода

- создается штаб по ликвидации фонтана

4.8 Ликвидация открытых фонтанов путем герметизации устья скважины с последующей задавкой жидкости.

При перекрытии потока на устье скважины поступление флюида прекращается, депрессионная воронка в источнике выравнивается и забойное давление сравнивается с пластовым.

Указанный метод может быть реально осуществлен только в тех случаях, когда зацементированная в скважине колонна и устьевая обвязка обладают достаточной прочностью для давления, возникающего в скважине после закрытия ее устья без угрозы прорыва флюида за башмак колонны с последующим появлением грифонов, что фактически имело место в ряде случаев на месторождениях Западного Узбекистана (Газли, Шурчи).

После герметизации устья скважина может быть заглушена либо прямой задавкой (лобовая задавка) бурового раствора необходимой плотности (с оттеснением содержимого скважины в пласт-источник), либо (в газовых скважинах) заполнена таким же раствором лубрицированием.

4.9 Ликвидация открытых фонтанов путем создания искусственного пакера в стволе скважины с последующей задавкой жидкости.

Иногда после герметизации устья фонтанирующей скважины устанавливается сильный переток флюида из нее через место нарушения колонны, разрыв стенки скважины или в поглощающий пласт. Как правило, переток сопровождается появлением грифонов у ее устья. Место утечки газа можно определить многими способами, из которых наиболее достоверные результаты дают термограммы, а также нейтронный гамма-каротаж (НГК) и гамма-гамма-каротаж (ГГК), снятые по стволу скважин.

Наличие сильных перетоков в стволе скважины характеризуется также тем, что при закачке жидкости через герметизированное устье она уносится встречным потоком в поглощающий пласт или грифон, и после прекращения закачки восстанавливается прежнее избыточное давление на устье.

В подобных случаях переток флюида может быть ликвидирован созданием искусственного пакера в кольцевом пространстве между стенками скважины и имеющейся в ней специально спущенной под давлением колонной труб (бурильных или НКТ).

Глубина установки такого пакера должна быть больше глубины места утечки (стока) и интервала, где после герметизации устья может произойти разрыв стенок.

Роль пакера могут выполнить искусственно образованные пробки из различных инертных материалов: деревянные, резиновые, пластмассовые или дюралевые шары, вводимые во внутреннюю колонну труб, поднимаемые в кольцевом пространстве потоком флюида и задерживаемые бурильными замками или муфтами трубных колонн либо специальными улавливателями, установленными на принудительно спущенных трубах. Образованная шарами пространственная решетка уплотняется затем инертными материалами (обрезки резины, вата и др. материалы).

4.10 Ликвидация открытых фонтанов методом ввода в поток флюида задавочной жидкости на расчетном режиме.

Если для применения лобовой задавки скважины промежуточная колонна не выдерживает внутреннего давления, тогда применяется данный метод - ввода в поток флюида (нефти, газа, воды) задавочной жидкости на расчетном режиме. Каналами для подвода задавочной жидкости могут служить находящаяся в скважине внутренняя колонна труб или, если устье разрушено, специально пробуренные наклонно-направленные скважины.

Решение задачи о выборе оптимального сочетания основных параметров режима глушения фонтана по этому методу (плотности задавочной жидкости, темпа закачки в л/сек и необходимого объема) требует рассмотрения значительного количества вариантов. При прочих равных условиях (дебит флюида, удельный вес задавочной жидкости) необходимый темп закачки тем меньше, чем ниже она подается в ствол скважины, и чем меньше гидравлический диаметр канала фонтана. При малых глубинах ввода жидкости в восходящий поток флюида использование рассматриваемого метода нецелесообразно.

Наклонно-направленные скважины целесообразно сооружать с максимальным приближением их забоев к аварийному стволу. Место соединения стволов по возможности выбирать с охватом контакта двух непроницаемых слоев, например, глины и ангидрита, а гидравлическую связь между ними вызывать путем гидроразрыва с разрывом образовавшейся трещины.

Подробно необходимые расчеты для реализации рассматриваемого метода глушения фонтанов производятся на ЭВМ по заранее составленной программе, в которую вводятся исходные данные конкретного фонтана.

4.11 Ликвидация фонтанов методом закрытия ствола аварийной скважины с помощью ядерного взрыва.

Способ обычно используют в случаях, когда устье фонтанирующей скважины представлено кратером, недоступно из-за высокой температуры горящей струи, а также проведение работ на устье нецелесообразно или невыполнимо по каким-либо техническим причинам. Сущность способа сводится к тому, что в стволе аварийной скважины выбирается достаточно мощный интервал непроницаемых пород (глин, солей, ангидритов), в которой выводится наклонно-направленная скважина с максимальным сближением стволов (достаточно 15-20м).

В последнюю, т.е. в наклонную скважину, спускается мощное взрывное устройство (атомная бомба), управляемое по кабелю с поверхности, и надежно изолируется от остальной части ствола цементированием колонны буровых труб, на которых атомная бомба спускалась в скважину. Затем после ОЗЦ 48-50 часов передачей импульса по кабелю с поверхности вызывается взрыв устройства, в результате чего происходит деформация массива горных пород, т.е. обвал камуфлет, и закрытия ее ствола.

4.12 Ликвидация открытых газовых фонтанов с кратером на устье методом отвода газа в наклонную скважину.

Если при газовом фонтане достигнуто хорошее сообщение между стволами фонтанирующей и наклонной скважин, причем последняя обладает большой пропускной способностью (имеет увеличенный), то фонтан можно ликвидировать не только методом закачки жидкости в поток газа, но и посредством выпуска газа через наклонную скважину.

Обычно кратер бывает заполнен пульпой, плотность которой достигает 1300-1500 кг/м³. Эта пульпа образуется за счет смешения разрушенного песчано-глинистого материала и воды, выносимой газом из ствола скважины. Объем пульпы в кратере исчисляется тысячами кубических метров (скв.108 Газли ≈ 20 тыс.м³, скв.105 Уренгой ≈ 12 тыс.м³). Пульпа в кратере весом своего столба оказывает противодействие на устье скважины. Например, по скв.108 Газли при глубине кратера около 110 м и плотности пульпы 1440 кг/м³ это противодействие составляло ≈ 15 кгс/м².

При использовании метода ликвидации путем отвода газа вызывает поток в наклонную скважину при минимально возможном противодействии на устье (газ выпускается в атмосферу). При этом возможно резкое снижение потока газа к

устью аварийной скважины, в результате которого жидкость из кратера проникает в ствол, накапливаясь на забое, после чего как фонтанирующая, так и наклонная скважины глохнут. Далее через наклонную и аварийную скважины прокачивают в кратер заранее подготовленный раствор, а за ним различные смеси для окончательной изоляции газового пласта.

4.13 Ликвидация открытых фонтанов методом заводнения продуктивного пласта через наклонные скважины.

Этот метод можно использовать в случаях, когда по техническим причинам проведение работ на устье неосуществимо, ствол скважины полностью перекрыт обсадной колонной и возможность входа в него наклонными скважинами вблизи источника исключается. Тогда через специально пробуренные наклонные скважины с выходом их забоев в продуктивный пласт с максимальным приближением к стволу фонтанирующей скважины закачивают воду для оттеснения пластового флюида и заводнения воронки депрессии. При этом продуктивность скважины (ее дебит) уменьшается. При подаче воды в пласт по кольцу, в центре которого находится фонтанирующая скважина, дебит газа может резко сократиться. После заводнения пристволенной зоны пласта вместо фонтана газа из скважины будет изливаться вода. Указанный метод в практике Республики Узбекистан не использовался, т.к. требует большое количество воды.

4.14 Глубина спуска башмака обсадной колонны.

Горные породы в открытой части ствола при газонефтепроявлениях могут быть подвержены воздействию пластового давления. В связи с этим глубину спуска кондуктора и промежуточной колонны, после спуска которых ожидается вскрытие газового или нефтяного пласта, определяют из условия предупреждения гидравлического разрыва пород под действием пластового давления.

В.Д.Малеванский для случая газопроявлений предложил зависимость

$$H_k = P_{ин} / P_{гр} , \quad (14)$$

где H_k - глубина спуска обсадной колонны,

$P_{гр}$ - градиент давления разрыва, условно принятый $0,200 \text{ кгс/см}^2/\text{м}$.

Зависимость (14) полученная в предположении, что скважина опорожняется полностью, ее устье герметизировано, а пластовое давление полностью передается на горные породы вышележащего разреза.

В АзНИИНефти разработана методика определения необходимой глубины спуска кондуктора и промежуточной колонны, при которой исключается гидроразрыв породы ниже башмака колонны при борьбе с газонефтепроявлениями.

$$H_k = P_{ин} / (P_{гр} - P_{см}), \quad (15)$$

где $P_{ин}$ - ожидаемое избыточное давление на устье, кгс/см^2

$P_{гв}$ - градиент давления гидроразрыва пласта, $\text{кгс/см}^2/\text{м}$;

p_{cv} – ожидаемое значение градиента гидростатического давления газированной смеси в скважине, кгс/см²/м.

В случае возможного газового фонтана при газопроявлениях значением градиента гидростатического давления газа в скважине пренебрегают ввиду его малости, а избыточное давление на устье принимают равным пластовому. При этом формула (15) приобретает вид

$$H_k = P_{пл} / P_{гр} \cdot z$$

т.е. по существу превращается в формулу В.Д.Малеванского.

После определения H_k необходимо уточнить глубину спуска колонны в зависимости от разреза. Например, на площади Адам-Таш кровля газового XV горизонта залегает на глубине 1300 м с $P_{пл} = 180$ кгс/см². Тогда по формуле (14) имеем

$$H_k = 180/0,200 = 900 \text{ м.}$$

Однако в инт. 1000-1260м залегает соляногидриновая толща, агрессивно влияющая на химобработку бурового раствора и вызывающая другие осложнения. Эту толщу необходимо перекрыть промежуточной колонной, башмак которой требуется установить в пласте-покрышке газового XV горизонта. При этом необходимо учитывать наличие опасного интервала, при прохождении которого возможны газопроявления и аварийное фонтанирование скважины.

4.15 Опасный интервал бурения.

Опасный интервал бурения - это интервал в покрышке газонефтяного пласта при бурении «кармана» (зумпфа) для установки башмака промежуточной колонны или кондуктора, расстояние x_1 от кровли покрышки рис.5.А далее, после спуска и цементирования колонны и проведения соответствующей подготовки, бурение оставшегося расстояния x_2 от ранее допустимого забоя до кровли газонефтяного пласта. Из-за не учета опасности возникновения осложнений в данном интервале ($x_1 + x_2$) возникли тяжелые открытые фонтаны при бурении скважин в Западном Узбекистане .

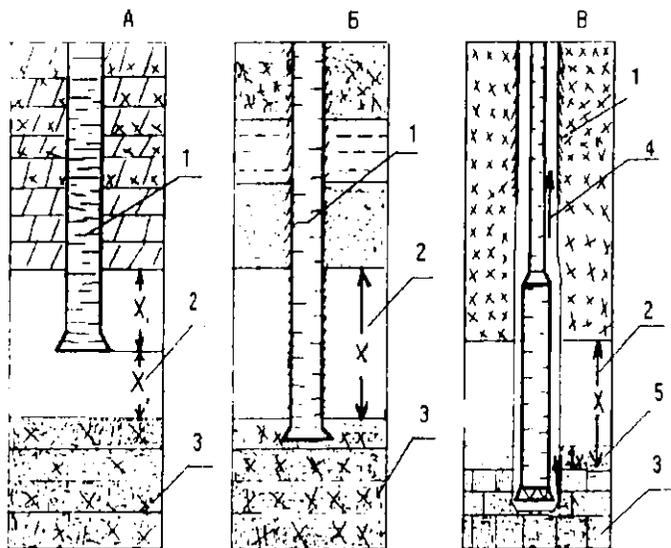


Рис. 5 Схема опасного интервала бурения в пласте-покрышке продуктивного горизонта:

1- промежуточная колонна; 2- пласт-покрышка; 3- продуктивный пласт;
 4- буровой инструмент; 5- полупокрышка;
 X -толщина пласта-покрышки; X_1 -зумпф;
 X_2 - интервал от башмака колонны до кровли продуктивного пласта;
 X_1 - толщина полупокрышки.

На рис.5.А показана схема опасного интервала, который расположен в пласте-покрышке продуктивного горизонта: промежуточная колонна 1, башмак которой установлен в покрывке 2 по толщине ее вскрытия на x_1 и расстояния x_2 от башмака до кровли продуктивного пласта 3. Бурение расстоянием $x_1 + x_2$ при неизвестной мощности покрывки назван опасным интервалом, так как в любой момент, при бурении очередного метра проходки, могут возникнуть газонефтепроявления, угрожающие перейти в открытое фонтанирование.

На рис.5.А показана схема установки башмака промежуточной колонны так, как требуется по правилам бурения. В данном случае башмак промежуточной колонны устанавливают в покрывке на расстоянии x_2 до кровли продуктивного пласта и затем после осуществления подготовительных работ: обвязки устья противовыбросовым оборудованием, приготовление бурового раствора требуемой

и шпирити, разбуривание цементного стакана, чугуниного направляющего конуса и др. и т.п. гусакот к вскрытию продуктивного пласта.

Однако, в поисково-разведочном бурении чаще всего бывает неизвестной толщина покрывки продуктивного пласта и при бурении зунфа расстояния x_1 для вскрытия башмака промежуточной колонны неожиданно вскрываются продуктивный пласт, при этом возможны два варианта.

1 вариант. Когда буровой раствор, которым производится бурение под промежуточную колонну, создает достаточное противодавление на продуктивный пласт. В этом случае вскрытие продуктивного пласта не обнаруживается, и работы производятся своим чередом: каротаж, спуск и цементирование колонны, ОЗД, установка превенторов, приготовление раствора, разбуривание цементного стакана и направляющего конуса, дохождение до старого забоя. Причем все эти работы производятся без малейшего подозрения того, что газовый пласт уже вскрыт.

На рис.5. Б показана схема такого положения, когда башмак промежуточной колонны установлен в газовом пласте, т.е. расстояние x_1 , x_2 и часть газового пласта были пробурены до пуска промежуточной колонны. В результате при попытке продолжить бурение после разбуривания башмака возникает аварийный фонтан. Но причине неожиданного вскрытия газового пласта при бурении в покрывке возникли тяжелые газовые фонтаны на скв.№ 2 Южный Мубарек, скв.№ 1 Кара-Итай, скв.№ 1 Адам-Таш и др.

2 вариант. Когда буровой раствор, которым производится бурение под промежуточную колонну, не создает достаточного противодавления на неожиданно вскрытый продуктивный пласт. В этом случае аварийное фонтанирование возникает сразу мгновенно при бурении первых 1-2 метров. На рис. 5.В показан случай, произошедший в скв. № 2 Намук. Здесь, при бурении в покрывке, расстояние x_1 , как предполагалось пробурить 35 м при проектной мощности покрывки 140 м, возник открытый газовый фонтан с глубины 2780 м из XV горизонта с АВПД, после того, как пробурили всего 21 м. Хотя превентор был сразу же закрыт по правилам, т.е. при подвешенном инструменте на талях и открытым гусакот от превенторного отвода, направленном в желоб, тем не менее, высокодебитная струя воды и газа из пласта с АВПД выбила один превенторный отвод прямо у крестовины и таким образом получился и неуправляемый газ-водяной фонтан.

Из вышеизложенного следует, что бурение скважины в покрывке продуктивного пласта как расстояние x_1 , так и x_2 и вскрытие первых метров продуктивного пласта является самым ответственным моментом в проводке скважины и должно производиться комплексно, путем изучения геологического строения покрывки и технологически возможностей в части предупреждения осложнений.

При изучении геологической характеристики покрывки продуктивного горизонта с АВПД следует обращать внимание на наличие полупокрывки продуктивного пласта x_3 насыщенной углеводородами и обладающей пластонным давлением, что и продуктивный пласт. Следует отметить, что полупокрывка имеет нулевую проницаемость, поэтому вскрытие ее на депрессии давлений не вызывает выброса раствора. При циркуляции имеются лишь всплески его чуть выше ротора, однако при этом отмечаются значительные газопоказания, при которых приборы

газокаротажной станции показывают максимум и даже зашкаливают. По данному признаку не трудно сориентироваться и остановить углубление скважины и утяжелить раствор. Признаком вскрытия продуктивного пласта с АВПД является резкое увеличение механической скорости бурения V_m , так как порода в кровле такого пласта является разуплотненной, т.е. имеет плотность меньше, чем она должна иметь в случае нормального давления.

Ее толщина зависит от величины АВПД. Например, на газовом месторождении Култук, где коэффициент аномальности давления равен 1,98-2,0 по первоначальному давлению она составляет $x_3 = 8$ м. При появлении аномалии газопоказаний и при этом V_m не изменяется, то это означает, что вскрыта полуокрышка.

Контрольные вопросы:

1. Какие причины возникновения газопроявлений вам известны?
2. Какие причины открытых газовых и нефтяных фонтанов имеют место при вскрытии продуктивных пластов?
3. Назовите пути попадания газа в буровой раствор.
4. Как изменится гидростатическое давление столба газированного бурового раствора на забое скважины в зависимости от плотности исходящего раствора?
5. Какие нормы репрессии на пласт допускаются при выборе плотности бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта?
6. Назовите методы ликвидации открытых фонтанов.
7. Напишите формулу для определения гидростатического давления столба неразгазированного бурового раствора.

5. Предупреждение и борьба с поглощениями промывочной жидкостью.

План проведения лекции.

- 1 Основные причины поглощения промывочной жидкости.
- 2 Исследование зон поглощений.
- 3 Классификация зон поглощения бурового раствора по А.А. Гайворонскому.
- 4 Методы предупреждения и ликвидации поглощений.
- 5 Технология проводимых работ по ликвидации катастрофических поглощений бурового раствора на газонефтяном месторождении Кокдумалак с АВПД.
- 6 Тампон из быстросхватывающейся тампонажной смеси (БТС).
- 7 Тампон из отверждаемых глинистых растворов (ОГР).
- 8 Тампон из соляро-бентонитовой смеси (СБС) и соляро-бентонито-баритовой смеси (СББС).

5.1. Предупреждение и борьба с поглощением промывочной жидкости.

Поглощение промывочной жидкости это осложнение в скважине, характеризующееся полной или частичной потерей циркуляции промывочной жидкости в процессе бурения.

Поглощение промывочной жидкости объясняется, во-первых, превышением давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение) и, во-вторых, характером объекта поглощения.

Поглощающими объектами могут быть: продуктивные и водоносные пласты с большой пористостью и проницаемостью и относительно невысоким пластовым давлением; дренированные пласты, т.е. пласты, в которых в результате продолжительной эксплуатации снизилось давление, образовались дренажные каналы, по которым может перемещаться промывочная жидкость; трещиноватые и кавернозные породы, а также породы, перемятые и нарушенные тектоническими сдвигами, карстовые пустоты. В практике бурения наблюдаются случаи, когда поглощения промывочной жидкости возникают не только при вскрытии объекта поглощения в процессе бурения, но и во время спускоподъемных операций. При движении труб в глинистом растворе часть раствора, соприкасающаяся с поверхностью труб, прилипает к последним и движется с той же скоростью, что и трубы, вследствие взаимодействия между слоями. Некоторая скорость сообщается и остальной массе раствора. При спуске бурильных труб скорость движения раствора направлена по всему сечению вниз, причем у стенок скважины скорость равна нулю, а дальше равномерно возрастает по мере приближения поверхности трубы, где она равна скорости движения трубы.

Если раствор находится в закрытой скважине, то часть его (у поверхности труб) движется вниз, а раствор, находящийся в середине кольцевого пространства вверх. Таким образом, создается компенсирующий перекрестный поток. Движение раствора внутри труб направлено вверх по оси трубы и постепенно принимает обратное направление в слоях, находящихся ближе к стенкам труб, достигая максимальной скорости у самых стенок (рис.6).

При разности скоростей соприкасающихся слоев раствора происходит сдвиг по границам быстро движущегося слоя, вызывающий его торможение. Реакция торможения увеличивает гидростатическое давление на забой. Иногда это приводит к образованию в породах трещин, по которым и уходит глинистый раствор.

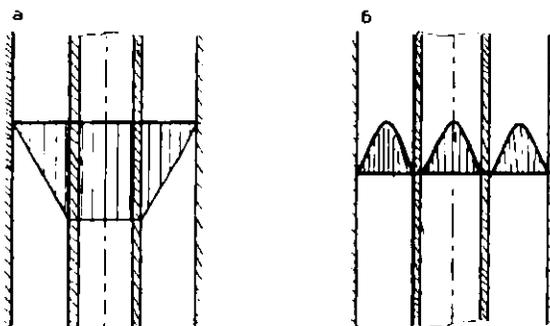


Рис.6 Схема распределения скоростей движения раствора при спуске труб

а- в открытой скважине; б- в закрытой скважине

Трещины, возникающие в породе вследствие высоких давлений, могут не только послужить причиной потери промывочной жидкости, но и способствовать осложнениям, вызывающим нарушение целостности ствола скважины.

5.2. Исследования зон поглощений.

Для того чтобы принять эффективные способы борьбы и разработать мероприятия по предупреждению поглощений промывочной жидкости при бурении последующих скважин, надо сразу же после вскрытия зоны поглощения провести комплекс исследований. Полный комплекс исследований включает геофизические, гидродинамические методы и отбор образцов пород. Проводится кавернометрия по всему стволу и радиокартаж в изучаемом интервале, предварительно выделяются глубины залегания кровли и подошвы поглощающих зон, выбираются интервалы для гидродинамических исследований. При одной скрытой поглощающей зоне пластовое давление определяется по положению статического уровня плотности жидкости в скважине. Зоны интенсивных поглощений и перетоков отбираются расходомером, спускаемым на кабеле при прокачке жидкости в скважину буровыми насосами. В качестве примера рассмотрим широко применяемый расходомер электроимпульсный РЭИ-УФНИИ. Измерения основаны на регистрации скорости вращения крыльчатки потоком проходящей через нее жидкости. До зоны поглощения крыльчатка вращается прокачиваемой с устья жидкостью, а ниже подошвы зоны поглощения крыльчатка не вращается. При нескольких зонах интенсивных поглощений крыльчатка, проходя через них, снижает скорость вращения пропорционально количеству поглощаемой каждой из них жидкости.

Более точные измерения пластовых параметров поглощающих пластов (горизонтов) проводятся с помощью глубинных монометров и пакеров, позволяющих изолировать одну поглощающую зону от другой.

5.3. Классификация зон поглощения бурового раствора по А.А.Гайворонскому.

Благодаря перепаду давления между гидростатическим столбом жидкости в скважине и вскрываемым пластом циркулирующая промывочная жидкость при бурении скважины может поглощаться. Характер поглощающей зоны определяется из положения статического и динамического уровней в стволе скважины в функции производительности насосов.

Классификация поглощающих зон по А.А.Гайворонскому базируется на приемистости вскрытых интервалов трещиноватых и кавернозных пород, когда для бурения в качестве промывочной жидкости применяют воду.

На основании изучения работ по борьбе с поглощениями буровых растворов для предотвращения осложнений были предложены классификация зон, поглощающей жидкости и мероприятия по борьбе с осложнениями.

Классификация зон поглощения.

Категория I	$K \leq 1$
Категория II	$K = 1 / 3$
Категория III	$K = 3 / 5$
Категория IV	$K = 5 / 15$
Категория V	$K > 15$
Категория VI	$K > 25$

Здесь K – коэффициент поглощения промывочной жидкости пластом.

Если $K \leq 1$, потеря промывочной жидкости устраняется переходом с бурения водой к бурению на глинистом растворе. Если $K = 1 / 3$, поглощение ликвидируется путем цементирования забоя быстросхватывающейся цементной смесью в количестве 5-10 тонн с большой вязкостью. Если $K = 3 / 5$, поглощения ликвидируются путем цементирования забоя цементом с добавкой канефоля в количестве 10-20 тонн. Если $K = 5 / 15$, поглощения жидкости ликвидируются цементированием забоя цементом (20-60 тонн) с добавкой очень вязкого хвойного масла и бентонитом. Если $K \geq 15$, перед цементированием забоя интенсивность поглощения скважины снижается с помощью закачки песка или после введения инертного материала (когда K становится меньше 15, цементирование производится в соответствии с описанным выше пунктом. Если $K > 25$, переходят к бурению без восстановления циркуляции и спускают промежуточную колонну; расход поглощаемой жидкости определяют, измеряя падение уровня в приемных смкостях.

Формула, на основании которой вычисляется коэффициент поглощения K в случаях частичных уходов.

$$K = \frac{Q}{\sqrt{H+h}} \text{ ?}$$

где К - характеризует пропускную способность трещин, каверн и был назван автором «коэффициентом поглощения»;

Q – количество, теряемое жидкостью в м³/час;

H – давление водяного столба, которое характеризует разность между динамическим уровнем и статистическим при количестве прокачиваемой жидкости, равному Q;

h – дополнительное давление восходящего потока жидкости, теряющееся на преодоление гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве при наличии частичной циркуляции в поглощающем пласте, в м водяного столба.

Динамический уровень является единственным показателем, который трудно определить. Динамический уровень определяется таким образом: в скважину спускают бурильные трубы приблизительно на 5-10 м ниже статистического уровня.

Из ротора вынимают клинья, а элеватор с подвешенными бурильными трубами подтаскивают к направлению и опускают на стол ротора.

На рабочую трубу навинчивают переводник с бурильным замком из трубы 73 мм длиной 1,5-2 м.

После этого ниппель опускается между направлением и бурильной трубой.

Затем закачивают воду через рабочую трубу и ниппель в кольцевое пространство, используя один или два насоса.

Динамический уровень замеряют поплавком, вводимым при помощи лебедки Яковлева в бурильные трубы.

Если после цементирования забоя циркуляция не восстанавливается, эффективность применяемых мер в дальнейшем может быть повышена только после уменьшения полученного для величины К значения.

Приведенная классификация зон поглощения циркулирующей жидкости может способствовать упорядочению мер, применяемых для изоляции этих зон, и приводить к огромной экономии времени и материалов.

Эта классификация, а также предложенные методы по борьбе с поглощением раствора, были успешно применены в Узбекистане.

5.4. Методы предупреждения и ликвидации поглощений.

В существующих методах ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или полном прекращении циркуляции промывочной жидкости выделяются следующие основные направления: борьба с осложнениями путем уменьшения перепада давления между скважиной и поглощающим пластом в результате изменения параметров промывочной жидкости; изоляция поглощающего пласта от скважины закупоркой каналов поглощения;

специальными цементными растворами и пастами; бурение без выхода промывочной жидкости с последующим спуском обсадной колонны.

Для предупреждения и борьбы с поглощениями глинистый раствор должен иметь минимальную плотность и обладать достаточной вязкостью, начальным напряжением сдвига и тиксотропностью.

При поглощениях интенсивностью 100–200 м³/ч положительный эффект дает переход на бурение с промывкой азрированными и эмульсионными глинистыми растворами. Азрированные глинистые растворы целесообразно применять при небольших глубинах залегания поглощающего пласта, чтобы эффект азриции не снижался действием давления самого столба промывочной жидкости.

Одним из видов закупорки поглощающих каналов является способ закачки в пласт структурированного, тиксотропного раствора, создающего с течением времени в проводящих каналах поглощающего пласта жесткую структурированную сетку. Заливка поглощающего пласта специальными цементными растворами – наиболее распространенный способ ликвидации поглощений.

Для получения требуемого эффекта закупорки поглощающих каналов цементный раствор должен удовлетворять двум основным требованиям: быть в достаточной мере структурированным и иметь необходимое время схватывания и затвердения. Этим требованиям удовлетворяют гельцементы (ГЦП), специальные растворы и быстросхватывающиеся смеси (БСС).

Гельцементами называются цементные пасты, приготовленные на глинистом растворе. Параметры ГЦП зависят от соотношения цемента и глинистого раствора. Для ее получения сухой тампонажный или глиноземистый цемент затворяют на заранее приготовленном растворе из бентонитовой глины.

Сроки схватывания цементных растворов регулируются добавками реагентов-ускорителей. В качестве реагентов ускорителей наиболее широко применяются жидкое стекло, хлористый кальций, кальцинированная сода; иногда используют также глиноземистый цемент. Смеси цемента и других материалов, резко уменьшающих сроки схватывания раствора, закачиваемого в зоны поглощения, называются быстросхватывающимися нефцементными смесями, в состав которых входят цемент и дизельное топливо.

В каждом отдельном случае рецептуру ГЦП или БСС разрабатывает лаборатория. Время от момента затвердения до начала схватывания БСС должно быть рассчитано так, чтобы можно было успеть выполнить все операции от начала приготовления смеси до конца продавки ее в скважину. ГЦП и БСС можно закачивать в скважину через бурильные трубы. Конец бурильных труб следует устанавливать выше кровли поглощающего горизонта. Количество промывочной жидкости принимается равным внутреннему объему спущенных бурильных труб, соответствующему их длине, за вычетом положения статического уровня и еще 50 м. Во избежание прихвата бурильных труб во время заливки их надо все время расхаживать.

5.5. Технология проведения работ с применением полимерцементных растворов (ПЦР).

Операции по транспортировке (доставке) компонентов рекомендуемых для борьбы с поглощениями бурового раствора бинарной смеси в зону поглощения можно осуществить двумя способами:

1) последовательной закачкой компонентов смеси через бурильную колонну;

2) параллельной закачкой компонентов смеси: 13%-ной соляной кислоты или 20%-ного раствора хлорида кальция через бурильную и техническую колонны.

1. Порядок проведения работ при последовательной закачке компонентов смеси через бурильную колонну следующий:

а) после предварительной опрессовки нагнетательных линий необходимо приступить к закачке 13%-ного раствора соляной кислоты (приготавливается путем разбавления 27%-ной товарной соляной кислоты водой в соотношении 1:1) или 20%-ного водного раствора хлорида кальция. Объем соляной кислоты или хлорида кальция применяют в количестве 4-6 м куб;

б) после закачки соляной кислоты или хлорида кальция без остановки начинается закачка буферной жидкости из 10%-ного раствора реагента К-9 (технологический продукт), основной задачей которой является разделение раствора соляной кислоты или хлорида кальция от ПЦР, чем исключается преждевременная реакция между компонентами бинарной смеси. Объем буферной жидкости принимается 1,2 - 1,5 м куб;

в) затем начинается закачка ПЦР в объеме 6 - 7 м куб;

г) после закачки расчетного объема ПЦР и задавки ее в поглощающую зону расчетным объемом продавочного раствора устье скважины герметизируется и оставляется на ожидание формирования тампона (ОФТ) на 10 - 12 часов. В период первых трех часов ОФТ через каждые 30 минут производится расхаживание бурильного инструмента на длину одиночки через ПУГ. В период ОФТ через каждые 2 - 3 часа производится подкачка бурового раствора в бурильную колонну в объеме 0,1 м куб. с целью определения сообщаемости трубного и затрубного пространств.

2. Порядок проведения работ при параллельной закачке компонентов бинарной смеси через бурильную колонну и кольцевое пространство следующий:

а) после предварительной опрессовки нагнетательной линии приступают к закачке через бурильную колонну буферной жидкости из 10%-ного водного раствора К-9 в объеме 1,0 м куб. и 13%-ного раствора соляной кислоты или 20%-ного раствора хлорида кальция в объеме 4 - 5 м куб., затем еще буферной жидкости из реагента К-9 в объеме 1,0 м куб., после чего закачивается расчетный объем продавочного раствора для доставки соляной кислоты или раствора хлорида кальция в зону поглощения;

б) параллельно с закачкой соляной кислоты или раствора хлорида кальция через бурильную колонну в кольцевое пространство между бурильной колонной и 8" технической колонной (стенкой скважины) приступают к закачке ПЦР в объеме 6 - 7 м куб., который продавливается в зону поглощения расчетным объемом продавочного раствора;

г) скорости закачки компонентов бинарной смеси через бурильную колонну и кольцевое пространство рассчитываются таким образом, чтобы оба компонента достигли зоны поглощения одновременно с последующим их смешиванием и образованием в зоне поглощения резиноподобного тампонирующего материала.

д) вытекаемый при параллельной закачке компонентов смеси буровой раствор из бурильной колонны и кольцевого пространства уходит в зону поглощения;

е) после окончания продавки устье скважины герметизируется и выполняются операции согласно пункту "г" процесса последовательной закачки. После истечения времени ОФТ производится проверка результатов проведенных работ.

Для предупреждения возникновения возможных аварийных ситуаций при закачке раствора соляной кислоты или хлорида кальция через бурильную колонну можно поменять местами процессы закачки ЦПР и коагулятора.

Кроме этого, все операции по последовательной закачке компонентов бинарной смеси можно перевести в кольцевое пространство между бурильной и "8" технической колонной (месторождение Кокдумалак). В этом случае исключается возможное оставление продуктов реакции внутри бурильной колонны и в насадках долота.

5.6. Тампон из быстротвердеющей тампонажной смеси (БСТС).

При разбуривании очередного 23-его по счету цементного моста на глубине 2919 м в скв. №110 Кокдумалак вновь открылось катастрофическое поглощение бурового раствора с плотностью $1,96 - 1,98 \text{ г/см}^3$.

Подняв бурильный инструмент в башмак 219 мм технической колонны на глубину 2782 м и герметизировав устье скважины, решили установить тампон из БСТС по рецептуре ИГИРНИГМ.

БСТС на основе синтетической смолы состоит из следующих компонентов:

- карбамидформальдегидная смола 40-45%
- отвердитель КПА - 5 7-8%
- утяжелитель барит (до получения требуемой плотности раствора БСТС $1,90 \text{ г/см}^3$). 40-45%
- остальное вода

БСТС готовили на буровой по следующей технологии.

1. Имея в виду, что раствор БСТС имеет кислую среду (рН 5), а буровой раствор, оставшийся в осредительной емкости, имеет щелочную среду (рН 9), для предупреждения нейтрализации отвердителя КПА-5 тщательно промыли осредительную емкость технической водой.

2. В осредительную емкость залили $3,5 \text{ м}^3$ карбамидформальдегидной смолы, после чего при постоянном перемешивании с добавкой барита утяжелили ее до $1,82 \text{ г/см}^3$. Затем при постоянном перемешивании в течение 10 минут добавили 50 кг отвердителя КПА-5. Общий объем смеси составил $4-5 \text{ м}^3$.

3. Закачали буферную жидкость (воду) в объеме $0,5 \text{ м}^3$ в бурильный инструмент.

4. Подавили буровым раствором плотностью $1,98 \text{ г/см}^3$ в объеме $19,7 \text{ м}^3$. В целях оттеснения тампона от долота закачали $0,7 \text{ м}^3$ раствора в трубное и затрубное пространство. После 4 часов ожидания затвердевания тампона (ОЗТ) произвели

опрессовку тампона на 30 кгс/см². Результаты опрессовки показали отсутствие тампона в зоне поглощения.

После этого провели повторную операцию по закачке тампона из БСТС в объеме 3,5 м³ по вышеописанной схеме. Опрессовкой через 10 часов ОУТ была выявлена его герметичность.

Зона катастрофического поглощения бурового раствора в газовом XV горизонте с АВНД была ликвидирована двумя заливками БСТС, вместо 23-х БСС на основе портландцемента с ускорителем схватывания при его разбурировании на глубине 2919 м поглощение бурового раствора не наблюдалось. Продолжили бурение без поглощения до глубины 3039 м, на этой глубине бурильный инструмент был поднят в башмак технической колонны на глубину 2818 м. Приступили к утяжелению раствора для подъема и проведения геофизических исследований. Утяжеление производили ступенчато: с 1,95 г/см³ до 1,98 г/см³, через 2 часа до 2,00 - 2,01 г/см³. В конце перевода скважины на утяжеленный раствор открылось катастрофическое поглощение. Установили 5 безрезультативных цементных мостов. После шестого цементного моста при его разбурировании на глубине 2920 м опять возобновилось поглощение раствора с плотностью 1,96 - 1,97 г/см³.

Установили тампон из БСТС в объеме 7,2 м³. Состав БСТС: карбамид-формальдегидная смола 5,3 м³ + 80 кг отвердителя АПСМ + барит до плотности 1,83 г/см³. Через 5 часов после закачки тампона из БСТС в результате опрессовки было выявлено его отсутствие. Следом был установлен цементный мост, который оказался герметичным. При разбурировании цементного моста до забоя 3039 м с плотностью 1,96 - 1,97 г/см³ и последующим утяжелением до 2,04 г/см³ для проведения каротажных и подготовительных работ по спуску эксплуатационной колонны поглощение бурового раствора не наблюдалось. Возникает необходимость в проверке эффективности работ с использованием БСТС в сочетании с установкой цементного моста.

5.7. Тампон из отверждаемых глинистых растворов (ОГР).

При разбурировании второго цементного моста в скв. № 51 Кокдумалак на глубине 3009 м произошел провал инструмента до 3012 м и возникло катастрофическое поглощение. При плотности раствора 1,93 - 1,94 г/см³.

Затем произвели подъем инструмента до 2862 м с доливом скважины, загерметизировали трубное пространство установкой задавочной задвижки и затрубное закрытием превентора.

В дальнейшем было принято решение об установке тампона из отверждаемого глинистого раствора (ОГР) на основе смолы ТС-20, разработанного во ВНИИКРнефти. Для приготовления 8 м³ тампона из ОГР на основе смолы ТС-20 были израсходованы: 5 м³ глинистого раствора с плотностью 2,20 г/см³, 1 м³ отвердителя УЭФК, смола ТС-20 - 2 м³. Порядок приготовления тампона: в специальную емкость было залито 1 м³ отвердителя УЭФК, в него добавлено 5 м³ раствора плотностью 2,20 г/см³ и перемешано в течение 2 минут до получения однородного раствора, затем в него было добавлено 2 м³ смолы ТС-20 и в течение 27 минут перемешали реакцию смесь до получения однородной смеси. Начало

отверждения тампона, определенное в лаборатории треста «Узбекбургаз» на консистоморе КЦ-3, равнялось 1 час 26 минут при температуре 85-90° С. В соответствии с этим необходимо было уложиться выполнить все технологические операции по приготовлению, закачке и продавке тампона в интервал зоны поглощения в течение расчетного времени. После смешивания в течение 12 минут было закачено 6 м³ тампона в трубное пространство. При этом давление в трубном было 45 кгс/см², а в затрубном - 30 кгс/см², после закачки тампона сразу приступили к продавке раствором плотностью 1,94 г/см³ в объеме 20,1 м³. Через 3 минуты после начала продавки давление в трубном возросло до 9,0 кгс/см², а в затрубье - до 4,0 кгс/см², а еще через 9 минут достигло: в затрубье 6,8 кгс/см², а в трубном - 13,0 + 14,0 кгс/см² и в конце продавки (продолжительность продавки с объемом раствора 20,1 м³ составила 33 минуты) давление в трубном достигло 17,5 кгс/см², а в затрубье - 12,0 кгс/см². Далее для оттеснения тампона от долота было закачено в трубное 0,8 м³, а в затрубное м³ раствора плотностью 1,94 г/см³. Продолжительность технологического процесса по установке тампона из ОГР на основе смолы ТС-20 (смешивание смолы ТС-20 с раствором, закачка и продавка) составила 1 час 27 минут.

Скважина была оставлена на ОЗТ (ожидание затвердевания тампона) на 2 часа. В первые 3 часа ОЗТ производилось расхаживание инструмента при закрытом пресенторе ПУГ на длину одиночки. Во время ОЗТ давление в затрубном и трубном не изменялось и составляло Р_{зтр} = 1,0 кгс/см², Р_{тр} = 5,0 кгс/см². После ОЗТ произведена опрессовка тампона с избыточным давлением на 4,0 кгс/см². Мост из ОГР на основе смолы ТС - 20 оказался герметичным, в связи с чем скважину перевели на глинистый раствор плотностью 1,96 - 1,98 г/см³.

5.8. Тампоны из соляро-бентонитовой смеси (СБС) и соляро-бентонитобаритовой смеси (СББС).

После разрушения первого цементного моста в интервале 2862-2873 м (забой 2873 м) в скв. № 71 Кокдумалак возобновилось катастрофическое поглощение бурового раствора с плотностью 1,95 - 1,96 г/см³. Решили установить тампон из СББС, для чего:

- набрали в чистую в осредительную емкость 3 м³ дизтоплива и добавили в него смесь глины с баритом с последующим получением раствора в объеме 4,1 м³ и плотностью 1,92 г/см³;

- закачали в бурильный инструмент 1 м³ дизельного топлива в качестве буферной жидкости и 4,1 м³ СББС и еще 1 м³ дизтоплива в качестве разделительной пробки;

- продавили раствором с плотностью в объеме 16,0 м³, затем продолжили закачку продавочного раствора одновременно в трубное 4,1 м³, в затрубное 2,5 м³ с целью вытеснения СББС из бурильных труб и транспортировки в зону поглощения, при этом давление в затрубном пространстве равнялось нулю. При дальнейшей продавке СББС раствором в объеме 3,3 м³ в зону поглощения также не изменялось давление в затрубном пространстве, что свидетельствовало об уходе тампона из СББС в зону поглощения.

После установки очередного цементного моста и проверки его герметичности определили его отсутствие. Цементный мост был установлен из цементного раствора с плотностью 1,92 - 2,02 г/см³. После чего давление в затрубном и трубном пространствах равнялось нулю. В течение ОЗЦ (18 часов) давление в затрубном поднялось до 2,2 кгс/см², а в трубном до 1,0 кгс/см². Было принято решение установить тампон из соляро-бентонито-баритовой смеси (СББС), для чего:

- обвязали агрегаты по принятой схеме;
- в бункер одного из агрегатов набрали 5 м³ дизтоплива;
- проверили приемистость пласта закачкой бурового раствора плотностью 1,95 г/см³;
- в чистой осредительной емкости затворили смесь глины с баритом на дизельном топливе (3 м³) с последующим получением раствора плотностью 1,95 г/см³ (4,2 м³):
 - закачали 1 м³ дизтоплива в бурильные трубы в качестве буферной жидкости;
 - закачали 4,2 м³ затворенной СББС и еще 1 м³ дизтоплива в бурильный инструмент в качестве разделителя;
 - закачали расчетный объем продажного раствора, однако в конце продавки давление в затрубном пространстве поднялось до 22,0 кгс/см².

При разбуривании тампона из СББС и достижении забоя 2873 м возобновилось катастрофическое поглощение бурового раствора. Повторная установка тампона из СББС в объеме 3,5 м³ плотностью 1,93 г/см³ не дали результатов, так как при разбуривании тампона на глубине 2873 м возобновилось катастрофическое поглощение раствора. Проверка наличия цементного моста, установленного после тампонов из СББС, показала его отсутствие.

Также при поглощении применяют тампоны из соляро-бентонитовой смеси (СБС). Состав СБС: 1 м³ дизельного топлива + 1,2 т бентонитовой глины + 0,5 % ПАВ (от массы смеси). ПАВ придает подвижность СБС и способствует лучшему отделению дизтоплива от смеси. В качестве ПАВ можно использовать кальцинированную соду. Тампон установлен в данной скважине, после СББС, дал положительный результат, зона поглощения была ликвидирована.

Контрольные вопросы

1. Назовите причины возникновения поглощения бурового раствора.
2. Сколько категорий имеет классификация зон поглощений бурового раствора ?
3. Из каких компонентов состоит БСТС ?
4. Назовите состав широко применяемой БСС.
5. Какая разница имеет место между статическим и динамическим уровнями жидкости в скважине?
6. Назовите особенности борьбы с поглощениями раствора при вскрытом продуктивном горизонте.
7. Какой прибор используется для определения глубины зоны поглощения ?
8. Назовите тампонажную смесь, которая дала наилучшие результаты при изоляции зон поглощения на Кокдумалаке.

6. Эксплуатация скважин в осложненных условиях.

План проведения лекций

1. Защитные приспособления на приеме насоса.
2. Газовый якорь-зонд.
3. Песочный зонд.
4. Газопесочный якорь ЯГП-1.
5. Скребки завихрители.
6. Подкачка нефти в скважину.
7. Применение полых штанг.
8. Образование песчаных пробок при эксплуатации нефтяных и газовых скважин
9. Три направления борьбы с песчаными пробками.
10. Выбор жидкости для промывки песчаной пробки.
11. Технология промывки песчаных пробок.
12. Схема промывки песчаных пробок.
13. Эксплуатация искривленных скважин.

Многие глубинно-насосные скважины работают в осложненных условиях:

- из пласта в скважину вместе с нефтью поступает большое количество свободного газа;
- из пласта выносятся песок;
- в насосах и трубах откладываются парафин и гипс;
- ствол скважины искривлен.

В результате многолетних исследований разработаны различные технологические примеры и защитные приспособления, применение которых позволяет в той или иной степени обеспечивать нормальную эксплуатацию таких скважин.

Наибольшее число осложнений и неполадок возникает при эксплуатации скважин, в продукции которых содержится газ или песок.

Технологические приемы предотвращения вредного влияния газа на работу глубинно-насосной установки включают:

- увеличение длины хода плунжера;
- увеличение глубины погружения насоса под уровень жидкости в скважине;
- отсасывание газа из затрубного пространства скважины.

Песок, поступающий из пласта вместе с нефтью, может образовывать на забое песчаную пробку, в результате чего уменьшается или полностью прекращается приток нефти в скважину. При работе насоса песок, попадая вместе с жидкостью в насос, преждевременно стирает его детали, часто заклинивает плунжер в цилиндре.

Основные мероприятия по предохранению насоса от вредного влияния песка следующие:

- регулирование отбора жидкости из скважины в основном в сторону его ограничения;
- применение насосов с плунжерами специальных типов (с канавками «пескобрей») и установка скребков-завихрителей;

- подлив нефти в затрубное пространство скважин с целью уменьшения концентрации песка в струе жидкости, проходящей через насос, и увеличения скорости движения этой струи;
- применение полых (трубчатых) штанг.

6.1. Защитные приспособления на приеме насоса.

Все мероприятия режимного и технологического характера по снижению вредного влияния газа и песка на работу штангового насоса обычно дополняются применением защитных приспособлений у приема насоса – газовых, песочных или комбинированных газопесочных якорей.

Простейший однокорпусный газовый якорь ЯГ-1 показан на рис.7 Этот якорь состоит из двух концентрически расположенных труб, соединенных между собой вверху переводником 1, при помощи которого якорь соединяют с нижней муфтой насоса. В верхней части наружной трубы 3, называемой корпусом якоря, просверлено 12 отверстий. А нижний конец корпуса закрыт заглушкой 4. Нефть с газом поступают из скважины в якорь через отверстие А в кольцевое пространство между трубами 2 и 3 и движутся к нижнему концу внутренней трубы; здесь смесь, снова меняя направление, поступает во всасывающую трубу 2 и в насос. При изменении направления струи газ частично отделяется от нефти и уходит в скважину через верхние отверстия в корпусе якоря, а нефть, попадая во внутреннюю трубу, направляется к приему насоса.

Лучшее отделение (сепарацию) газа от нефти получают в якоря с несколькими поворотами струи. Поэтому газовые якоря делают двухсекционными и иногда четырехсекционными.

На рис.8 представлен газовый якорь зонд. Отличительной особенностью этого газового якоря является наличие манжеты из нефтестойкой резины, перекрывающей пространство между эксплуатационной колонной и корпусом якоря.

6.2. Газовый якорь – зонд.

Якорь зонд состоит из корпуса 3, изготовляемого из труб Ø 42,48,73 мм, всасывающей трубки 4 Ø 18 мм, трубчатого угольника 5 Ø 12 мм (через который дегазированная жидкость поступает по всасывающей трубке к приему насоса), уплотняющих манжет 6 из прорезиненного ремня шайбы 2 для разобщения зоны всасывания от зоны нефтегазовой смеси в корпусе якоря.

В верхней части корпуса якоря имеются продолговатые отверстия А, предназначенные для выхода нефтегазовой смеси в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и корпусом якоря. К верхнему концу приварена муфта 1 насосной трубы для присоединения его к насосным трубам.

Якорь зонд действует следующим образом. Нефтегазовая смесь поступает в корпус якоря и через отверстие А выходит в кольцо между эксплуатационной колонной и корпусом якоря. Вследствие изменения направления движения газожидкостной смеси (на 180°) газ отделяется от нефти и поднимается, а дегазированная нефть движется вниз, входит в отверстие Б трубчатого угольника и через угольник и всасывающую трубку поступает к приему насоса.

Якорь - зонд по сравнению с якорями других конструкций имеет наиболее высокую газоотделяющую способность.

6.3. Песочный якорь.

Песочные якоря также бывают различных конструкций, хотя принцип их работы одинаков. Наиболее эффективен в работе песочный якорь обращенного типа (рис.9).

Жидкость с песком из скважины поступает по внутренней трубке малого диаметра в корпусе якоря. При этом скорость струи резко снижается и на 180° меняется направление. Вследствие этого песок осаждается в нижней части корпуса, а очищенная от него жидкость поступает к приему насоса. По мере накопления песка в корпусе якорь извлекают на поверхность, очищают от песка и снова пускают в работу. Длина кармана песочного якоря должна быть такой, чтобы заполнение его песком по времени совпадало со сроком износа и смены насоса во избежание дополнительного подъема насоса для чистки якоря.

6.4. Газопесочный якорь ЯГП – 1.

В скважинах, в которых выделяется много газа и песка, применяют газопесочные якоря.

Газопесочный якорь ЯГП-1 (рис.10) состоит из двух камер – газовой (верхней) 4 и песочной (нижней) 7, соединенных между собой специальной муфтой 5, в которой просверлены отверстия Б. В верхней камере якоря укреплена всасывающая трубка 3, а в нижней – рабочая трубка 6, снабженная конической насадкой 8. Якорь присоединяется к приему насоса 1 через переводник 2, одновременно связывающий корпус якоря со всасывающей трубкой.

На нижнем конце песочной камеры навинчена глухая муфта 9.

При работе насоса жидкость из скважины поступает через отверстие А в газовую камеру, где газ отделяется от нефти. Затем отсепарированная нефть через отверстие Б в специальной муфте и через рабочую трубу направляется в песочную камеру, отделившись от песка жидкость поднимается по кольцевому пространству в песочной камере и поступает через отверстия в специальной муфте во всасывающую трубку 3 на прием насоса.

В зависимости от количества песка, выделяемого из жидкости, корпус песочной камеры может быть удлинен наращиванием труб

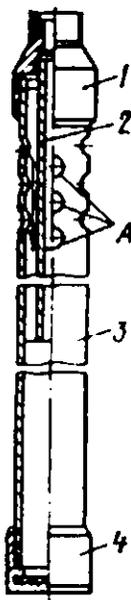


Рис. 7. Однокорпусный газовый якорь Яг-1

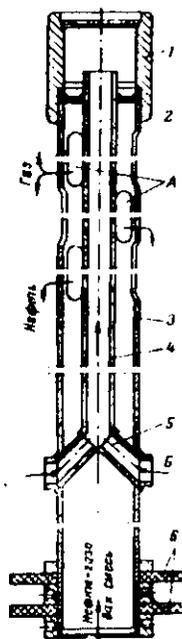


Рис. 8. Газовый якорь-зонд

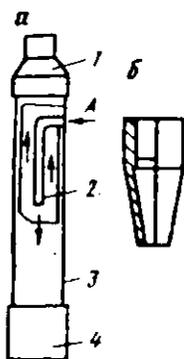


Рис. 9. Песочный якорь
Обращенного типа:
а – якорь; б – насадка на
конец внутренней трубы:
1 – переводник; 2 – внутрен-
няя труба; 3 – корпус;
4 – муфта с заглушенным
концом:



Рис. 10. Газопесочный
якорь ЯГП-1

6.5. Скребки - завихрители.

В скважинах, выделяющих вместе с нефтью песок, во время перерыва в работе насосной установки (при обрыве сальникового штока или подвески штока, смене отдельных деталей станка-качалки) песок оседает в насосных трубах, а также в насосе над плунжером, в результате чего при пуске установки заклинивается плунжер.

В скважинах с большим содержанием песка в жидкости песок выпадает из жидкости во время работы установки. Для борьбы с этими явлениями применяют скребки-завихрители. Скребок завихритель (рис.11) представляет собой болванку со спиральными проточными канавками на наружной поверхности для пропуска жидкости; \varnothing скребка несколько меньше внутреннего \varnothing насосных труб. Такие скребки устанавливают на колонне насосных штанг через 2-3 колена и чаще, обычно в нижней части колонны, причем нижний скребок устанавливают на первой штанге над плунжером глубин насоса.

Во время движения штанг со скребками-завихрителями вверх и вниз в насосных трубах создается завихрение струи, увеличивается скорость струи возле стенок труб, что препятствует оседанию песка над насосом. При остановке станка-качалки песок, находящийся в жидкости, оседает на верхних торцовых площадках скребков-завихрителей, а не на плунжере насоса. Обычно пуск в работу насосной установки, оборудованной такими скребками, после ее остановки происходит без осложнений.

Скребки-завихрители применяют и для борьбы с отложениями парафина в насосных трубах, а также для уменьшения истирания насосных штанг в искривленных скважинах.

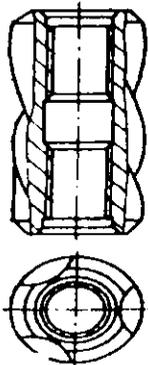


Рис. 11. Скребок-завихритель

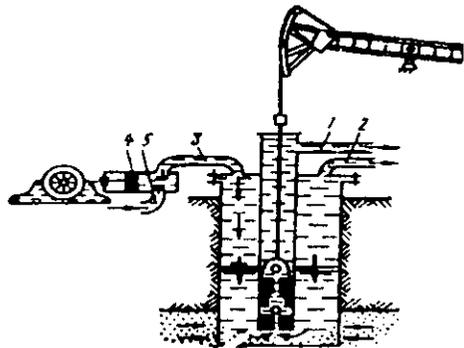


Рис. 12. Схема подлива жидкости в скважину
1 выкидной трубопровод; 2 отбор газа;
3 подлив нефти; 4 дозаторный насос;
5 жидкость из емкости для подлива;

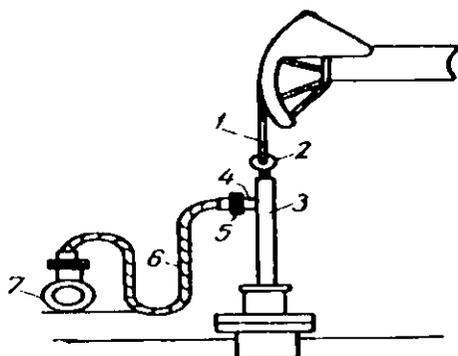


Рис. 13 Схема оборудования выкида насосной установки с гибким шлангом

6.6. Подкачка нефти в скважину.

При эксплуатации малодобитных скважин, выделяющих значительное количество песка, в целях предупреждения образования песчаных пробок на забое и обеспечения выноса песка на поверхность штанговый насос или «хвост» спускают до фильтра, а при работе насоса подливают чистую нефть в кольцевое пространство (через отверстие в планшайбе) между подъемными трубами и эксплуатационной колонной. В результате облегчается подъем песка к приему насоса, что мешает его оседанию на забой скважины.

Подача нефти осуществляется из групповой сборной установки, в которой находится чистая (без песка) нефть. Количество подливаемой нефти в затрубное пространство скважины регулируется задвижками, установленными на выкидных линиях групповой установки или специальными дозаторами.

Схематически этот процесс изображен на рис. 12

Высокая эффективность процесса долива жидкости обусловлена тем, что этот способ позволяет регулировать концентрацию песка в продукции скважины практически в любых пределах.

6.7. Применение полых штанг.

Для лучшего выноса песка иногда успешно применяют насосные установки с полыми (трубчатыми) штангами, присоединяемыми к плунжеру с помощью специальных переводников.

Жидкость по выходе из плунжера попадает непосредственно в поле штанги и не соприкасается с наружной поверхностью плунжером и внутренней поверхностью цилиндра насоса, поэтому полностью исключается опасность заклинивания плунжера песком. При этом также увеличивается скорость

поступления жидкости на поверхность по сравнению с обычными установками и следовательно, достигается лучший вынос песка

На рис.13 показана схема оборудования выкида насосной установки с гибким шлангом при работе насоса с полыми (трубчатыми) штангами. Эту установку монтируют следующим образом. Цилиндр трубного глубинного насоса спускают на НКТ, а плунжер - на полых штангах. В верхний конец верхней полый штанги 3 сваривают вертложок 2, при помощи которого колонну полых штанг 3 подвешивают к подвеске 1 станка-качалки.

К верхней трубчатой штанге 3 приваривают патрубок 4 с фланцем, к которому прикрепляют фланец 5 гибкого шланга 6. Другой конец шланга с фланцем присоединяют болтами к выкидной линии 7.

Кольцевое пространство между колонной НКТ и полыми штангами следует заливать водой или нефтью для устранения неуравновешенности плунжера при ходе вниз.

6.8. Образование песчаных пробок при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

В неустойчивых породах призабойной зоны до 20% всех подземных ремонтов приходится на ликвидацию песчаных пробок, причем затраты времени на эти работы в общем балансе времени, затрачиваемого на подземный ремонт, превышает 40%

Образование песчаных пробок на забое вызывается увеличением скоростей фильтрации около отверстий перфорации колонны и недостаточными обычно скоростями подъема жидкости в стволе скважины. В результате основная масса песка осаждается на забое, постепенно перекрывает фильтровую зону и при уплотнении сильно сокращает или совсем прекращает дальнейший приток в скважину жидкости. Необходимо скважину чистить, чтобы ликвидировать песчаную пробку.

Образованию песчаных пробок и росту их плотности способствуют всякие останки в работе скважин и физико-химическая природа поступающей жидкости. При наличии воды, смачивающей песок, пробки образуются более плотные. Высота пробок может достигать нескольких сот метров. Иногда пробка представляет чередование песка с прослоями жидкости и газа (патронные пробки).

6.9. Три направления борьбы с песчаными пробками.

Борьба с пробкообразованием ведется обычно в трех направлениях.

Первое направление -- это недопущение массового поступления песка в скважину путем оборудования низа скважины специальными фильтрами (щелевыми, гравийными якорями). Эти мероприятия большого распространения не получили. К этой же группе мероприятий следует отнести закрепление песка в призабойной зоне путем введения в нее различных цементирующих веществ. В пласт вводится реагент, который через некоторое время затвердевает с уменьшением объема и цементирует против размывов потоком нефти и воды.

Для этих целей с успехом применяются фенолспирты, т.е. первичные продукты конденсации фенола с формальдегидом. При повышенной температуре реагент выделяет смолу, цементирующую песок при твердении в прочную и проницаемую массу.

В сильно дренируемых песках для этой же цели применяют цементно-песчаную смесь в пропорции 1 : 3, которая, затвердевая, образует прочную проницаемую бетонную массу, устойчивую против фильтрационных деформаций.

В последнее время с развитием технологии гидроразрыва пластов начали применять метод введения в пласт крупнозернистого песка, уменьшающего склонность скважин к пробкообразованию.

Второе направление в борьбе с пробкообразованием – это установление ограничений в депрессии и в отборе жидкости из скважин, т.е. установление оптимальных режимов их работы.

Третье направление заключается в применении конструкций подъемников и в установлении таких режимов их работы, чтобы обеспечить вынос всего поступающего в скважину песка на поверхность (спуск хвостовиков малого диаметра до забоя скважины, применение полых штанг, подкачка жидкости).

Эти мероприятия значительно ослабляют напряженность в борьбе с песком, однако гарантировать полностью устранения пробкообразования пока не могут. Периодически приходится прибегать к ремонтным работам, что делает контора капитального ремонта скважин.

6.10. Выбор жидкости для промывки песчаной пробки.

В качестве жидкости для промывки используют глинистый раствор и воду. В скважинах, где пластовое давление превышает давление столба воды, промывку ведут глинистым раствором. Его качество и плотность должны быть подобраны с учетом быстрого освоения скважины. В скважинах, где пластовое давление меньше гидростатического столба воды на 15-20%, в качестве промывочной жидкости можно применять воду. Если же $P_{пл}$ меньше гидростатического на 40-50%, то промывку следует вести более легкой жидкостью. В этих случаях применяют аэрированную воду с добавкой ПАВ, т.е. условия выбора жидкости следующие:

- $P_{пл} > P_{гст}$ - глинистый раствор
- $P_{пл} < P_{гст}$ - на 15-20% - вода
- $P_{пл} < P_{гст}$ - на 15-20% - аэрированная вода с добавкой ПАВ.

Для предупреждения снижения естественной проницаемости призабойной зоны следует к глинистому раствору и воде добавлять ПАВ.

6.11. Технология промывки песчаных пробок.

В промысловой практике промывку песчаных пробок осуществляют тремя способами.

- при прямой промывке;
- при обратной промывке;
- комбинированная промывка.

При прямой промывке промывочная жидкость нагнетается в промывочные трубы (колонна НКГ), а размытый песок выносится на поверхность по кольцевому пространству между колонной НКТ и эксплуатационной колонной.

При обратной промывке, наоборот, промывочная жидкость нагнетается в кольцевое пространство, а размытый песок движется по колонне НКТ.

Комбинированная промывка есть соединение этих двух способов, а именно: размыв пробки происходит также, как при прямой промывке, а размытый песок выносится на поверхность, как при обратной промывке.

После определения высоты песчаной пробки, выбора способа промывки и промывочной жидкости приступают к промывке. Колонну НКТ во избежание засорения их конца спускают на 40-50 м выше пробки. Затем восстанавливают циркуляцию и начинают процесс промывки. Во избежание засорения конца колонны и наконечника погружать промывочные трубы в процессе размыва песчаной пробки следует медленно и осторожно, внимательно наблюдая за показаниями манометра, установленного на нагнетательной линии промывочного агрегата. Кроме того, следует периодически расхаживать колонну НКТ путем подъема и спуска ее на высоту 10-15 м. Это особенно важно при прямом способе промывки (рис.14), так как может произойти оседание на муфтовых соединениях крупных фракций песка, находившихся во время промывки во взвешенном состоянии.

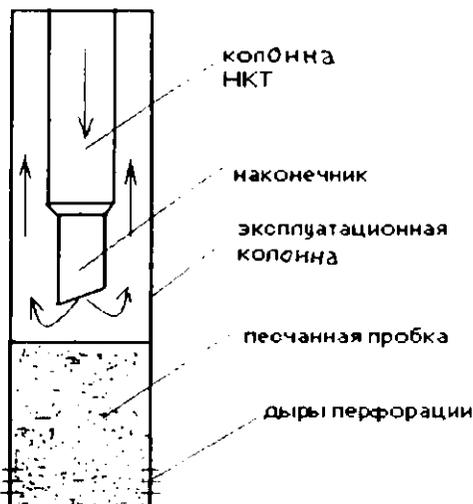


Рис. 14. Схема размыва песчаной пробки при прямой промывке.

Промывка песчаных пробок заключается в создании циркуляции промывочной жидкости (воды, глинистого раствора и т.д.) в системе спущенных в скважину НКТ до песчаной пробки. Под действием живой силы нисходящей струи промывочной

жидкости, исходящей из наконечника, пробка размывается, и восходящим потоком песок выносится на поверхность. По мере очистки ствола скважины от пробки колонну НКТ наращивают и спускают на талях глубже в скважину.

6.12. Схема промывки песчаных пробок.

На рис.15. (а) представлена схема оборудования для прямой промывки. По линии 13 поступает в приемную емкость 12 промывочная жидкость; отсюда промывочным агрегатом 10 жидкость нагнетают через стояк 6, шланг 5 и вертлюг 4 в промывочные трубы (НКТ) 2. Восходящий поток жидкости с размытым песком поднимается по кольцевому пространству между промывочными трубами 2 и эксплуатационной колонной 1 и по циркуляционной системе 14 поступает в отстойный чан 11, откуда жидкость после осаждения песка поступает в емкость 12. И в том же порядке продолжается нагнетание промывочной жидкости до конца промывки песчаной пробки. В процессе размыва песка следует постоянно следить за показаниями манометра 7. При чрезмерном повышении давления часть нагнетаемой жидкости перепускается через задвижку 8 в емкость 12.

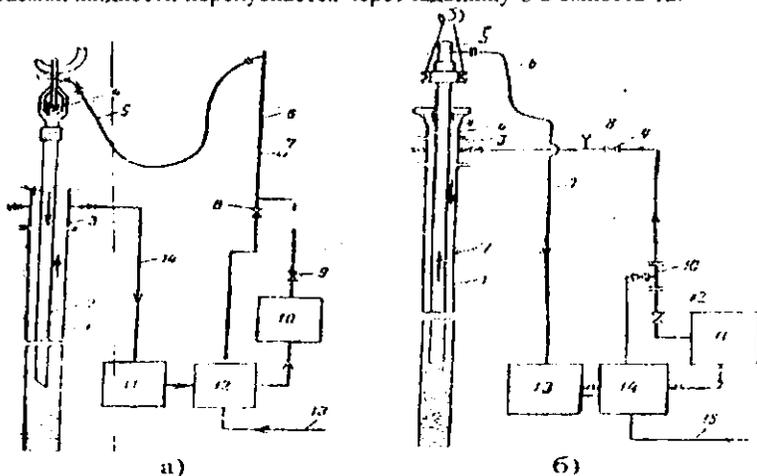


Рис. 15. Схема оборудования устья при промывке песчаной пробки:
а) при прямой промывке б) при обратной промывке

При обратном способе промывки, рис.15. (б), жидкость по линии 15 поступает в приемную емкость 14; отсюда промывочным агрегатом 11 жидкость нагнетается через крестовик 3 в кольцевое пространство. Восходящий поток жидкости с песком поднимаются внутри колонны НКТ и через тройник 5 и шланг 6 поступают в отстойный чан 14, из которого после осаждения песка жидкость поступает в емкость 14, и в том же порядке повторяется процесс нагнетания жидкости в скважину и вынос песка на дневную поверхность. В процессе промывки следует

постоянно следить за показаниями манометра 8 и при необходимости часть нагнетаемой жидкости перепускать через задвижку 10 в приемную емкость 14.

Следует отметить, что данная схема, рис.15. (б), как и схема рис.15. (а), непригодны для промывки пробок во время фонтанных проявлений. Для предупреждения проявлений скважины: выбросы воды и раствора, их перелив и т.п. на устье устанавливает превентор.

Следует также отметить, что размыв песчаных пробок в глубоких скважинах и с высоким пластовым давлением представляет серьезную задачу. К промывке таких скважин следует подходить особенно тщательно. Запас промывочной жидкости соответствующей плотности, состояние подъемных и промывочных механизмов и гибкая схема обвязки должны способствовать быстрому предупреждению возникающих осложнений во время промывки песчаной пробки.

Контрольные вопросы.

1. Объясните причины образования песчаных пробок при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.
2. Какие направления борьбы с песчаными пробками Вам известны?
3. Какие жидкости, применяемые для промывки песчаных пробок, считаются эффективными?
4. Какие схемы промывки скважин применяются для размыва песчаной пробки?
5. Назовите преимущества и недостатки обратной промывки скважин при размыве песчаной пробки перед прямой промывкой.
6. Назовите лучший песочный якорь
7. Какие защитные приспособления устанавливаются на приеме насоса?
8. Какие осложнения имеют место в эксплуатации искривленных скважин?

7. Отложения парафина в скважинах и трубопроводах, гидроразрыв пласта.

План проведения лекции:

1. Борьба с отложениями парафина в скважинах.
2. Борьба с отложениями парафина в трубопроводах.
3. Гидроразрыв пласта.

7.1. Борьба с отложениями парафина в скважинах.

Парафин, отлагающийся в колонне НКТ и в глубинном насосе, мешает нормальной работе насосной установки.

Многие нефти месторождений Узбекистана парафинистые, они содержат до 24% парафина, а нефть месторождения Мингбулак в Ферганской котловине содержит 50% парафина.

В пластовых условиях парафин растворен в нефти. При подъеме на поверхность и при перекачке по трубопроводу температура нефти снижается.

раствор становится насыщенным и из него при определенных условиях выпадает парафин, отлагаясь на стенках колонны НКТ и трубопроводе. Отложения парафина уменьшают поперечное сечение труб и, следовательно, снижают пропускную способность скважин и нефтепровода до 50%.

Как показали исследования, отложения состоят из тугоплавких парафинов и церезина, асфальтослоистых веществ и механических примесей и масел.

Трубы очищают от парафина скребками или тепловым воздействием. На промыслах чаще применяют механический способ удаления парафина. При этом используют фигурные и пластичные скребки, которые прикрепляют к штангам на расстоянии друг от друга, равном длине хода полированного штока, на всем интервале от устья до глубины, где начинается отложение (выпадение) парафина. Диаметр скребков берут на 2-3 мм меньше скребки соскабливают парафин.

При использовании пластинчатых скребков штанги подвешивают на штанговращателе, который при каждом ходе поворачивает штанги и скребки на некоторый угол. При этом скребки срезают парафин со стенок труб. Штанговращатель получает движение от головки балансира станка-качалки при его ходе вверх и вниз.

Пластинчатые скребки изготавливают из 2,5-3 мм листовой стали длиной от 20 до 40 см и прикрепляют их к штангам при помощи хомутиков.

Парафин расплавлением удаляют путем периодической промывки труб горячей нефтью и паром. Пар вырабатывается передвижной паровой установкой ППУ, имеющей паровой котел и смонтированной на автомобиле ЗИЛ.

Парафин удаляют еще и электрическим током большей силы 1400 ампер при V 50-250 вольт. Однако этот метод не получил широкого применения.

7.2. Борьба с отложениями парафина в трубопроводах.

Основными факторами, влияющими на отложении парафина, являются физико-химические свойства перекачиваемой нефти во время ее перекачки по трубопроводу, изменение температурного режима (охлаждения) нефти, изменение содержания растворенных газов, характер режима перекачки (изменение давления, остановки и др.).

Парафин выделяется из нефти в виде кристаллов, которые, соединяясь между собой, образуют парафиновую массу. Она представляет собой пористый скелет, поры которого заполнены нефтью и водой. Температура плавления такой массы зависит от ее состава и колеблется от 40 до 50 °С. Вязкость и температура парафинистой нефти зависят от количества находящегося в ней парафина и температуры. Чем больше содержание парафина и ниже температура нефти, тем больше увеличивается ее вязкость и тем меньше ее текучесть. Так, нефть с содержанием парафина 8% уже при температуре около 273°С теряет свою подвижность. Перекачка такой нефти в зимнее время по трубопроводам затруднительна, особенно если она проводится периодически. При дальнейшем охлаждении нефть может образовать графитовые пробки и вызвать серьезное повреждение, в результате чего нефтепровод надолго выводится из строя. Освобождение нефтепровода от застывшей нефти – тяжелая операция, на выполнении которой требуются длительное время и большие затраты труда.

Для поддержания пропускной способности нефтепровода необходимо очищать его от отложений парафина. Наиболее эффективным способом очистки внутренней поверхности нефтепровода является в настоящее время механическая очистка с помощью скребков.

Разработано много конструкций металлических скребков, в которых чистящим элементом являются диски, ножи и проволочные щетки. Если регулярно очищать нефтепровода металлическими скребками, то они могут без чрезмерного износа проходить до 100 км.

При эксплуатации трубопроводов, транспортирующих парафинистые нефти, необходимо проводить профилактические мероприятия по предупреждению образования отложений парафина. К важнейшим из них относятся:

- исключение закачки в трубопровод накопившейся в резервуарах парафинистой взвеси (шлака);
- термообработка высокопарафинистой нефти, которая заключается в подогреве нефти до определенной температуры;
- разбавление парафинистой нефти малопарафинистой или разбавление такой нефти газOLIном;
- добавка к высокопарафинистой нефти специальных присадок, сжимающих нефть, т.е. уменьшающих вязкость в отложение парафина на стенках трубопровода.

Скопление воздуха в трубопроводе, засорение его песком, образование ледяной пробки, отложения парафина можно определить по излому фактической линии гидравлического уклона (рис.16).

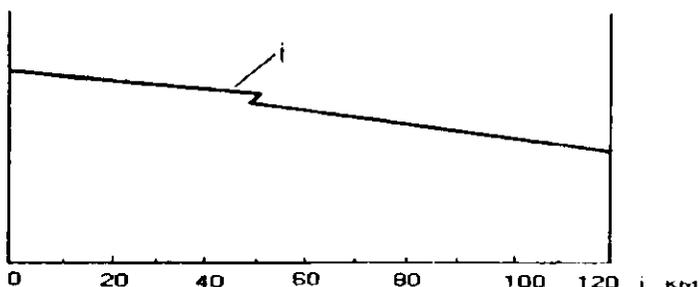


Рис. 16. Профиль трубопровода с нанесенной на нем линией гидравлического уклона i .

Линия гидравлического уклона строится на профиле трубопровода по показаниям манометра, установленных в колодцах линейных задвижек. На участке трубопровода, где произошло засорение, гидравлический уклон имеет большую величину. На рис.16, судя по излому линии гидравлического уклона i , засорение произошло между 54-м и 70-м километром. Воздух, скапливаясь в наиболее высоких местах трассы, суживает живое сечение трубопровода. В суженных местах создается большое сопротивление, на преодоление которого расходуется значительный напор, разбиваемый насосами иногда потери настолько велики, что

на их преодоление не хватает давления насосов, и нефть не поступает на соседнюю перекачивающую станцию.

Для удаления воздуха из трубопровода на всех повышенных местах трассы в трубопровод обычно монтируют патрубки с кранами или вентилями, называемыми вантузами. Вантуз служит также для выпуска из трубопровода воды.

7.3. Гидравлический разрыв пласта.

Гидравлический разрыв пласта является одним из эффективнейших средств воздействия на призабойную зону скважины для повышения добычи нефти.

Сущность метода гидроразрыва пласта заключается в следующем. При закачке в пласт жидкости со скоростью, превышающей скорость поглощения этой жидкости и пластом, давление на забое скважины, а также в пласте повышается, и при достижении определенной величины — давления разрыва в пласте расширяются уже существовавшие трещины или образуются новые. Чтобы предупредить смыкание образовавшихся трещин и сохранить их в открытом состоянии после снижения давления ниже давления разрыва, их заполняют крупнозернистым песком.

Механизм гидроразрыва пласта может быть представлен следующим образом. Трещины в пластах, представляющих плотные известняки, доломиты или цементированные песчаники, образуются при нарушении целостности последних за счет упругих деформаций (сжатия) покрывающих и подстилающих обрабатываемый пласт пород. Все породы находятся в напряженном, сжатом состоянии, обуславливаемом весом вышележащей толщи пород или, как его принято называть, горным давлением.

$$P = 0,1 H \gamma_n, \text{ кгс/см}^2,$$

где H — глубина гидроразрыва пласта, м; γ_n — объемная плотность породы в г/см^3 , в среднем равная $0,230 \text{ г/см}^3$.

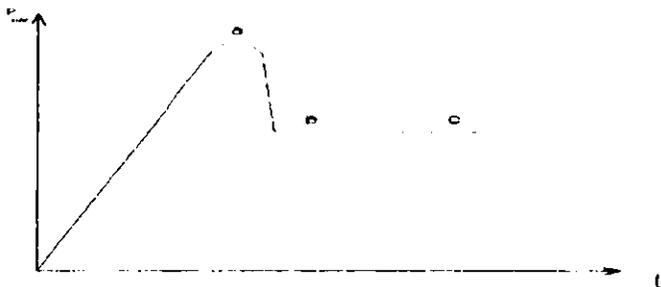


Рис. 17. Изменение давления P наг на устье при гидроразрыве пласта в зависимости от времени закачки t .

На рис. 17. представлен график изменения давления нагнетания $P_{наг}$ при закачке в скважину жидкости разрыва в зависимости от времени закачки t . Из графика следует, что при закачке жидкости разрыва давление на устье скважины растет до точки "а", затем резко снижается до точки "в" и остается постоянным прямая "вс" в течение всего времени закачки жидкости в пласт. Давление, соответствующее точке "а" есть давление гидроразрыва пласта, давление соответствующее точке "в" есть давление закачки жидкости гидроразрыва в пласт.

Радиус трещины гидроразрыва может достигать нескольких десятков метров. Песок, предназначенный для заполнения трещин, должен удовлетворять следующим требованиям:

- 1) образовывать прочные песчаные подушки и не разрушаться под действием веса породы;
- 2) сохранять высокую проницаемость при воздействии на него внешнего давления.

Этим требованиям удовлетворяет песок, обладающий высокой механической прочностью, крупнозернистый, хорошо окатанный и однородный по гранулометрическому составу. Наибольшее применение получили чистые кварцевые пески с крупностью зерен от 0,5 до 1,0 мм.

В настоящее время применяются для гидроразрыва шарики, изготовленные из карболита, диаметром до 3-4 мм, которые закачивают в трещину гидроразрыва и получают высокую проницаемость пласта и хорошие дебиты скважин. Промысловая практика показывает, что после гидроразрыва дебиты скважин увеличиваются в несколько десятков раз. Это объясняется тем, что образовавшиеся трещины, по-видимому, соединяются с другими, ранее существовавшими трещинами, и приток к скважине в этом случае происходит из отдельных высокопродуктивных зон.

Исходя из механизма образования трещин, можно заключить, что давление разрыва должно зависеть от большого числа факторов – от величины и характера распределения горного давления в пластах, от прочности и других свойств пород, от проницаемости коллекторов и физических свойств жидкости разрыва, от геологического строения залежи и технологии проведения гидроразрыва (рис.18).

Из промысловой практики установлено, что давление разрыва в большинстве случаев наблюдается в пределах

$$P_{\varphi} = (1,5 \div 2,5) \frac{H}{10},$$

где H – глубина скважины, м.

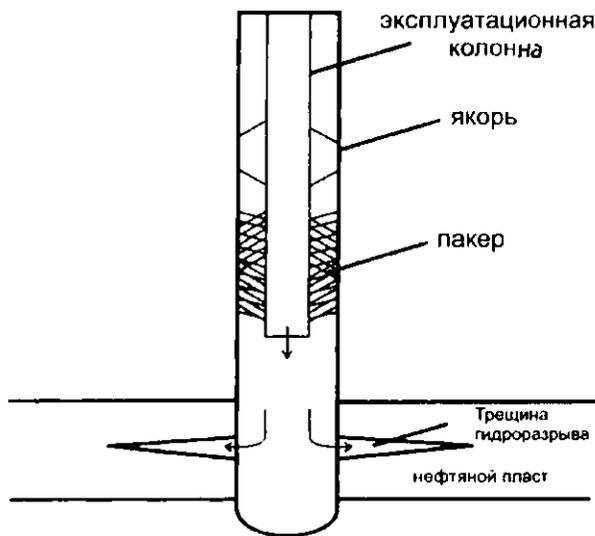


Рис. 18. Схема гидроразрыва пласта.

Из механизма образования трещин следует, что жидкость разрыва и жидкость-песконоситель должны обладать разными свойствами. Жидкость разрыва при высокой вязкости 50-200 СПз должна фильтроваться в породу. Жидкость-песконоситель должна обладать низкой фильтруемостью, она должна поглощаться стенками трещины, что дает возможность поддерживать трещины в открытом состоянии и осуществлять заполнение их песком.

7.4. Эксплуатация искривленных скважин.

При эксплуатации таких скважин между штангами и трубами возникают значительные силы трения, приводящие к быстрому износу штанговых муфт и внутренней поверхности труб, что может привести к обрывам штанг, порче насосно-компрессорных труб и снижению межремонтных периодов. Кроме того, металлическая стружка оседает в насосе и может вызвать заклинивание плунжера в цилиндре. При спуске и подъеме штанг их муфты могут задевать о стык и в резьбовых соединениях в местах искривления скважин.

Для борьбы с этими неполадками применяют различные профилактические средства, наиболее простым из них является применение сточенных бочкообразных муфт. Эти муфты закаливают для придания им твердости. При спуске и подъеме штанг сточенные муфты не задевают за стыки труб и этим исключается возможность аварий со штангами. Кроме того, сточенная муфта при работе насоса имеет меньшее трение о трубы, чем обычная муфта, что обеспечивает более долгий срок службы труб и штанг.

Эффективным средством борьбы с износом штанговых муфт и истиранием штанг внутренних поверхностей труб, являются различные протекторные устройства направляющие металлические и гуммированные муфты, муфты из графитированного капрона.

Такие муфты укрепляют на штангах в местах искривления скважин.

Контрольные вопросы.

1. Какие методы борьбы применяются для очищения скважины от отложений парафина?
2. Какие методы борьбы с отложениями парафина применяются в трубопроводах?
3. В каких целях производится гидроразрыв пласт?
4. Что такое излом фактической линии гидравлического уклона трубопровода и для какой цели его необходимо знать?
5. Чем отличаются методы борьбы с отложениями парафина в скважинах и трубопроводах?

8. Подземное хранение газа.

План проведения лекций

1. Географические условия расположения, глубина залегания пластов, максимально допустимое давление в ПХГ.
2. Осложнения при подземном хранении газа.
3. Основные требования по оценке пригодности объектов для подземного хранения газа.

Подземное хранение газа и жидкостей практикуется в естественных пористых и проницаемых коллекторах, а также в непористых и непроницаемых горных породах.

Подземные хранилища газа обеспечивают в основном следующее:

1. Покрытие сезонной неравномерности газопотребления, связанной с отопительной нагрузкой в зимнее время.
2. Уменьшение капитальных вложений в магистральный газопровод и компрессорные станции.
3. Создание условий для ритмичной работы источников газа и сооружений магистральных газопроводов (МГ) с постоянной среднегодовой подачей при коэффициенте использования установленной мощности КС, близкой к единице.
4. Создание государственных запасов газа (топлива и сырья для химических заводов) в необходимых районах страны.
5. Сохранение нефтяного газа в новых нефтедобывающих районах при временной невозможности его использования.
6. Увеличение коэффициента нефтеотдачи в старых нефтедобывающих районах в случае создания ПХГ в выработанных нефтяных месторождениях.

7. Создание запасов сырья и топлива для нефтехимических комбинатов и запасов готовой продукции после ее выработки.

8. Повышение надежности работы системы дальнего газоснабжения в целом.

Для хранения летнего избытка газа, который зимой подают потребителю при ритмичной работе магистрального газопровода, сооружают подземные жилища.

8.1. Географические условия расположения, глубина залегания пластов, максимально допустимое давление в ПХГ.

ПХГ, как правило, сооружают вблизи трассы магистрального газопровода и потребителей.

Если в геологическом разрезе имеется несколько пластов, благоприятных для создания в них ПХГ, выбор объекта определяется на основе сравнения технико-экономических показателей. Предположим, что геолого-физические параметры пласта-коллектора одинаковые (форма и размеры структуры, толщина пласта, пористость, проницаемость и т.д.). Чем меньше глубина залегания пласта, тем больше должен быть объем остаточного газа для создания одного и того же давления на устье скважины и тем больше число добывающих скважин. В этом случае не всегда необходимо строить КС для закачки газа в пласт, но она нужна для подачи газа в случае имеется только одна экономически наиболее выгодная глубина сооружения ПХГ.

Для закачки и отбора газа необходимо пробурить определенное число скважин, построить сооружения для очистки газа от твердых и жидких примесей при закачке и осушки его от воды перед подачей потребителю. Как правило, нагнетательные скважины бурят в сводовой части, наблюдательные - на крыльях и складки.

Повышение давления при закачке газа в пласт способствует сокращению сроков строительства ПХГ, уменьшению числа нагнетательных скважин, кроме того, в процессе хранения приводит к росту объема хранящегося газа и дебитов скважин, увеличению безкомпрессорного периода подачи газа потребителю из хранилища и повышению коэффициента нефтеотдачи при подземном хранении газа в выработанных нефтяных пластах, снижению мощности КС при отборе газа.

Однако при чрезмерном повышении давления возможны различные вредные последствия:

Раскрытие существующих или образование новых трещин в кровле хранилища, подземные потери газа, взрывы и пожары в зданиях при скоплении в них газа, образование кристаллогидратов углеводородных газов в скважинах. Важное значение имеет также темп возрастания давления в подземном хранилище: чем меньше темп возрастания давления, тем в большей степени можно повысить давление.

Максимально допустимое давление в подземном хранилище зависит от глубины залегания пласта и размеров площади газоносности; объемной массы пород над площадью газоносности структурных и тектонических особенностей пласта, его кровли, а также пластов над кровлей; прочности, плотности и пластичности кровли пласта-покрышки.

Создание ПХГ обычно происходит без осложнений при изменении градиента давления до 0,0154 МПа/м., т.е. при превышении нормального гидростатического давления в 1,54 раза. Верхним пределом давления в некоторых случаях считается горное давление на глубине залегания хранилища. Установлено, что при наличии глинистой покрышки толщиной более 5 м максимально допустимое давление может превышать гидростатическое на глубине залегания хранилища в 1,3–1,5 раза.

При повышении давления в пласте выше начального гидростатического на кровле подземного пласта возникает перепад давления, что иногда может оказаться достаточным, чтобы преодолеть “пороговое” давление, создаваемое капиллярными силами в поровых каналах небольшого радиуса. В этом случае начнется вытеснение воды газом из поровых каналов и покрышка потеряет герметичность.

8.2 Осложнения при подземном хранении газа.

К ним относятся:

- разрушение призабойной зоны;
- образование языков и конусов обводнения;
- потеря герметичности пласта покрышки;
- миграция газа по затрубному пространству с перетоками в вышележащий проницаемый пласт;
- образование гидратов газа;
- технические условия.

Разрушение призабойной зоны происходит в пластах, сложенных рыхлыми породами при больших отборах газа. Твердые частицы породы, содержащиеся в струе газа, способствуют разъеданию подземного и наземного оборудования, образованию пробок, подземным обвалам и т.д.

Дебит газа, при котором не выносилось бы опасное количество частиц породы, определяют по результатам исследования скважины на разных режимах, по характеру и количеству примесей, собираемых в сепараторах.

Для увеличения предельного значения допустимой депрессии в рыхлых коллекторах и предупреждения их разрушения предусматриваются работы по креплению призабойной зоны.

Образование языков и конусов обводнения происходят в ПХГ, где газоводяной контракт находится близко от нижней отметки перфорационных отверстий, дебит газа ограничивают вследствие опасности образования конусов обводнения, что главным образом зависит от перепада давления и состояния призабойной зоны.

Отбор газа из скважин, имеющих подошвенную воду, приводит к уменьшению дебита газа и увеличению количества воды, что способствует коррозии оборудования и усиленному образованию гидратов. Поэтому при отборе газа из таких скважин устанавливают такой режим (депрессию на пласт), при котором скважины не обводняются.

Потеря герметичности пласта-покрышки происходит тогда, когда он имеет небольшую толщину менее 5 метров, а также в результате подвижек земной коры

Миграция газа по затрубному пространству происходит в результате негерметичности цементного кольца за эксплуатационной колонной по контакту цемент-труба, цемент-стенка скважины и по самому цементному кольцу. Иногда этот вид осложнения имеет тяжелые последствия, вызывая перетоки газа в вышележащие пористые и проницаемые пласты с образованием вторичных залежей.

Образование гидратов газа будет рассмотрено ниже и подробно, т.к. этот вид осложнений широко распространен в ПХГ и транспорте газа.

Технические условия, влияющие на отбор газа из ПХГ, следующие:

1. Неудовлетворительное состояние забоя и подземного оборудования. В ряде случаев забой засоряется грязью, которая устраняется продувкой или промывкой забоя. Иногда улучшить условия выноса жидкости и твердых частиц с забоя можно увеличением глубины спуска колонны НКТ или повышение отбора газа.
2. Некачественное цементирование колонн, что может привести к прорыву верхних или нижних вод. В этом случае необходимо провести работы по изоляции притока воды путем закачки цементного раствора под давлением.
3. Негерметичность эксплуатационной колонны, что может вызвать утечку газа в затрубное пространство с образованием межколонного давления. В таких скважинах необходимо проводить ремонтные работы.
4. Вибрация устьевого оборудования, наблюдаемая при значительных расходах газа. Если появилась вибрация, то необходимо уменьшить отбор газа.
5. Коррозия металла труб и оборудования.

8.3. Основные требования по оценке пригодности объектов для подземного хранения газа.

1. В качестве объектов для хранения газа используются водоносные пласты, не содержащие ранее углеводороды, также выработанные залежи нефтяных и газовых истощенных месторождений.

Указанные объекты должны иметь над собой покрышки, сложенные непроницаемыми пластическими и твердыми породами. Объекты должны обладать емкостными и фильтрующими свойствами, обеспечивающими технологические процессы создания и циклической эксплуатации хранилища газа при приемлемых технико-экономических показателях и допустимых по горно-геологическим условиям давлениях нагнетания и отбора газа.

2. Пригодными для хранения газа являются объекты с пористостью, усредненной по площади будущего хранилища, не менее 10-15%, представленные водоносными пластами или выработанными залежами в терригенных коллекторах, и не менее 5% в трещиновато-пористых. Средняя проницаемость должна быть не менее $0,15 \text{ мкм}^2$ для водоносных пластов при глубине их залегания до 1000 м и не менее $0,1 \text{ мкм}^2$ для пород, слагающих выработанные залежи на глубинах, где достигнутое к моменту истощения месторождения давление позволяет производить закачку газа.

Контрольные вопросы.

1. Назовите причины создания подземных хранилищ газа.
2. Какие благоприятные географические условия необходимы для создания ПХГ?
3. Какие осложнения имеют место при подземном хранении газа.
4. Назовите основные требования по оценке пригодности объектов для ПХГ.
5. Назовите технические условия, влияющие на отбор газа из ПХГ.

9. Образование гидратов природных газов в газопроводах.

План проведения лекции:

1. Краткая история изученности вопроса о гидратообразовании.
2. Предупреждение образования гидратов.
3. Ввод метанола в газовый поток.
4. Подогрев газа.
5. Осушка газа.
6. Резкое снижение давления.
7. Осложнения при эксплуатации газовых скважин.

9.1. Краткая история изученности вопроса о гидратообразовании.

Гидраты природных газов (газогидраты) - это соединения газа с водой, при котором образуется твердое вещество вплоть до кристаллического.

Первая публикация, связанная с гидратами газов, относится к 1811 г., когда английский химик Х.Дэви, пропуская хлор через воду при атмосферном давлении и температурах близких к 0°, получил в стеклянной колбе желтоватый осадок - гидрат хлора.

В 1823 г. Фарадеем были выполнены первые анализы состава гидрата хлора, а в 1884 г. Розенбум предложил формулу состава гидрата хлора $8H_2O \cdot Cl_2$.

В течение пяти десятилетий вплоть до 30-х годов XX века были получены гидраты большинства газов и некоторых смесей. Однако все исследования гидратов газов, выполненные в течение 120 лет, носили академический характер. Гидраты газов не использовались в промышленности, они не мешали технологическим процессам того времени и не находили применения.

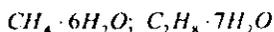
В 30-х годах XX века бурно развивающаяся газодобывающая промышленность поставила перед исследователями задачу изучения гидратов газов, в первую очередь, с целью разработки методов предупреждения их образования и скопления в трубопроводах и аппаратах при добыче и транспорте газа.

Изучению проблемы гидратов посвящены сотни опубликованных работ, создан целый ряд специализированных лабораторий, которые изучают гидраты газов в земной коре, на земле и в атмосфере. Однако в этой проблеме имеется огромное число нерешенных задач.

Интенсивное развитие газодобывающей отрасли с разветвленной системой магистральных трубопроводов в значительной степени сдерживалось свойством природных газов вступать в реакцию с водой и образовывать плотные скопления гидратов.

9.2. Предупреждение образования гидратов.

Природный газ газовых месторождений в пластовых условиях насыщен парами воды. 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), взаимодействуя с водой, способны образовывать твердые кристаллические вещества, называемые гидратами. Каждая молекула перечисленных компонентов способна связать 6-7 молекул воды, например:



По внешнему виду гидраты напоминают снег или лед. Они относятся к устойчивым соединениям и при некоторых условиях (нагревание, понижение давления) быстро разлагаются на газ и воду.

В условиях высокого давления гидраты не могут существовать при температуре выше критической:

газ	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i-C_4H_{10}$	$n-C_4H_{10}$
$t_{крит}$	°C 21,5	14,5	5,5	2,5	1,0

Образованные гидраты могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных приборов. Это нарушает нормальную работу газопромыслового оборудования, особенно при низких температурах окружающей среды.

Борьба с гидратами газа ведется в двух направлениях:

- предупреждение образования гидратов;
- ликвидация образовавшихся гидратов. Образование гидратов в скважинах предупреждают следующими методами:
 - установление соответствующего технологического режима работы скважины;
 - непрерывной или периодической подачи на забой скважины антигидратных ингибиторов;
 - применением футерованных насосно-компрессорных труб, резко снижающих прилипание гидратов к трубам;
 - систематическим удалением с забоя скапливающейся жидкости;
 - вводом метанола в газовый поток;
 - подогревом и осушкой газов. Рассмотрим некоторые способы предупреждения образования гидратов и льда.

9.3 Ввод метанола в газовый поток.

Метанол применяют как профилактическое средство для предупреждения образования гидратов. Этот способ получил наибольшее распространение на газовых промыслах. В газовый поток вводят метанол, т.е. метиловый спирт ($\text{СН}_3\text{ОН}$), являющийся понизителем точки замерзания. Метанол вместе с паром воды, насыщающей газ, образует спиртоводные растворы, температура замерзания которых значительно ниже нуля.

Метанол вводится в газовый поток по схеме рис.19. Его подают в бачок 1 периодически из емкости 3 ручным насосом 2. Из бачка 1 высокого давления метанол выпускается по трубке под собственным давлением малыми дозами (каплями) при помощи регулировочного вентиля 4. Для выравнивания давления в бачке к нему в верхней части подключена трубка 5.

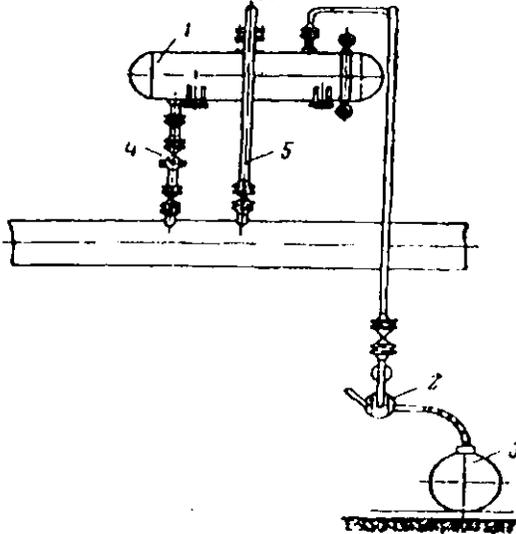


Рис. 19. Схема ввода метанола в газопровод.

Применение метанола для ликвидации и предупреждения гидратов имеет ряд недостатков. Метанол является сильным ядом, вызывающим отравление не только при попадании внутрь организма, но и при вдыхании его паров.

Метанол в бачок 1 закачивается ручным насосом, на что оператор расходует много времени.

9.4. Подогрев газа.

Этот метод применяется для предупреждения образования гидратов, а также для ликвидации уже образовавшихся гидратов.

Подогревать газ можно огневым способом и путем теплообмена с горячей водой, паром или дымовыми газами. Огневой подогрев неэкономичен, т.к. приводит к порче изоляции трубопроводов, арматуры и аппаратуры и опасен в пожарном отношении, поэтому таким способом пользуются редко, а подогревают газ горячей водой или паром в теплообменниках различной конструкции.

9.5. Осушка газа.

Для осушки газа применяют специальные реагенты-осушители, которые поглощают из газа часть влаги, вследствие чего уменьшается содержание влаги в нем и понижается его точка росы. На газовых скважинах этот способ не применяют; его используют обычно для осушки значительных количеств газа на головных станциях магистральных газопроводов.

Из перечисленных 5 способов борьбы с гидратами наиболее широко применяются два из них, это ввод в поток газа спиртов и электролитов и осушки газа. Из всех электролитов наиболее широко применяется электролит на основе хлористого кальция ($CaCl_2$), он является эффективным и надежным ингибитором процесса гидратообразования.

9.6. Резкое снижение давления.

Этот способ применяется в условиях, когда в системе сбора и транспорта газа и обвязки скважин гидратная пробка уже образовалась, а также с целью предупреждения гидратов. Резкое снижение давления в системе приводит к разложению гидратов, которые затем выносятся из газопроводов и аппаратуры продувкой их через отводы в атмосферу. Этот способ является аварийным, так как связан с нарушением установленного режима работы скважины.

9.7. Осложнения при эксплуатации газовой скважины.

Максимально возможный дебит газовой скважины при ее открытии в атмосферу называется свободным. Эксплуатационный режим газовой скважины определяется ее промышленным дебитом, т.е. количеством отбираемого газа. Он устанавливается на основании данных исследования газовых скважин.

Промышленный дебит газовой скважины может быть ограничен, т.к. при чрезмерном отборе газа происходят следующие осложнения:

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

- обводнение скважины краевой или подошвенной;

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

- чрезмерное охлаждение газа, обмерзание оборудования, гидратообразование:

- значительное понижение давления внутри скважин и опасность смятия колонны внешним давлением;

- неудовлетворительное состояние скважины (плохое цементирование, негерметичность, обводнение чужой водой).

На основании результатов исследования и тщательного анализа перечисленных факторов подбирается и регулируется дебит всех эксплуатационных газовых скважин.

Газ из скважин после замера и сепарации его от влаги и твердых примесей направляется в промышленный газосборный пункт, откуда после соответствующей подготовки его к дальнейшему транспортированию поступает в магистральный газопровод.

9.8. Обнаружение и определение местонахождения утечек нефти и газа.

Важное значение в регулировании режимов работы магистральных трубопроводов имеет своевременное обнаружение утечек из магистральных трубопроводов. Утечки подразделяются на малые (не превышающие 3-5% от номинального расхода), средние (до 10%) и большие (свыше 10%).

Причины возникновения утечек могут быть самые разнообразные. Так, малые утечки (или так называемые свищи) обычно возникают при коррозионном разрушении металла трубы окружающей средой. Другой причиной появления утечек может быть наличие повреждений труб при заводском изготовлении или строительстве. Такие повреждения в виде небольших трещин под действием внешних и внутренних сил давления в трубопроводе постепенно развиваются и могут привести к появлению свищей или разрывов. И, наконец, нарушение технологических режимов, превышающих рабочие давления в трубопроводе, возникновение волн давления могут вызвать повреждения и разрывы трубопровода.

Аварии на магистральных нефтепроводах являются особенно опасными, так как кроме ущерба от потерь нефти могут возникнуть взрывы и пожары. Большой вред связан с попаданием нефти в почву и особенно в реки. При этом происходит загрязнение среды и гибель животных и растительности.

Для определения величины и места утечек целесообразно использовать сочетание пассивных (по данным слежения за ведением технологического процесса перекачки) и активных (путем пропускания диагностирующих устройств) методов.

Пассивные методы -- по балансу перекачки; сопоставление давлений вдоль трассы с давлением при нормальном режиме работы трубопровода; сопоставление расходов по участкам трубопровода; анализ прохождения ударных волн.

Активные методы - пропуск диагностирующих зондов с использованием акустических, электромагнитных и других методов; запуск в поток и фиксация различного типа сред «меток», внешних признаков утечки при осмотре трассы с поверхности земли.

Метод сопоставления давлений вдоль трассы трубопровода с давлениями до повреждения позволяет определить только крупные повреждения. Вместе с тем для определения места повреждения необходимо иметь значение давлений вдоль трассы трубопровода.

Метод сопоставления расходов по участкам трубопровода применяется при небольших утечках свищей, так как при больших утечках - что случается при порывах трубы, место аварии без трудностей определяется по падению Р.

При обнаружении утечек нефти на место выезжает аварийная бригада.

9.9. Управление трубопроводами при обнаружении аварий и повреждений и во время проведения ремонтных работ.

При обнаружении аварий и повреждений, в зависимости от сложившейся ситуации, принимают незамедлительные меры к остановке перекачки или находят другие решения. В том и другом случае действия должны быть направлены на минимизацию ущерба от аварии или повреждения.

На ритмичную работу магистрального трубопровода большое влияние оказывают как внутренние аварии и повреждения, так и аварии и повреждения у поставщиков и потребителей.

Аварии и повреждения оборудования собственно нефтепроводов в зависимости от их места и характера подразделяются на следующие группы:

- аварии и повреждения оборудования линейной части;
- аварии и повреждения основного оборудования;
- повреждения каналов связи, средств автоматизации и телемеханики;
- аварии и повреждения в резервуарах парка.

Аварии и повреждения оборудования линейной части могут произойти в районах водных переходов, населенных пунктов. Серьезные последствия могут произойти при этом. Все станции до аварийного участка отключаются. Аварийный участок отсекают линейными задвижками, даются указания аварийным бригадам о выезде на место аварии.

Аварии и повреждения с выходом нефти и нефтепродуктов в районах водных переходов ликвидируют по балансам, которые разрабатываются заранее на перекачиваемых станциях. Диспетчерский персонал должен быть знаком с этими планами и при обнаружении аварии действовать в строгом соответствии с ним.

Аварии и повреждения оборудования могут быть с нарушением герметичности и без него. При больших объемах утечек нефтепродуктов на территорию станция обесточивается, при небольших -- отсекается от магистрали закрытием общестанционных задвижек. Диспетчерский персонал должен хорошо ориентироваться в таких ситуациях и принимать необходимые решения по оперативному управлению нефтепроводом.

Ремонтные работы без остановки трубопровода ведутся по заранее разработанному плану и в основном заключаются в заварке одиночных коррозионных каверн, приварке латок на групповые каверны и планок, установка хомутов на сварные стелки. Для проведения этих работ остановки перекачки не требуется, для этого достаточно на ремонтируемом участке трубопровода снизить рабочее давление.

9.10. Очистка внутренней поверхности газопровода без прекращения перекачки газа.

При эксплуатации магистрального трубопровода происходит загрязнение его внутренней поверхности частицами породы, окалиной, отслоившейся от труб, конденсатом, водой, метанолом и т.д. Это приводит к увеличению коэффициента

гидравлического сопротивления и соответственно к снижению пропускной способности газопровода.

Внутреннюю поверхность газопровода от загрязнений очищают следующими способами:

- периодически очистными устройствами без прекращения перекачки газа;
- разовым использованием очистных устройств с прекращением подачи газа;
- установкой конденсат-сборников и дренажей в пониженных точках газопровода;
- повышением скоростей потока газа в отдельных нитках системы газопроводов и последующим улавливанием жидкости в пылесушителях КС.

Наиболее эффективный способ очистки без прекращения подачи газа при помощи очистных устройств. Этот способ позволяет постоянно поддерживать коэффициент гидравлического сопротивления газопровода равным первоначальному значению. Периодичность пропуска очистных устройств можно оценить по увеличению гидравлического сопротивления газопровода.

В качестве очистных устройств применяют очистные поршни, скребки, поршни-разделители. В зависимости от вида загрязнений (твердые частицы, жидкость) применяют и определенные очистные устройства. Основное требование к ним: быть износостойкими, обладать хорошей проходимостью через запорные устройства, простыми по конструкции и дешевыми.

Для очистки газопроводов применяют поршни-разделители ДЗК-РЭМ-1200 и ДЗК-РЭМ-1400 и ОПР-м-1400, где 1200 и 1400 Ø газопровода.

Поршень-разделитель ОПР-м-1400 представляет собой полный металлический корпус, на котором расположены кольцевые очистные элементы, конструктивно подобные автомобильной покрывке. Они поджаты распорными втулками с установленными на них поролоновыми кольцами.

Для движения поршня по газопроводу на нем создается определенный перепад давления, который зависит в основном от его конструкции. Создаваемый перепад давления на поршне в среднем равен 0,03-0,05 МПа. Скорость движения поршня в газопроводе зависит от скорости движения газа, наличия загрязнений в нем, герметичности соприкасающихся поверхностей. Она составляет 85-95% скорости газа в газопроводе.

Контрольные вопросы.

1. Назовите фамилии двух ученых, которые впервые провели опыты и обнаружили образования гидратов газа.
2. Какие методы борьбы применяются для предупреждения образования гидратов газа в скважинах?
3. Как называется очистка внутренней поверхности газопровода?
4. Какие устройства применяются для очистки газопровода?
5. Каким образом аварии и повреждения происходят при работе трубопроводов?
6. Какие методы наиболее эффективны для определения места утечки нефти и газа?
7. Какие ингибиторы применяются для борьбы с образованием гидратов?
8. Что такое метанол и в каких целях он применяется?

10. Коррозии подземных и наземных сооружений на газовых промыслах и способы ее устранения.

План проведения лекции.

1. Сущность коррозии.
2. Защита трубопроводов от коррозии.
3. Аварии на магистральных нефтепродуктопроводах и их ликвидация.
4. Особенности эксплуатации нефтепродуктопроводов, проходящих по территории населенных пунктов.
5. Защита переходов через водные преграды.

Разрушение металлов вследствие химического или электрохимического воздействия внешней среды называется коррозией. Коррозия металлов наносит большой ущерб народному хозяйству.

Механический износ поверхности металла называется эрозией. Примером эрозии может служить постепенное поверхностное разрушение внутренней полости задвижек и тройников фонтанной арматуры при содержании в струе газа частиц породы.

Характерный пример эрозии газопроводов - истирание их стенок на поворотах при наличии в трубе песка и других абразивных материалов.

При эксплуатации металлических деталей, оборудования и сооружений наблюдаются случаи одновременного разрушения металла от эрозионного и коррозионного процессов, т. е. на поверхности металла образуется коррозионная эрозия. Одновременное действие коррозии и эрозии можно наблюдать при эксплуатации газоконденсатных скважин и трубопроводов, струя которых содержит агрессивную жидкость и частицы породы.

При больших скоростях движения жидкости и газа возникает так называемая ударная коррозия. Она характерна для мест резкого изменения скорости движения жидкости в связи с чем образуется удар и коррозия ускоряется механическим разрушением защитных пленок, образующихся на металлической поверхности. По этой причине в ряде случаев в процессе транспорта газа и нефти по трубопроводу быстро выходят из строя участки сужения и поворота трубопровода.

Различают несколько форм коррозии, из которых наиболее часто встречаются:

- равномерная;
- местная;
- межкристаллитная.

Равномерной называется коррозия, распространяющаяся по всей поверхности металла.

При местной коррозии подвергаются разрушению отдельные более или менее значительные участки поверхности металла.

Местная коррозия может встречаться пятнами, точечной коррозией и др. Иногда местная коррозия приводит к образованию в металле язвы и даже сквозного отверстия, поэтому местная коррозия - более опасный вид коррозии, чем равномерная.

Еще более опасно межкристаллическая коррозия, которая распространяется вдоль границ кристаллов, составляющих металл. При этом ослабевают связи между кристаллами, что влечет за собой ухудшение механических свойств металла.

10.1 Сущность коррозии.

Коррозия бывает химическая и электрохимическая.

Химическая коррозия не сопровождается возникновением электрического тока. При этом продукты коррозии образуются непосредственно на участке поверхности металла, подвергающемуся разрушению. К химической коррозии относятся следующие виды:

Газовая коррозия - коррозия металлов при высокой температуре и отсутствие жидкостной пленки на их поверхности, например, коррозия манифольдов, выхлопных коллекторов, глушителей газовых двигателей, поршневых компрессорных станций, лопаток газовых турбин и др.

Коррозия в неэлектролитах Коррозия в агрессивных органических веществах, обладающих малой электропроводностью, например коррозия трубопроводов, перекачивающих сернистую нефть.

Электрохимическая коррозия - коррозия металлов в электролитах, сопровождающаяся образованием электрического тока.

С химической коррозией приходится встречаться сравнительно редко, значительно чаще причиной разрушения металлов является электрохимическая коррозия, которая возникает при взаимодействии металла с влажным воздухом или с раствором электролита и обуславливается появлением местных электрических токов, которые и вызывают коррозию металла труб и всего оборудования.

10.2. Защита трубопроводов от коррозии.

Одна из основных причин отказов трубопроводных систем - подземная коррозия. Коррозия приводит не только к потере труб на поврежденном участке, к затратам на ремонтно-восстановительные работы, потерям транспортируемой жидкости, разливу ее и созданию пожаровзрывоопасной ситуации, но зачастую к большим потерям, связанным с перебоями в снабжении нефтепродуктами народного хозяйства. Способы защиты подземных трубопроводов подразделяются на два вида - **пассивный** (изоляция трубопроводов и применение специальных методов прокладки, исключающих контакт металла трубы с грунтом) и **активный** (катодная поляризация трубопроводов наложенным током).

Целесообразным и экономически эффективным, является комплексный метод защиты от коррозии, в котором сочетаются средства активной защиты с изоляционными покрытиями.

На магистральных нефтепродуктопроводах в качестве пассивной защиты применяют полимерные, битумно-резиновые и битумно-полимерные покрытия. Требования к физико-механическим свойствам липких полимерных лент, битумно-полимерных мастик, битумно-минеральных мастик и других материалов, входящих в состав пассивной защиты, регламентированы требованиями ГОСТ а 9015-74

Активный способ защиты трубопроводов (электрохимическая защита) может быть осуществлен путем применения катодных станции или протекторных установок.

Катодную защиту устраивают в районах, где имеются электросети. В этом случае используют источник постоянного тока, положительный полюс которого с помощью соединительного проводника подключают к анодному заземлению (анод), а отрицательный полюс - к защищаемому трубопроводу (катод). Схема катодной защиты показана на рис. 20.

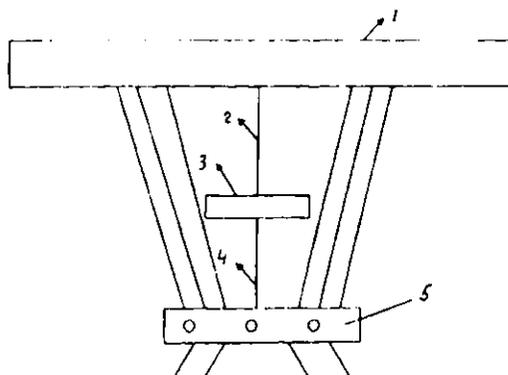


Рис. 20. Схема катодной защиты;

1 - защищаемый нефтепродуктопровод, 2 и 4 - проводники, 3 - источник постоянного тока, 5 - анодные заземления.

10.3 Аварии на магистральных нефтепродуктопроводах и их ликвидация

Основные причины аварии на магистральных нефтепродуктопроводах – нарушения правил эксплуатации, отклонения от действующих СН и П и проектных решений, заводские дефекты труб, исходя из величины аварийных потерь, нефтепродуктов. Аварии на магистральных нефтепродуктопроводах подразделяют на три категории.

К первой категории отнесены аварии, которые вызваны не предвиденными простоями перекачивающих станции продолжительностью более 8 часов;

-аварии, повлекшие потери нефтепродукта более 100т или порчу его качества в количестве более 200 т;

-аварии, в результате которых вышли из строя узлы или агрегаты и требуется их ремонтировать или заменять, общей трудоемкостью свыше 100 чел. - часов;

-все аварии, сопровождающиеся тяжелым травматизмом. Ко второй категории следует относить:

-аварии, вызвавшие простои перекачивающих станции или наливных пунктов, как в целом, так и отдельных узлов и агрегатов продолжительностью менее 8 часов.

-аварии, вызывающие одновременную потерю нефтепродуктов в количестве от 10 до 100 т. Или порчу их в количестве от 100 до 200 т.

-аварии, вызывающие остановку перекачки нефтепродукта по трубопроводу, а также выход из строя телефонной связи.

К третьей категории относятся:

-аварии, связанные с появлением коррозионных свищей, трещин сварных стыков, течи сальников задвижек и фланцевых соединений, потери нефтепродукта в количестве до 10 т., а также неисправности оборудования, не вызывающие необходимости остановки отдельных агрегатов для внепланового ремонта. К категоричным авариям не относятся повреждения нефтепродуктопровода, сопровождающиеся потерями не более 200кг. нефтепродукта, а также поломки основного или вспомогательного оборудования, узлов и механизмов перекачивающих станций и наливных пунктов, ликвидация которых возможна в течение 4 часов силами обслуживающего персонала. При этом не должно быть сокращения объемов перекачки или ее прекращение.

Основной показатель крупного повреждения трубопровода и утечки нефтепродукта - падение давления в трубопроводе. При падении давления проверяют схему перекачки и рабочего положения всех задвижек. Диспетчер районного управления одновременно организует проверку баланса перекачки между двумя соседними станциями. Перекачка прекращается, если замечено значительное расхождение балансов.

При образовании свищей выход нефтепродукта не всегда вызывает заметное падение давления в магистрале, особенно когда повреждение находится в конце перегона/Во всех случаях перекачку надо остановить, организовать осмотр трассы и выявить причину и место повреждения. Место повреждения можно определить также графо-аналитическими способами, основанными на исследовании графика падения напора.

В случае выхода большого количества нефти и нефтепродукта на поверхность земли вблизи населенного пункта, железной или шоссейной дороги линейный обходчик, кроме извещения об аварии, принимает меры к предотвращению пожара и несчастных случаев; организует объезд на участке выхода жидкости через местные Советы народных депутатов, органы пожарной охраны, милиции или руководителей предприятий, расположенных вблизи аварии трубопровода, организует оповещение местного населения об опасности и необходимости соблюдения, определенных правил безопасности, не допускает посторонних лиц к месту разлива.

При ликвидации аварии на трассе магистральных нефтепродуктопроводов необходимо:

на месте аварии в радиусе 5 м. снять траву, пропитанные нефтепродуктами места зачистить и засыпать свежим грунтом толщиной не менее 10см., место аварии в радиусе 20 м, от вскрытой траншеи оградить предупредительными знаками (в ночное время - фонарями взрывобезопасного типа);

если эта зона расположена вблизи населенного пункта установить посты пожарной охраны;

прибывшие для ликвидации аварии автомобили и тракторы установить в стороне от места разлива нефти и нефтепродуктов не ближе 30 м;

-при вскрытии траншей глубиной 0,3 м. от верха трубы применять деревянные лопаты.

10.4 Особенности эксплуатации нефтепродуктопроводов, проходящих по территории населенных пунктов.

В соответствии с требованиями СН и П не разрешается прокладка магистральных нефтепроводов по территории населенных пунктов .

Однако в настоящее время сложилась такая ситуация, что многие нефтебазы оказались в черте городской застройки или подход к ним нефтепродуктопровода может быть осуществлен только через населенные пункты. В то же время нефтепродуктопроводы к нефтебазам, расположенным в городской черте, необходимы, так как подачу больших объемов нефтепродуктов на нефтебазы целесообразно осуществлять трубопроводным транспортом. Часто нефтепродуктопроводы от расположенных в черте города перерабатывающих заводов до головных насосных станций нефтепроводов также проходят по территории города.

Опыт эксплуатации трубопроводов на территории городов показывает, что число аварии на газопроводах значительно больше, чем на нефтепродуктопроводах. Однако это не умаляет роли особой защиты участков магистральных нефтепродуктопроводов и ответвлений от них, проходящих по территории населенных пунктов.

До приемки в эксплуатацию линейной части трубопровода эксплуатационному персоналу должны быть предъявлены акты на окончательные испытания участков трубопровода на прочность и плотность при P и $sl = 1,5 P_{раб}$, исполнительные чертежи выполненных пересечений с городскими наземными и подземными коммуникациями , исполнительные чертежи участков трубопроводов, проложенных в кожухе и т.д.

Магистральный трубопровод к моменту сдачи должен иметь линейно-путевую телефонную сеть, обеспечивающую быструю передачу информации диспетчеру управления с трассы нефтепродуктопровода, а также передачу команд в обратном направлении.

Трассу магистрального нефтепродуктопровода закрепляют в натуре постоянными легко обнаруживаемыми железобетонными знаками. Знаки указывают ось нефтепродуктопровода, километраж трассы и фактическую глубину заложения труб. На знаке должна быть надпись «Нефтепродуктопровод» и № телефона, по которому следует обращаться в случае выхода нефтепродукта на поверхность. Знаки устанавливают на расстоянии в пределах видимости один от другого. Обязательно устанавливать знаки с указанием изменения направления в местах поворота трассы. На автодорогах в местах пересечения трассы магистрального нефтепродуктопровода надо устанавливать автодорожные знаки о запрещении остановки автотранспорта. Помимо постоянных знаков , у каждого линейного обходчика и в машинах линейной службы должны быть переносные предупредительные знаки для ограждения мест утечек и ремонтируемых участков

Вдоль магистрального нефтепродуктопровода обеспечивается возможность проезда транспорта и механизмов ремонтных бригад.

Участки нефтепродуктопроводов должны быть оборудованы задвижками, расположенными на расстоянии не более 5 км. друг от друга. Задвижки должны быть установлены в колодцах с открывающимися по всему периметру крышками и

имеющих ограждение; в колодцах предусматривается возможность подключения к трубопроводу передвижных насосных станций для замещения водой находящегося в нем нефтепродукта, в колодцах должны быть манометры с дистанционной передачей показаний.

Для защиты труб от почвенной коррозии на них наносят усиленное противокоррозионное покрытие.

Режим работы магистрального нефтепродуктопровода выбирают и поддерживают таким образом, чтобы нефтепродукт поступал на конечный пункт под минимально допустимым по технологическим соображениям давлением. Перед входом в город на нефтепродуктопроводе должно быть установлено предохранительное устройство, предотвращающее повышение давления на городском участке до уровня, опасного для целостности трубопровода.

На случай аварии нефтепродуктопровода линейная служба должна иметь разработанный и утвержденный руководством управления план сбора и выезда на трассу который предусматривает: порядок оповещения об аварии, порядок сбора аварийной бригады, очередность выезда специальных машин аварийной бригады к месту аварии, перечень аварийно - транспортных средств, механизмов, оборудования, средств связи, пожаротушения и др., направляемых к месту аварии.

10.5 Защита переходов через водные преграды.

Опасными участками магистральных трубопроводов являются их переходы через водные преграды.

В случае разрыва трубы над водной преградой (или проходящей по дну реки) нефть или нефтепродукт, всплывая на поверхность , уносится вниз по течению со скоростью, равной скорости течения воды. В заводах, в местах, где течение небольшое, нефтепродукт может накапливаться.

Поэтому защита перехода через водные преграды должна быть выполнена с соблюдением особых требований.

Пересечение водной преграды магистральным трубопроводом может быть решено путем прокладки подводного трубопровода (с заглублением в грунт или по дну реки) или устройство надземного (надводного) перехода.

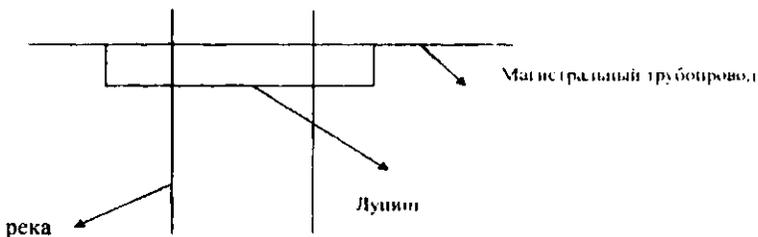


Рис. 21. Схема прокладки лупинга через водную преграду

Сооружения надводных переходов может быть целесообразным при пересечении горных рек, дно которых сложено скальными грунтами, а берега крутые и размываемые.

В целях обеспечения надежной работы трубопровода пересекающего реки и каналы, на случай его прорыва под водой, сооружается параллельный трубопровод, проложенный по дну водной преграды – так называемый луинг, который обеспечивает бесперебойную работу магистральной линии на время проведения аварийных работ (рис.21).

Контрольные вопросы.

1. Какие способы защиты трубопроводов от коррозии применяются в настоящее время?
2. Какие аварии происходят на магистральных нефтепродуктопроводах?
3. Способы ликвидации аварий на магистральных нефтепродуктопроводах
4. Назовите основные особенности эксплуатации нефтепродуктопроводов, проходящих через населенные пункты
5. Какой способ применяется для защиты трубопровода, проходящего через волную преграду?
6. Какие формы коррозии наиболее часто встречаются при эксплуатации трубопроводов?
7. Эрозия газопроводов и меры по ее предупреждению

11. Аварии при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

План проведения лекции:

1. Аварии при глубинно-насосной эксплуатации скважин.
2. Аварии при фонтанной эксплуатации скважин.
3. Аварийные фонтаны и способы их глушения.

11.1. Аварии при глубинно - насосной эксплуатации скважин.

Более 80% фонда всех эксплуатационных скважин добывают нефть при помощи глубинных насосов, которые приводят в движение станками-качалками. Глубинно-насосная эксплуатация скважина является одной из главных способов добычи нефти.

Современными глубинно-насосными установками можно добыть нефть с глубин до 3000 м, а также эксплуатировать скважины с дебитом жидкости от долей тонны (200-300 л/сут) до нескольких сотен тонн в сутки.

Глубиннонасосная установка (рис.22), состоит из глубинного насоса, находящегося в скважине, и станка-качалки, установленного на поверхности у устья скважины. Цилиндр насоса укреплен на конце спущенных в скважину

насосно-компрессорных труб (НКТ) 4, а плунжер 2 подвешен на колонне штанг 3. Там же верхняя штанга соединена с головкой 7 балансира станка-качалки гибкой канатной или цепной) подвеской.

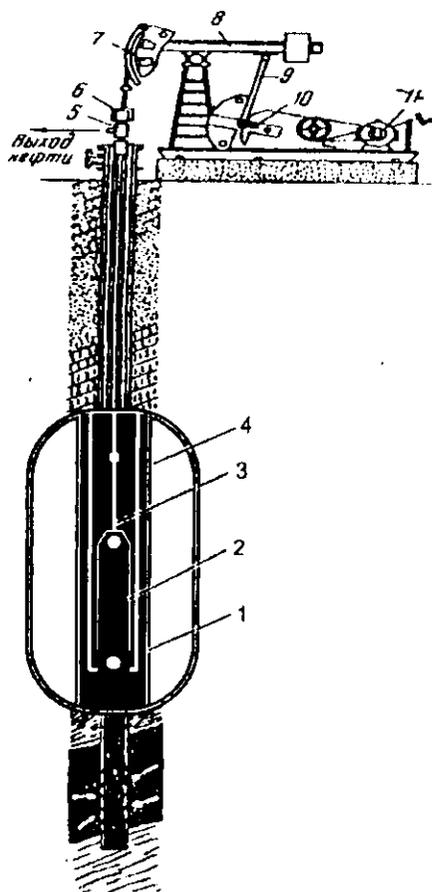


Рис. 22. Схема глубинно-насосной установки.

Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ), по которой жидкость от насоса поднимается на поверхность, заканчивается на устье тройником 5. В верхней части тройника имеется сальниковое устройство 6, предназначенное для предотвращения утечек жидкости вдоль движущегося сальникового штока, т.е. последней верхней насосной штанги, а в средней части - боковой отвод, по которому жидкость из скважины направляется в выкидную линию.

В механизме станка-качалки вращение вала электродвигателя 11 через понижающую трансмиссию передается на вал кривошипов и при помощи кривошипов 10 и шатунов 9 преобразуется в качательное движение балансира 8. Возвратно-поступательное движение точки подвеса штанг и, следовательно, плунжера насоса создается качанием балансира относительно его опоры. Работа насоса происходит следующим образом.

При движении плунжера вверх нижний всасывающий клапан под давлением жидкости снизу открывается и жидкость поступает в цилиндр насоса. В это время верхний нагнетательный клапан закрыт, так как на него действует давление столба жидкости, находящейся в НКТ.

При движении плунжера вниз нижний всасывающий клапан под давлением жидкости, находящейся под плунжером, закрывается, а нагнетательный клапан открывается, и жидкость из цилиндра переходит в пространство над плунжером.

Таким образом, при ходе плунжера вверх одновременно происходит всасывание жидкости в цилиндр насоса и подъем ее в НТК, а при ходе вниз вытеснение жидкости из цилиндра в полость труб. Эти признаки характеризуют глубинный насос как насос одностороннего действия.

Аварии, которые происходят при работе глубинно-насосной установки, следующие:

- полет колонны НКТ на забой;

- заклинка колонны НКТ в результате попадания в скважину постороннего предмета;

- обрыв колонны насосных штанг;

- отказ в работе глубинного насоса, нет подачи жидкости;

- слом балансира станка-качалки;

- расслабление контргрузов, укрепленных на кривошипах;

- выход из строя электромотора-привода станка-качалки.

Полет колонны НКТ происходит при производстве спускоподъемных операций для смены цилиндра глубинного насоса в результате не исправности элеватора или свинчивания резьбы муфты-ниппеля через нитку. Для извлечения из скважины колонны НКТ применяются в основном метчик, труболовка внутренняя и труболовка наружная (шлипс). Применение того или иного ловильного инструмента диктуется состоянием головы обрыва. Так, например, если голова обрыва представляет собой муфту, то применяют метчик, если же тело трубы или резьба по телу, тогда необходимо ловильные работы производить труболовкой.

Во всех случаях проведения аварийных работ метчиком или труболовкой необходимо их применять предохранительным кожухом, чтобы ловильный инструмент не прошел мимо головы обрыва. Если же в результате ошибки в замере длины НКТ произойдет перепуск метчика или труболовки, спущенных без предохранительного кожуха, ниже головы обрыва, то произойдет их заклинка и прихват колонны труб.

Заклинка колонны НКТ может произойти в результате полета постороннего предмета (кувалды, секача, предохранительного кольца резьбы и т.п.) в скважину, что может вызвать прихват труб. Обычно такие аварии ликвидируют плавающим расхаживанием (вира-майна) колонны с интенсивной циркуляцией нефтью.

Обрыв колонны насосных штанг может произойти по резьбовому соединению или по телу штанги в результате усталости металла. Для извлечения оставшихся насосных штанг обычно поднимают колонну НКТ.

Отказ в работе глубинного насоса происходит в результате размыва всасывающего или нагнетательного клапанов насоса, что без труда устанавливается проведением динамометрии по результатам, по которым делается вывод о необходимости подъема НКТ и смены насоса.

Авария - слом балансира станка-качалки носит тяжелый характер, так как ее последствия обычно влекут за собой проведения сложных аварийных работ по смене балансира на новый, что связано с потерей добычи нефти на несколько дней. Такие аварии происходят, потому что профилактический осмотр коренного подшипника балансира, который установлен на стойке станка-качалки, своевременно не производился. В результате без смазки и крепления основных соединений он нагрелся и затем разрушился.

Выход из строя электромотора - привода станка -качалки происходит по причине либо замыкания в электрической сети, либо перегрузки на головке балансира. Работы по замене электромотора на новый связаны с потерей производительного времени и добычи нефти за время простоя.

11.2. Аварии при фонтанной эксплуатации скважин.

При фонтанной эксплуатации скважин имеют место аварии, связанные с утечками продукта (нефти и газа) через не плотности фланцевых соединений и сальников задвижек, что без особых затруднений ликвидируется операторами промысла при очередных осмотрах объекта.

В тяжелых случаях, когда появились сильные пропуски в сальнике или фланцевом соединении, что требует замены оборудования фонтанной арматуры, тогда требуется прекратить фонтанирование скважины путем ее задавки. Существуют два способа задавки скважины:

-путем замены столба газа или нефти водой, а затем и глинистым раствором, что делается при непрерывной циркуляции - закачкой их в трубное пространство по колонне НКТ и выхода по кольцевому пространству;

-путем прямой закачки воды и затем глинистого раствора в скважину, так называемая лобовая задавка; она производится тогда, когда в скважине отсутствует колонна НКТ.

11.3. Аварийные фонтаны и способы их глушения.

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин, также как и при бурении, возникают аварийные фонтаны в основном по следующим причинам:

-проведение перфорации продуктивного пласта на растворе пониженной плотности по сравнению с той, при которой производилось его вскрытие при бурении:

-отсутствие задвижки на устье при перфорации;

-при спуске колонны НКТ в скважину после проведения перфорации на буровой отсутствует патрубок с подвесным фланцем (план-шайба), тогда при начавшемся переливе скважины нет возможности герметизировать устье;

-фонтанная арматура не опрессована на ожидаемое рабочее давление, тогда после вызова притока и возникновения газопроявлений пропуски газа могут перейти в открытое фонтанирование.

Так, например, в скважине 1 Северный Мубарек-вскрытие XVII горизонта производилось на растворе плотностью $1,32 \text{ г/см}^3$. После спуска и цементировании эксплуатационной колонны $146 \text{ мм} \times 2170 \text{ м}$ и оборудования устья для ее опробования приступили к перфорации газового пласта. Однако из-за отсутствия раствора плотностью $1,32 \text{ г/см}^3$ решили перфорацию произвести на воде плотностью $1,05 \text{ г/см}^3$. При перфорации первого метра XVII горизонта скважина начала переливать, а затем и фонтанировать, при этом каротажный кабель с перфоратором был выброшен из колонны и повис на тросах.

Причина аварийного фонтанирования - грубое нарушение правил перфорации продуктивного объекта на растворе пониженной плотности по сравнению с той, при которой производили его вскрытие в процессе бурения скважины.

Контрольные вопросы.

1. Какие аварии происходят при глубинно-насосной эксплуатации нефтяных скважин?
2. Какая особенность имеет место при ликвидации аварии при фонтанной эксплуатации скважины?
3. Какие способы глушения скважин применяется при ликвидации открытых фонтанов через эксплуатационную колонну?
4. В каких случаях применяется способ задавки фонтанирующей скважины путем прямой закачки задавочной жидкости в колонну?
5. В каких случаях применяется способ задавки скважины путем замены столба газа или нефти водой, а затем и глинистым раствором?

12. Затрубные газопроявления во время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ).

План проведения лекций.

1. Затрубные газопроявления при ОЗЦ после цементировании обсадной колонны.
2. Перетоки и прорывы газа, грифоны в процессе бурения.
3. Межколонные давления при эксплуатации скважин.

12.1. Затрубные газопроявления при ОЗЦ после цементирования колонны.

После цементирования обсадной колонны (промежуточной или эксплуатационной), которой перекрыт газовый пласт с подъемом цементного раствора до устья, во время ожидания затвердевания цемента ОЗЦ, спустя 3-4 часа после окончания цементирования, возникают газопроявления, которые при определенных условиях могут перейти в фотанирование скважины из межколонного пространства. Такие проявления называются затрубными газопроявлениями при ОЗЦ. Они могут возникать и гораздо более позднее время, например, спустя 1 и более суток.

Причины возникновения затрубных газопроявлений теперь хорошо изучены и состоят в следующем:

1. При твердении цементного раствора происходит падение активного гидростатического давления столба раствора до гидростатического столба воды. Например, зацементировали колонну, спущенную на глубину 1000 м цементным раствором плотностью $1,85 \text{ г/см}^3$, при этом столб раствора создавал на забое давление, равное $0,1 \cdot 1,85 \cdot 1000 = 185 \text{ кгс/см}^2$. По мере твердения гидростатическое давление снижалось и к концу схватывания, когда раствор превратился в камень, это давление снизилось до $0,1 \cdot 1,0 \cdot 1000 = 100 \text{ кгс/см}^2$, т.е. до давления столба воды. При наличии пластового давления допустим 140 кгс/см^2 , в скважине создавалась депрессия давлений, равная $140 - 100 = 40 \text{ кгс/см}^2$ и направленная из пласта в скважину.

2. При неудовлетворительном цементировании скважины цементный камень не имеет хорошего сцепления с колонной и породой по всей зацементированной длине, в связи с чем образуются сквозные каналы, заполненные буровым раствором, которые являются путями миграции газа из пласта по кольцевому пространству на дневную поверхность.

Однако не каждый газовый пласт может создать условия для возникновения затрубных газопроявлений во время ОЗЦ. Эти условия в основном зависят от проницаемости пласта и аномальности пластового давления и описываются выражением

$$m \left(\frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{ст.в}}} - 0,9 \right) \geq 30, \quad (16)$$

где m - проницаемость газового пласта, милли дарси;

$P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, кгс/см^2 ;

$P_{\text{ст.в}}$ - гидростатическое давление столба воды, взятое по кровле залегания газового пласта в данной скважине.

Если левая часть выражения (16) окажется больше или равна правой, то в данной скважине затрубные газопроявления во время ОЗЦ могут возникнуть. Если левая часть выражения (16) окажется меньше правой, т.е. 30-ти, то затрубные газопроявления при ОЗЦ возникнуть не могут, так как сам по себе газовый пласт

по параметрам проницаемости и коэффициенту аномальности пластового давления ($k = P_{нн} / P_{снн}$) имеет недостаточные значения.

Например, на разведочной площади Хаджи Хайрам в скв.1 спущена эксплуатационная колонна на глубину 1800 м с перекрытием газового XII горизонта, при глубине залегания его кровли на 1600 м. Пластовое давление $P_{нн} = 190$ кг/см²

Определить возможные условия возникновения затрубных газопроявлений во время ОЗЦ, если $m = 500$ мд.

$P_{нн} = 0,1 \cdot 1,0 \cdot 1600$ кгс/см², тогда

$$500 \left(\frac{190}{160} - 0,9 \right) = 140 \quad 140 > 30$$

Следовательно, в данной скважине следует ожидать возникновение затрубных газопроявлений при ОЗЦ.

Если же газовый пласт имел бы $P_{нн} = 160$ кгс/см², $m = 100$ мд и его кровля залегала на глубине 1600 м, тогда

$$100 \left(\frac{160}{160} - 0,9 \right) = 10 \quad 10 < 30$$

Следовательно, в данной скважине не следует ожидать затрубных газопроявлений во время ОЗЦ.

Затрубные газопроявления при ОЗЦ чаще всего возникают в скважинах, зацементированных до устья, так как падение давления на газовый пласт по высоте цементного кольца здесь имеет место по всей длине зацементированной колонны и соответствует давлению столба воды. В целях предупреждения падения давления по высоте цементного кольца рекомендуется применять 2-х ступенчатый способ цементирования газовой скважины с разрывом во времени.

Для достижения высокого качества цементирования обсадных колонн, которыми перекрыты газовые пласты, рекомендуются применять следующие мероприятия.

-расخаживать обсадные колонны, чтобы избежать их прихвата и одностороннего размещения цементного раствора в затрубном пространстве;

-устанавливать пружинные фонари для той же цели;

-увеличивать разность удельных весов;

вытесняемой и вытесняющей жидкости, а также снижать статическое напряжение сдвига бурового раствора;

-прокачивать разделительную (буферную) порцию жидкости (воды) перед закачкой цементного раствора;

-повышать скорости движения жидкости в затрубном пространстве при закачке и продавке цементного раствора до 2 м/сек и выше.

В ряде случаев в процессе цементирования обсадные колонны не расхаживаются, поэтому оказываются прихваченными, что исключает образование цементного кольца в местах прихвата. Расхаживание обсадной колонны следует признавать обязательным. Исключение может быть сделано только для скважин, где имеются низкие запасы прочности обсадных труб на расстройство муфтовых соединений.

12.2 Перетоки и прорывы газа грифонов в процессе бурения.

На каждом месторождении, как правило, имеется ряд структурных скважин, пробуренных в начальный период разведки до кровли, маркирующего горизонта, которые ликвидируются без изоляции ствола. Перетекая по этим стволам, газ может насытить пористые пласты, залегающие в непосредственной близости к поверхности: в результате образуются грифоны. Заглушить скважину при этом через ее ствол невозможно и для ликвидации аварийного состояния, как правило, приходится бурить ряд наклонных скважин с последующей закачкой в них огромного количества воды и раствора для глушения скважины.

Принципиальная схема возникновения грифонов приведена на рис. 23.

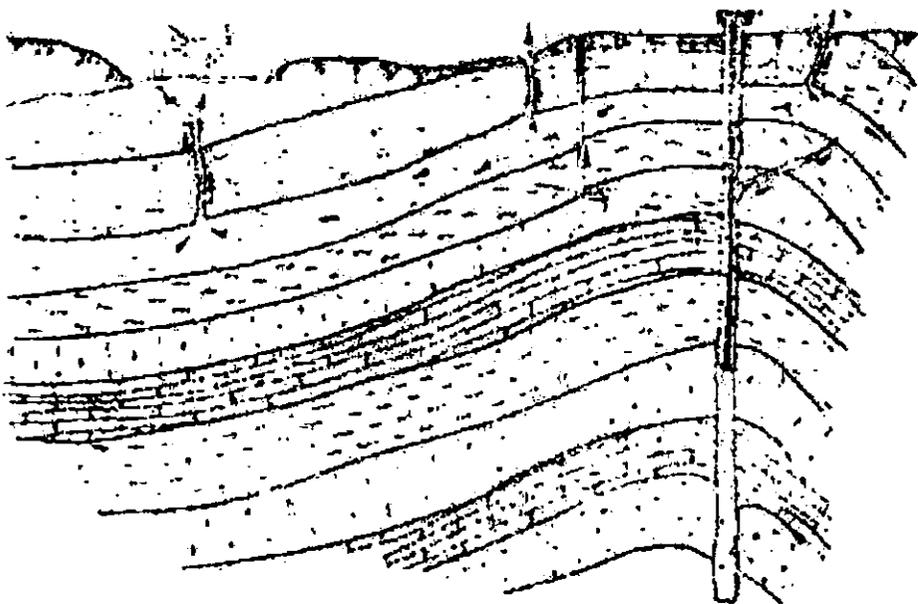


Рис. 23. Принципиальная схема возникновения грифонов при прорыве газа из скважины с коротким, кондуктором.

При затрубных газопроявлениях в скважине возникают те же условия, что показаны на рис.23. Кроме того, практикой установлено, что резьбовые соединения обсадных колонн в ряде газовых скважин недостаточно герметичны и в период эксплуатации являются проводниками газа из колонны в межколонное пространство. Газ при длительно действующих межколонных давлениях насыщает верхние пористые горизонты, что помимо потерь газа приводит к грифонообразованиям и фонтанам при дальнейшем разбуривании месторождения (скв. Сев. Памук и др.).

Иногда в результате длительных утечек газа может нарушиться резьбовое соединение и произойти разрыв эксплуатационной колонны. При этом давление газа может вызвать разрыв верхних горизонтов и образование грифонов. Так, например, при фонтанировании газом с дебитом 18 млн. м³/сут скв. 11 Уртабулак по отводам при закрытой стволовой задвижке возникли грифоны вокруг аварийной скважины, всего 136 грифонов в радиусе 500 м. Фонтанирование происходило по промежуточной колонне 219 мм х 2380 м. Видимо, в результате длительного фонтанирования (10 мес.) колонна была расслаблена и резьбовые соединения нарушены.

Таким образом, перед вскрытием продуктивных пластов при бурении газовых скважин необходима надежно зацементированная колонна с башмаком на глубине h , исключающая возможность разрыва пород, залегающих ниже ее башмака.

Минимально необходимая глубина спуска кондуктора (или промежуточной колонны), после спуска которого ожидается вскрытие газового пласта с давлением $P_{гн}$, определяется по формуле:

$$n = \frac{P_{гн}}{a}, \quad [M]$$

где a - градиент гидроразрыва пласта равный 0.200 кг/с.м²/м.

Например, намечается вскрытие газового пласта на глубине 1200 м с $P_{гн} = 140$ кгс/с.м². Определить длину кондуктора, исключающую гидроразрыв пласта.

$$n = \frac{P_{гн}}{a} = \frac{140}{0.200} = 700m$$

При этом данная глубина 700 м уточняется. Если ниже 700 м залегают зона поглощения раствора, то длина кондуктора увеличивается с целью перекрытия этой зоны. И если же в разрезе данной скважины залегают глины в интервале 600-750 м, то глубину спуска кондуктора сокращают и тогда его башмак можно установить в глины на глубину 630-640 м

12.3. Межколонные давления при эксплуатации скважин.

В процессе эксплуатации скважины газ не должен поступать (пропуск газа) из пространства между эксплуатационной и промежуточной колоннами, между промежуточной колонной и кондуктором.

На газовых месторождениях особенно с высокими пластовыми давлениями и АВПД (Кокдумалак и др.) в большинстве законченных бурением скважин и находящихся в эксплуатации наблюдается скопление газа в межколонном пространстве, а также пропуски газа за промежуточными колоннами и даже за кондукторами. Установлено, что газ попадает в межколонное пространство следующими основными путями:

- через цементное кольцо за обсадными трубами из-за низкого качества цементирования колонн (участок ВС);

- через резьбовые соединения обсадной колонны из-за недостаточной их герметичности (участок АВ);

- через места соединений сгонного патрубков с обсадной колонной и верхним фланцем колонной головки;

- через зазоры между цементом и трубой, цементом и стенкой скважины.

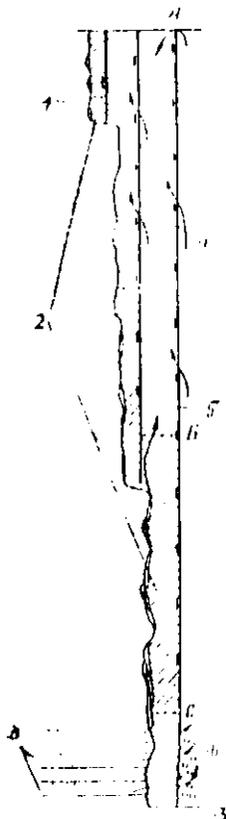


Рис. 24. Схема поступления газа в межколонное пространство:

1-кондуктор; 2-цементное кольцо; 3-газонесные пласты;

4-промежуточная; 5-эксплуатационная колонна; 6-фильтр

В ряде скважин длительно действующие межколонные давления и связанные с этим перетоки газа приводят к насыщению газом неглубоких пористых горизонтов, в результате чего сильно осложняется проходка скважин на месторождении, так как возникают открытые фонтаны и затрубные выбросы после цементирования колонн. Наблюдаются случаи разведения резьбовых соединений обсадных колонн с последующим их разрывом и образованием многочисленных грифонов.

Практикой установлено, что межколонное давление результат раздельного или совместного действия указанных путей проникновения газа в межколонное пространство.

Качество цементирования скважины проверяется акустическим цементомером. АКЦ и путем термозамера. АКЦ дает качество сцепления цемента с колонной и породой по трем параметрам: хорошее, удовлетворительное и сцепление отсутствует. При хорошем цементировании скважины 85-90% длины зацементированной колонны имеет хорошее и удовлетворительное сцепление цемента с колонной и стенкой скважины. При плохом не качественном цементировании более 50% длины колонны не имеет сцепления цемента с колонной и стенкой скважины.

Контрольные вопросы

1. Назовите причины возникновения затрубных газопроявлений при ОЗЦ.
2. Назовите причины перетоков газа в затрубном пространстве и грифонов вокруг устья скважины после окончания скважины бурением.
3. Пути попадания газа в межколонное пространство газовой скважины при ее эксплуатации и мероприятия по предупреждению данного вида осложнения.
4. Напишите эмпирическое выражение, решение которого позволяет сделать вывод о возможных условиях возникновения затрубных газопроявлений при ОЗЦ.
5. Какие способы предупреждения и ликвидации газопроявлений во время ОЗЦ применяются в настоящее время при закачивании скважин?

Раздел II. Практические занятия.

1. Гидравлический индикатор веса ГИВ – 6 М.

Предназначен для индикации и регистрации натяжения неподвижного конца талевого каната при бурении скважин, а также при подземном и капитальном ремонте эксплуатационных скважин.

В зависимости от назначения прибор выпускают в двух модификациях, имеющих разную комплектность:

ГИВ – 6 – I щит с регистратором, пресс-бачок и арматура, основной и верньерный указатели, трансформатор давления. Применяется в глубь бурения ГИВ – 6 – III, но без верньера и применяется в капремонте и подземрем. ГИВ-6 рассчитан для измерения усилий натяжения канатов с диаметрами от 15 до 38 мм. Для комплектации приборов выпускают трансформаторы давления: для диаметров каната от 15 до 19 мм;

ТД 2А с пределами измерения 100-4000 и 200-8000 кгс;

для диаметров канатов от 22 до 28 мм ТД – 4 с пред. измер 500 1500 и 500 18000 кгс;

для диаметров канатов от 32 до 38 мм ТД – 5 с пределами измерения 800 20000 и 800 – 25000 кгс.

Значения верхних пределов измерения устанавливаются путем регулирования угла преломления каната при помощи подкладываемых под объемные боковых и средних роликов прокладок. Положение среднего ролика после регулировки фиксируется пломбой. ГИВ состоит из трансформатора давления канат (мертв. конце), верньер – манометра 3, показывающего манометра 4, самонишущего прибора 5 (манометра), насоса для подкачки жидкости в системе 6 и емкости для жидкости, системы трубочек 8.

Талевый канат проходит через роликовые опоры корпуса 9 и 10 и поршня 11, изгибаясь под определенным заданным углом. Благодаря изгибу у оси каната возникают усилия, действующие на поршень 12, который давит на жидкость. Воспринимаемое жидкостью усилие передается по системе трубок на манометры 3, 4 и 5.

Нижние пределы измерения во всех случаях устанавливаются при положении стрелки на 10-м делении. Натяжение каната при этом соответствует весу талевой системы.

При изготовлении ТД тарируются на канатах определенного Ø, о чем делается соответствующая запись в паспорте.

Необходимо иметь в виду, что нагрузочная кривая ГИВ (зависимость) показаний от усилий натяжения каната при изменении Ø каната меняется, поэтому использовать ТД на канатах других Ø не разрешается без проведения повторной тарировки на канате требуемого диаметра.

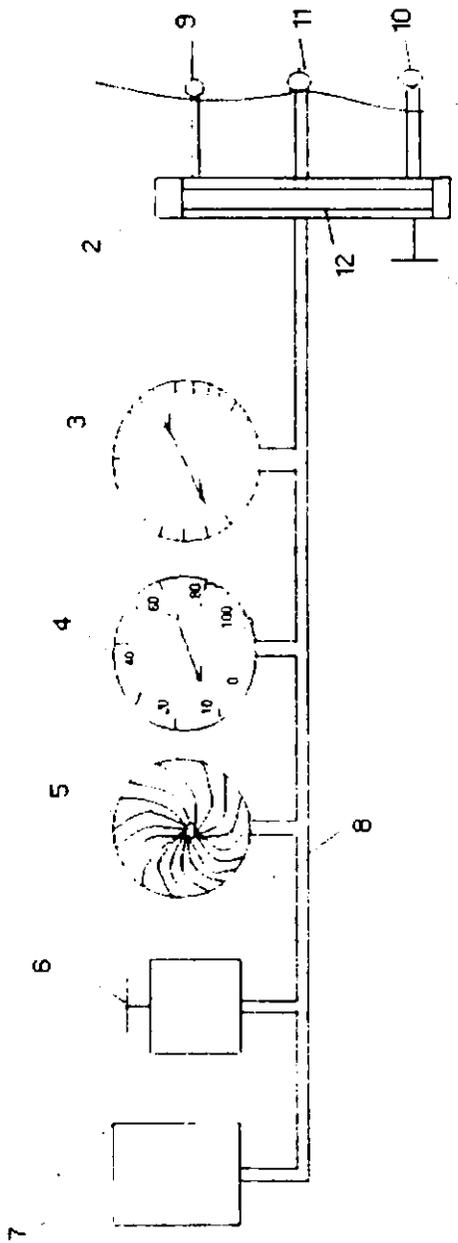


Рис.25 Гидравлический индикатор веса. ГИВ - 6М

Давление в гидросистеме при max натяжении каната (100 дел) $10 + 0,1$ кгс/см²

Угол поворота стрелок при max давлении: для основного указателя 270° для верньерного указателя - 1800°.

Для пользования ГИВ необходима тарифовочная кривая и таблица цены деления. Для ввода в эксплуатацию прибора необходимо:

установить перо регистратора на 10-м делении диаграммы и показать в 4 то это на 10 приподнять крюк над ротором на высоту 10-15 м и снова опустить его. Эту операцию проделать 2-3 раза, убедившись в то, что стрелка основного указателя и перо регистратора остаются на 10 м делении. При отключении стрелки заказать в систему или выпустить из ТД необходимое количество жидкости:

завести часы регистратора, они заводятся на 24ч, установить диаграмму по времени, т. е на 8⁰⁰ утра, наполнить перо чернилами и закрыть стеклянную крышку на замочек.

Правила ухода и эксплуатации

а) ежедневно заполнять специальными чернилами перо регистратора и производить смену диаграммы;

б) 1 раз в неделю промывать перо спиртом емкость биВ 800 грамм

в) часовой механизм заводить регулярно в одно и то же время, лучше всего при смене диаграммы в 8 час утра;

г) 1 раз в смену проверять положение стрелки и пера на 10-м делении при отсутствии веса инструмента на крюке ее на 10-м делении;

д) через каждые 4 места работы прибора на буровой комплект ГИВ независимо от его состояния должен быть демонтирован и отправлен в лабораторию для осмотра, текущего ремонта и перетарировки на разрывной машине;

ж) ремонт индикатора, связанный хотя бы с частичной разборкой прибора на буровой не допускается;

з) следить за тем, чтобы неподвижный конец талевого каната по всей длине не касался деталей вышки.

1.1. Расчеты по данным показаний гидравлического индикатора веса ГИВ-6М.

В комплекте с ГИВ на буровую поступает паспорт с указанием цены деления. Например, для каната диаметром 28 и 32 мм для ГИВ-6М №1 и №2 приводится в табл.9.

По данным показаний ГИВ решаются следующие задачи:

- определение нагрузки на крюке;
- определение нагрузки на долото;
- определение нагрузки на вышку;
- определение допустимой нагрузки на сечение буровой трубы;
- определение нагрузки на резьбовое соединение обсадной трубы;
- определение пригодности ГИВ к дальнейшей эксплуатации.

Таблица 9.

Показания ГИВ, деления	Цена деления ГИВ №1 для каната диаметром 28 мм, кгс	Цена деления ГИВ №2 для каната диаметром 32 мм, кгс
10	500	500
20	2575	2575
30	4050	3775
40	5550	4350
50	7100	5550
60	8725	6800
70	10275	8300
80	11925	10100
90	13850	12100
100	15800	14300

Промежуточная цена деления определяется путем расчета или по графику нагрузочной (тарифовочной) ломаной линии, изображенной на рис.26.

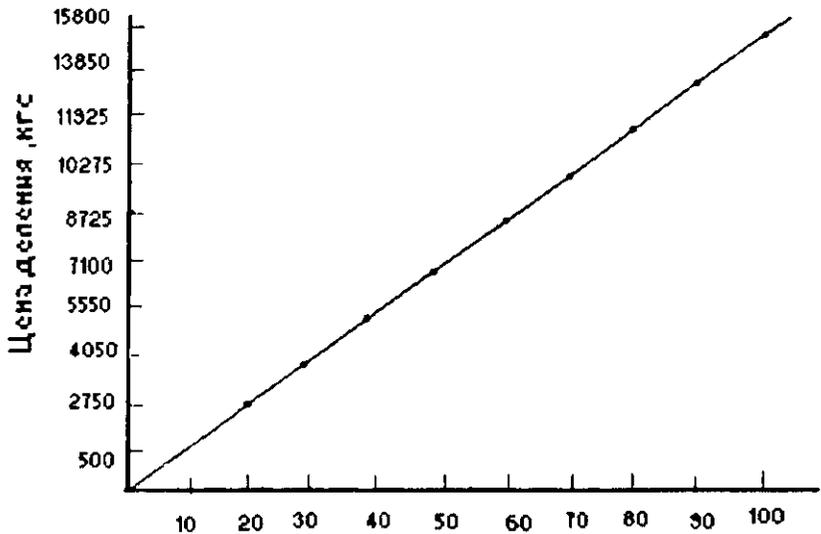


Рис.26 Нагрузочная (тарифовочная) линия ГИВ №1 на канате диаметром 28мм.

Пример 1. Определение нагрузки на крюке.

Определение нагрузки на крюке. Определить вес бурового инструмента на крюке, если ГИВ №2 показывает 45 делений; оснастка 4х5.

Решение. Нагрузка на крюке определяется по формуле

$$Q_{кр} = (Ц - Ц_{10})n,$$

где Ц – цена деления; $Ц_{10}$ – цена десятого деления; n – число рабочих струн оснастки; в нашем примере при оснастке 4х5 $n=8$.

Определим цену 45-го деления. Среднее приращение цены одного деления в интервале 40-50 делений составит

$$\Delta Ц = \frac{Ц_{50} - Ц_{40}}{10} = \frac{5530 - 4350}{10} = 120 \text{ кгс}$$

Тогда цена 45-го деления составит $4350 + 5 \cdot 120 = 4950$ кгс.

Чтобы определить нагрузку на крюке необходимо вычесть цену 10-го деления 500 кгс, что составляет вес талевого системы (канаг, крюк, талевый блок), т.е.

$$Q_{кр} = (4950 - 500) \cdot 8 = 35600 \text{ кгс}$$

Примечание: на рис.2 приведена нагрузочная (тарировочная) линия для ГИВ №1.

Пример 2. Определение нагрузки на долото.

Определить нагрузку на долото, если перед началом бурения ГИВ №2 показывал 58 делений, разгрузили инструмент на 6 делений, оснастка талей 5х6.

Решение. Нагрузка на долото определяется по формуле:

$$P_{дол} = \Delta Ц \cdot n \cdot \partial,$$

где ∂ - количество делений разгрузки;

$$\Delta Ц = \frac{6800 - 5550}{10} = 125 \text{ кгс},$$

Тогда

$$P_{дол} = 125 \cdot 10 \cdot 6 = 7500 \text{ кгс}.$$

Решение. Нагрузка на долото $P_{дол} = \Delta Ц \cdot n \cdot \partial$, откуда

$$\partial = \frac{P_{\text{пол}}}{\Delta \text{Цп}} = \frac{10000}{150 \cdot 8} = 8,35 \approx 8,5 \text{ делений}$$

$$\Delta \text{Ц} = \frac{8300 - 6800}{10} = 150 \text{ кгс.}$$

То есть буровой инструмент необходимо разгрузить до 68-85 59,5 делении.

Пример 3. Определение нагрузки на вышку.

Нагрузка на вышку определяется по формуле

$$Q_{\text{выш}} = (n + 2)P_{\text{м}}$$

где $P_{\text{м}}$ – усилие в неподвижном конце талевого каната берется из паспорта ГИВ или нагрузочной линии.

Определить нагрузку на вышку, если ГИВ №2 показывает 80 делении при оснастке 5х6.

$$Q_{\text{выш}} = (10 + 2)10100 = 121,1 \text{ тс}$$

При оснастке 4х5, если ГИВ №1 показывает 100 делении

$$Q_{\text{выш}} = (8 + 2)15800 = 158 \text{ тс}$$

Решение некоторых задач по данным показаний ГИВ-6М.

Пример 4. Определение длины, не прихваченной части буровой колонны.

В скважине глубиной 2500 м произошел прихват буровых труб диаметром 140 мм со стенкой 9 мм. Вес колонны буровых труб в подошвенном состоянии перед прихватом 60 делений, вес талевой системы 10 делений, собственный вес колонны буровых труб 50 делений по ГИВ №1.

Растяжение P_1 , производилось на 65 делений, растягивающие P_2 на 75 делений. Разность умножений буровой колонны $\Delta l = 25$ см. Оснастка талей 4х5.

Решение. Определим приращение цены деления в интервале 65-75 делений по ГИВ №1. По данным тарировки на канате диаметром 28 мм по нагрузочной кривой находим, что

$$\text{Ц}_{65} = 9500 \text{ кгс} \quad \text{Ц}_{75} = 11100, \quad \text{тогда}$$

$$\Delta \text{Ц} = \frac{11100 - 9500}{10} = 160 \text{ кгс}$$

При $P_2 + P_1$ 75-65 10 делений разность натяжения составит $160 \cdot 10 \cdot 8 = 12800$ кгс.

Тогда длина свободной не прихваченной части бурильной колонны будет составлять

$$L = 1,05 \frac{EF}{P_2 - P_1} \Delta l = 1,05 \frac{2,1 \cdot 10^6 \cdot 38,7}{12800} = 163537,5 \text{ см} \approx 1635 \text{ м.}$$

Пример 5. Определение растягивающей нагрузки на тело трубы до предела текучести σ_T .

Определить на какое деление можно давать нагрузку на крюк при расхаживании прихваченного инструмента диаметром 140 мм со стенкой 8 мм, из стали группы прочности Д, для которой предел текучести $\sigma_T = 3800 \text{ кгс/см}^2$, временное сопротивление разрыву $\sigma = 5500 \text{ кгс/см}^2$. Оснастка талей 5х6.

Решение. Определяем растягивающую нагрузку, при которой напряжение в теле трубы, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести по формуле:

$$[Q_m] = F \cdot \sigma_m.$$

где F – площадь сечения тела трубы;

σ_m – предел текучести стали бурильной трубы.

Известно

$$Q_{пр} = (Ц - Ц_{10})n,$$

где n – число рабочих струн оснастки, в нашем примере равно 10.

Площадь сечения тела трубы диаметром 140 мм со стенкой 8 мм

$$F = 0,785 (14^2 - 12,4^2) = 33,1 \text{ см}^2.$$

$$Q_m = 33,1 \cdot 3800 = 125780 \text{ кгс.}$$

Допустимая нагрузка в теле бурильной трубы, при которой напряжение достигает предела текучести. По данным показания ГИВ определяется по формуле

$$Ц_m = \frac{Q_m}{n} - Ц_{10} = \frac{125780}{10} - 500 = 12078 \text{ кгс.}$$

Этой цене деления соответствует показание ГИВ №1 между 80 и 90 делением. Тогда

$$\Delta Ц = \frac{50 - 11925}{10} = 192,5 \text{ кгс}$$

Определим цену 81-го деления

$$11925 + 1 \cdot 192,5 = 12117,5 \text{ кгс}$$

Следовательно, для нашего примера допустимая нагрузка на крюк, чтобы при расхаживании талыми не порвать инструмент, находится между 80 и 81 делением: по ГИВ №1.

Пример 6. Определение цены деления ГИВ – 6М.

Определить цену индикатора веса, если ГИВ-6М показывает 70 делений.

Оснастка талей 5х6, глубина скважины 2752 м, бурильные трубы диаметром 140 мм со стенкой 9 мм, плотность раствора 1,32 г/см³. Бурение осуществляется роторным способом, 3-х шарошным долотом диаметром 295 мм, УБТ-203 длиной 140 м, в КНБК квадратной штанги со стороной квадрата 140 мм (5-й квадрат длиной 8 м находится в растворе, 10 м квадрата находится в воздухе. Вертулюга ШВ14-160М. Забой скважины

$$2600 + 140 + 3 \cdot 1 + 1 \cdot 1 + 8 = 2752$$

Решение. Цена давления ГИВ определяется по формуле

$$Ц = \frac{Q_{np}}{\delta - 10}$$

где δ - число делений, которое показывает ГИВ при поднятом инструменте над забоем;

Q_{np} - нагрузка на крюке, которая определяется по формуле

$$Q_{np} = (L_q + P) \left(1 - \frac{\gamma_{\phi}}{\gamma_{cm}} \right) + P_1$$

где L_q - масса бурильных труб, $L_q = 2600 \cdot 35,3 = 91780 \text{ кгс}$;

P - масса УБТ-203, три КЛС-290, долото и 8-м квадрата, погруженного в раствор

$$P = 1 \cdot 40 \cdot 203 + 3 \cdot 100 + 1 \cdot 35 + 8 \cdot 40 = 29075$$

P_1 - масса 10 м квадрата в воздухе и вертулюга

$$P_1 = 10 \cdot 40 + 1980 = 2380 \text{ кгс}$$

Тогда нагрузка на крюке составит

$$Q_{np} = (91780 + 29075) \left(1 - \frac{1,32}{7,85} \right) + 2380 = 102931 \text{ кгс}$$

Цена давления индикатора веса ГИВ-6М состоит

$$Ц = \frac{102931}{70 - 10} = 1715 \text{ кгс}$$

Необходимо иметь в виду, что данная цена ГИВ может распространяться на показания в интервале 68-72 деления ,т.е. 1-2 давления .

Пример 7. Проверка пригодности ГИВ-6М к дальнейшей эксплуатации на буровой.

Проверить пригодность ГИВ к дальнейшей эксплуатации на буровой, используя паспортные данные ГИВ № 2,если он показывает 88 делений $Q_{пр} = 105mc$,оснастка 5*6 определяется по формуле:

$$\frac{N - Q_{пр}}{N} \cdot 100 = 10\%$$

где N – вес инструмента на крюке согласно его паспорта.

Установлено, что если погрешность не превышает 10%, то практически эта величина является допустимой и ГИВ может работать. В противном случае он заменяется новым.

Решение. $U_{кр} = 117000 кгс$

$$N = (117000 - 500) \cdot 10 = 112000 кгс$$

Тогда

$$\frac{112000 - 105000}{112000} \cdot 100 = 6,2\%$$

То есть прибор пригоден для дальнейшей работы.

2. РАСЧЕТЫ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ СВОБОДНОЙ НЕ ПРИХВАЧЕННОЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И ДОПУСТИМЫХ ОБОРОТОВ ПРИ ОТБИВКЕ РОТОРОМ.

Пример 1. Определение длины свободной не прихваченной части одноразмерной бурильной колонны.

Определим длину свободной не прихваченной части одноразмерной бурильной колонны диаметром 140 мм со стенкой 9 мм, если прихват в данной скважине произошел при забое 1520 м. При натяжке талыми инструмента при нагрузке $P_2 - P_1 = 9600 кгс$ удлинение колонны труб составило $\Delta L = 15 см$.

Решение. Длина свободной неприхваченной части одноразмерной бурильной колонны будет составлять

$$1,05 \frac{EF}{P_2 - P_1} \Delta L = \frac{2,1 \cdot 10^6 \cdot 38,7}{9600} \cdot 15 = 133000 см = 1330 м$$

Этот пример можно решить по другой формуле

$$L = k \Delta L = 8666 \cdot 15 = 129990 см \approx 1300 м$$

где K - коэффициент, согласно данным табл. 1, составляет 8666

Определить длину свободной не прихваченной части колонны из труб ЛБТ со стенкой 11 мм, диаметром 129 мм, если прихват в данной скважине произошел при забое 1580 м. При натяжке талыми инструментом на 10 тс удлинение колонны труб составило 50 см.

Решение. Согласно данным табл.2 $K = 3075$, тогда

$$L = K \Delta l = 3075 \cdot 50 = 1538 \text{ м.}$$

Пример 2. Определение допустимого числа оборотов ротора для отбивки одноразмерной бурильной колонны.

Определить допустимое число оборотов ротора для отбивки прихваченного одноразмерного бурового инструмента диаметром 144 мм на глубине $L = 2500$ м. Трубы группы прочности Д со стенкой 10 мм, для которой $F = 32,8$ см, допустимое напряжение бурильной колонны $Q = 50$ тс, запас прочности, связанный с освобождением прихваченной колонны $K = 1,30$

Решение. Допустимое число оборотов ротора n определяется по формуле

$$n_p = 0,204 \cdot 10^5 \frac{L}{H} \sqrt{\frac{\sigma_u}{k}} - \sigma_r$$

$$\sigma_r = \frac{Q_{\text{max}}}{F} = \frac{50000}{32,8} = 1525 \text{ кгс/см}^2$$

Тогда

$$n_p = 0,204 \cdot 10^5 \frac{2500}{0,114} \sqrt{\frac{3800}{1,3}} - 1525 = 11,5 \text{ оборотов}$$

Пример 3. Определение верхних границ прихвата многоразмерной колонны бурильных труб.

Определить верхнюю границу прихвата многоразмерной (многосекционной) колонны бурильных труб, которая имеет следующую компоновку снизу вверх:

$$D_1 = 114 \text{ мм} \quad \delta_1 = 10 \text{ мм} \quad L_1 = 600 \text{ м} \quad H_1 = 27,3 \text{ кгс}$$

$$D_2 = 114 \text{ мм} \quad \delta_2 = 9 \text{ мм} \quad L_2 = 500 \text{ м} \quad H_2 = 24,3 \text{ кгс}$$

$$D_3 = 140 \text{ мм} \quad \delta_3 = 10 \text{ мм} \quad L_3 = 1000 \text{ м} \quad H_3 = 34,2 \text{ кгс}$$

$$D_4 = 140 \text{ мм} \quad \delta_4 = 11 \text{ мм} \quad L_4 = 1900 \text{ м} \quad H_4 = 37,2 \text{ кгс}$$

$$\text{При } P_2 = P_1 = 25 \text{ тс} \quad \lambda = 75 \text{ см}$$

Общая длина колонны $L = 4000$

Решение,

$$\lambda = \sum_{i=1}^{i=n} \lambda = \frac{H_1 P}{28.1 d_1} + \frac{L_2 P}{28.1 d_2} + \dots + \frac{L_n P}{28.1 d_n}$$

находим, что

$$H_1 = d_1 \left(\frac{28.1 \lambda}{P} - \frac{L_2}{d_2} - \dots - \frac{L_n}{d_n} \right)$$

Подставляя значения величин, находим, что длина не прихваченной части колонны труб нижней секции находится на глубине

$$H_1 = 27.3 \left(\frac{28.1 \cdot 75}{25} - \frac{500}{24.9} - \frac{1000}{34.2} - \frac{1900}{37.2} \right) = 27.3 \cdot (-16.1) = -439.5 \text{ м}$$

Так как H_1 значение отрицательное, то верхняя граница прихвата расположена выше первой секции труб.

Тогда длина не прихваченной части колонны труб второй секции составит

$$H_2 = 24.9 \left(\frac{28.1 \cdot 75.8}{25} - \frac{1000}{34.2} - \frac{1900}{37.2} \right) = 24.9 \cdot 4 = 99.6$$

Длина свободной части колонны буровых труб составляет

$$H = H_2 + L_2 + L_3 = 99.6 + 1000 + 1900 = 2999.6 = 3000 \text{ м}$$

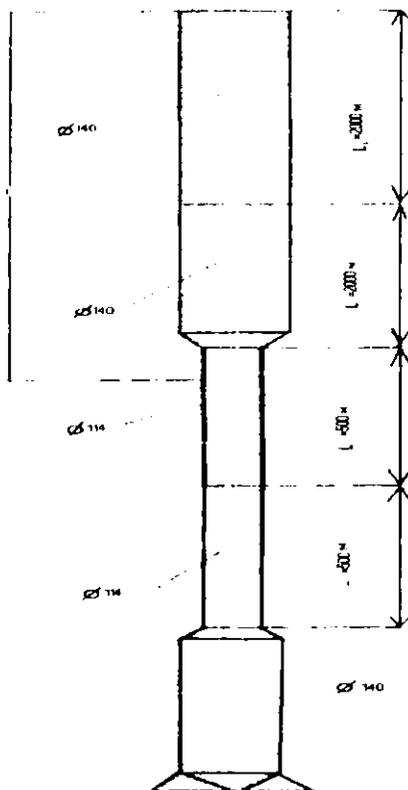


Рис.27. Расчетная схема места прихвата

Пример 4. Определение верхней границы прихвата многосекционной буровой колонны в скв. №3 Хартум.

В скв.№3 Хартум (Ферганская котловина) произошел прихват многосекционной буровой колонны. Компоновка колонны снизу вверх следующая:

$$\begin{array}{llll}
 D_1 = 114 \text{ мм} & b_1 = 10 \text{ мм} & L_1 = 500 \text{ м} & D_1 = 27,3 \text{ кг} \\
 D_2 = 127 \text{ мм} & b_2 = 10 \text{ мм} & L_2 = 2000 \text{ м} & D_2 = 28,8 \text{ кг} \\
 D_3 = 140 \text{ мм} & b_3 = 11 \text{ мм} & L_3 = 2000 \text{ м} & D_3 = 37,2 \text{ кг}
 \end{array}$$

При $P_2 - P_1 = 18 \text{ тс}$ $\lambda = 103 \text{ см}$, УБТ-146мм 100 м

Достигнутый забой скважины 4600 м.

Решение. Находим свободную не прихваченную длину третьей секции

$$H_1 = 27,3 \left(\frac{28,1 \cdot 103}{18} \cdot \frac{2000}{28,8} \cdot \frac{2000}{37,2} \right) - 27,3 \cdot 17,7 = 480 \text{ м}$$

Так как значение H_1 получилось положительным, то дальнейшие расчеты прекращаем.

Тогда длина свободной не прихваченной части многосекционной колонны составит

$$H = H_1 + L_2 + L_3 = 480 + 2000 + 2000 = 4480 \text{ м}$$

Следовательно, прихват произошел в УБТ и верхняя его граница находится в месте перехода на бурильные трубы (рис.2).

Пример 5. Определение степени закручивания свободной части секционной бурильной колонны ротором.

Определить степень закручивания свободной части секционной колонны бурильных труб, которая прихвачена на глубине 4300 м и свободная ее часть состоит из четырех секций бурильных труб (табл. 3).

Скважина заполнена буровым раствором плотностью $\rho_{ж} = 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ кг/см}^3$. Металл, из которого изготовлены бурильные трубы, имеет:

$$\rho_{\text{м}} = 7,85 \cdot 10^{-3} \text{ кг/см}^3, K = 1,5, G = 8 \cdot 10^{-3} \text{ кг/см}^3$$

$$M_4 = \frac{1,32}{2 \cdot 1,5} \sqrt{5000^2 - \frac{16}{3,14^2} \left[\frac{20160}{11,4^2 - 9,8^2} \left(1 - \frac{1,25}{7,85} \right) \right]} \cdot 1,5^2 \cdot 216000 \text{ кгс} \cdot \text{см}$$

$$M_1 = \frac{1,56}{2 \cdot 1,5} \sqrt{5500^2 - \frac{16}{3,14^2} \left[\frac{20160 + 2990}{11,4^2 - 9,4^2} \left(1 - \frac{1,25}{7,85} \right) \right]} \cdot 1,5^2 \cdot 268000 \text{ кгс} \cdot \text{см}$$

Решение. Для каждой из четырех секций (снизу вверх) определяется допустимый крутящий момент в верхнем сечении для самой нижней 4-ой секции:

$$\text{Аналогично } M_2 = 219000 \text{ кгс} \cdot \text{см}; M_3 = 373000 \text{ кгс} \cdot \text{см}$$

Следовательно, минимальный крутящий момент, равный 216000 кгс·см, может быть приложен к четвертой секции труб. Из этого условия определяется допустимый угол закручивания:

$$\varphi = \frac{216000}{2,1 \cdot 3,14 \cdot 8 \cdot 10^5} \left[\frac{150000}{2240} + \frac{100000}{1825} + \frac{100000}{891} + \frac{80000}{153} \right] = 139 \text{ оборотов или } 87,3 \text{ радиан}$$

Приведенные расчеты справедливы для случаев, когда вес инструмента на крюке равен весу свободной его части.

3. РАСЧЕТЫ ПО УСТАНОВКЕ ЖИДКОСТНЫХ ВАНН

Пример 1. Установка нефтяной ванны.

Произвести расчет нефтяной ванны для освобождения прихваченных бурильных труб со стенкой $\delta = 8$ мм. Если $D_d = 295$ мм, длина свободной не прихваченной части колонны $L = 2000$ м, плотность бурового раствора $P_p = 1.25$ г/см³, плотность нефти $P_n = 0.81$ г/см³.

Решение. Определим необходимое количество нефти для ванны по формуле объема кольцевого цилиндра и объема цилиндра в трубах

$$V_H = 0,785(D_{скв}^2 - D_{тр}^2)H_1 + 0,785d^2 H,$$

где $D_{скв}$ - диаметр скважины в м:

$$D_{скв} = KD = 1,20 \cdot 295 = 354 \text{ мм или } 0,354 \text{ м},$$

k - коэффициент, учитывающий увеличение диаметра скважины за счет образования каверн, он колеблется в пределах 1,05-1,30:

D_d - наружный диаметр труб, равный 140 мм;
 H_1 - высота подъема нефти в затрубном пространстве, м; нефть поднимается на 50-100 м выше места прихвата.

$$H_1 = H - H_2 = (50:100) = 2300 - 2000 + 100 = 400 \text{ м}$$

d - внутренний диаметр бурильной трубы, м

$$d = D - 2\delta = 140 - 2 \cdot 8 = 124 \text{ мм} = 0,124 \text{ м}$$

H_2 - высота столба нефти в трубах для того чтобы периодически (через 1-2 часа) подкачивать нефть в затрубное пространство: принимаем $H_2 = 200$ м

Определяем

$$V_H = 0,785(0,354^2 - 0,140^2)400 + 0,785 \cdot 0,124^2 \cdot 200 = 35,8 \text{ м}^3$$

Количество бурового раствора для промывки нефти составит

$$V_p = 0,785d^2(H - H_2) = 0,785 \cdot 0,124^2 (2300 - 200) = 25,4 \text{ м}^3$$

Определим максимальное давление при закачке нефти, когда за бурильной колонной находится буровой раствор, а сами трубы заполнены нефтью

$$P = P_1 + P_2,$$

где P_1 - давление от разности плотностей жидкости в трубах

$$P_1 = \frac{H(p_p - p_n)}{10} = \frac{2300(1,25 - 0,8)}{10} = 103 \text{ кгс/см}^2$$

P2 - давление, идущее на преодоление гидравлических потерь; с достаточной точностью для практических расчетов P2 определяется по формуле

$$P_2 = 0,01H + 8 = 0,01 \cdot 2300 + 8 = 31 \text{ кгс/см}^2$$

Тогда

$$P = 103 + 31 = 134 \text{ кгс/см}^2$$

Считая, что нефтяная ванна будет производиться при помощи ЦА-320, мощность двигателя которого N 120 квт. можем определить возможную подачу насоса

$$Q = \frac{10,2\eta N}{\rho} = \frac{10,2 \cdot 0,635 \cdot 120}{134} = 5,8 \text{ л/сек},$$

где η - КПД насоса цементированного агрегата ЦА-320 М.

Расчет водяной и кислотной ванны производится аналогично по расчету нефтяной ванны.

Установка кислотной ванны

В случае прихвата бурового инструмента в карбонатных породах и известняках, глинах необходимо в качестве агента ванны применять соляную кислоту. В этих целях используются техническая соляная кислота HCl 8-14%-ной концентрации, смеси HCl и воды или нефти, а также 15-20%-ной соляной и 40%-ной плавиковой кислот. Причем соотношение компонентой смеси подбирается опытным путем, исходя из условия активного действия смеси кислот на образцы пород.

Объем воды, необходимый для получения HCl требуемой концентрации, оцениваемый по плотности полученной смеси, определяется по формуле

$$V = \frac{P_1 - P_2}{\rho_1 - \rho_2},$$

где ρ_1 - плотность в исходном HCl в г/см³;

ρ_2 - плотность кислоты требуемой концентрации в г/см³;

ρ_3 - плотность воды, в г/см³;

В табл. 4 приводятся плотность и соответствующая концентрация разбавленной кислоты при t = 15 °С.

Для уменьшения вредного влияния кислоты на буровые трубы и оборудование следует в качестве ингибиторов коррозии применять формалин (на 1 т 10%-ной соляной кислоты 6 кг формалина), униколы масла, ПАВ

В качестве буферной жидкости используется не менее 50 м высоты инструмента и затрубного пространства.

В остальном методика установки кислотных ванн не отличается от нефтяной.

В случае устойчивого разреза или ~~при~~ произошел в отложениях магнелиных или натриевых солей, следует применять воду с добавкой 0,5% дисольвана или если разрез устойчивый, перейти на круговую промывку водой.

4. БОРЬБА С ОБВАЛАМИ СТЕНОК СКВАЖИН, СЛОЖЕННЫХ ГЛИНАМИ С АВПОД.

Для качественного выделения зон обвалов и осыпей глинистых пород с АВПОД необходимо иметь следующие материалы:

1) стандартный каротаж (с него снимается R_k удельное электрическое сопротивление глин, затем строится кривая $R_k=f(H)$;

радиоактивный каротаж ГК и НГК для выделения глин по разрезу;

профилиметрия для определения размера каверн и желобов: при обвалах и осыпях каверны имеют форму окружности;

геологический разрез, его можно взять из ГПН;

5) материалы по технологии бурения изучаемого материала: тип и плотность бурового раствора, наличие проработок ствола скважины, затяжки и прихваты инструмента, изменение механической скорости бурения V_m .

В зонах АВПОД сопротивление глин отклоняется от нормального значения в сторону уменьшения, т.е. имеет место инверсия кривой R_k , ее смещение влево.

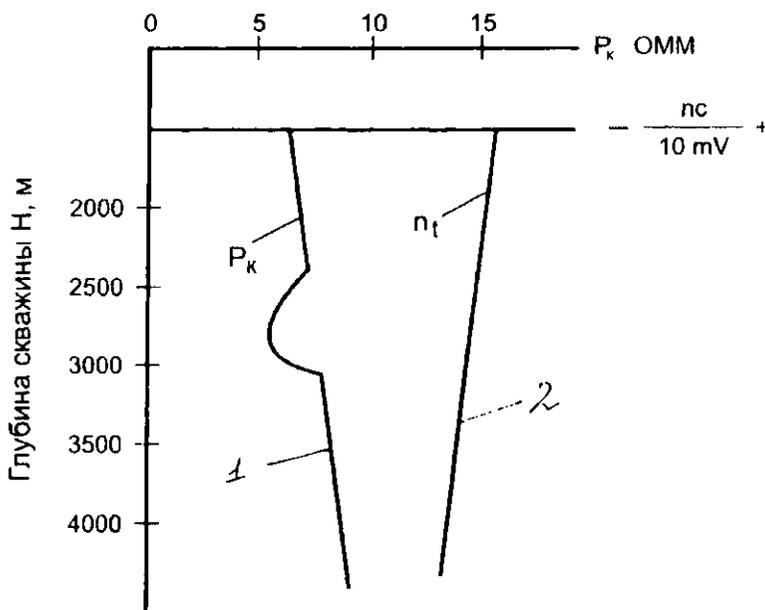


Рис. 28. Диаграмма стандартного каротажа для выделения зоны АВПОД.

На рис.28 представлена диаграмма стандартного каротажа, на которой показано уменьшение r_k (кривая 1). При этом кривая спонганной поляризации (кривая 2) постепенно отклоняется в левую сторону, что также является закономерным явлением для глин с АВПоД. И если при этом скважина находится в глинах и отмечаются проработки и прихваты инструмента и увеличение ΔM , значит вскрыта зона обваливающих глин с АВПоД.

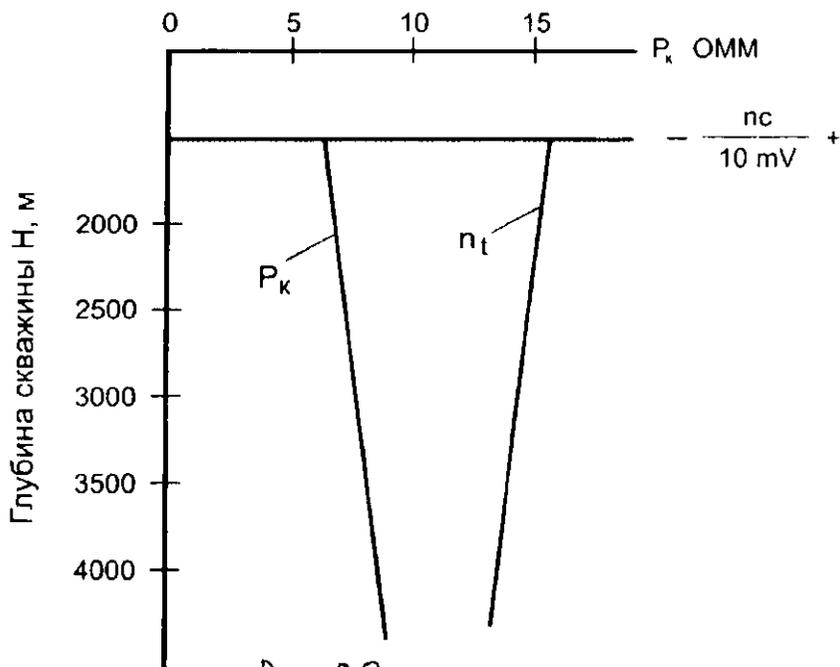


Рис. 29

На рис. 29 показаны кривые стандартного каротажа, которые изображают постепенное, но незначительное увеличение r_k глин, при этом кривая не отклоняется в ту или иную сторону. Это означает, что указанные глины не имеют АВПоД, а допустимые частые проработки объясняются несоответствием химического состава бурового раствора, например, гуматного (обработанного УЦР), проходимым глинам, при этом утяжелять раствор не надо.

И, наоборот, если вскрыта зона АВПоД в глинах, то для ее успешного прохождения требуется утяжеление раствора до уравновешенного давления в системе скважина-пласт. Однако следует отметить, что практически до получения результатов расчета уравновешенное давление можно добиться путем поэтапного увеличения плотности раствора с 1,32 до 1,50 и затем до 1,80 г/см³, пока не прекратятся проработки и затяжки инструмента.

Пример 1. Количественная оценка (расчет) паровых давлений по методике нормально уплотненных глин.

Дать количественную оценку (расчет) паровых давлений по методике нормально уплотненных глин для скважины глубиной $n=3000$ м.

Решение. Численное значение парового давления для любой точки, расположенной в зоне обваливающих глин (например, для г. А рис.5) определяется по формуле:

$$P_v = P_n + \frac{\delta(\gamma_n \gamma_s) \Delta h}{\lg_2 \frac{P_n^{h_1}}{P_n^{h_2}} + \frac{d(P_n)}{2,3} \Gamma \Delta h} \lg_1 \frac{P_{nn}}{P_{na}}$$

где P_n - гидростатическое давление, $\text{кгс}/\text{см}^2$;

δ - ускорение силы тяжести, $\text{м}/\text{сек}^2$;

γ_n - средневзвешенное значение плотности пород до глубины h , $\text{г}/\text{см}^3$;

γ_s - средневзвешенное значение флюидов, насыщающих породы до глубины h , $\text{г}/\text{см}^3$;

Δh - интервал рассматриваемых глубин, м;

P_{nn} - P_{na} - удельные электрические сопротивления глин соответственно при нормальном и аномальном давлении паровой жидкости, $\text{ом} \cdot \text{м}$;

$P_n^{h_1}$, $P_n^{h_2}$ - значение удельных электрических сопротивлений глин соответственно на глубинах h_1 и h_2 при нормальном давлении паровой жидкости, $\text{ом} \cdot \text{м}$;

$d(P_n)$ - температурный коэффициент, характеризующий влияние температуры на удельное сопротивление глин;

Γ - геотермический градиент.

Вычислим P_0 для глубины $h=3000$ м при следующих исходных данных:

$\gamma_n=2,5$ $\text{г}/\text{см}^3$; $\gamma_s=1,10$ $\text{г}/\text{см}^3$; $\Delta h=100$ м, $t=94^\circ \text{C}$, $P_n^{h_1}=20$ омм , $P_n^{h_2}=20,9$ омм ,

$P_{nn}=30$ омм , $P_{na}=10$ омм , $\Gamma=0,022^\circ \text{C}/\text{м}$

$$\lg \frac{30}{10} = 563 \text{ кгс}/\text{см}^3$$

$$P_n = 0,1 \cdot 1,1 \cdot 3000 + \frac{10(2,5 - 1,1)100}{\lg \frac{20,9}{20} + \frac{0,01}{2,3} \cdot 0,022 \cdot 100}$$

Γ градиент парового давления будет составлять

$$n = \frac{563}{3000} = 0,188 \text{ кгс}/\text{см}^3/\text{м}$$

А плотность бурового раствора его уравновешивающая составит $1,88$ $\text{г}/\text{см}^3$

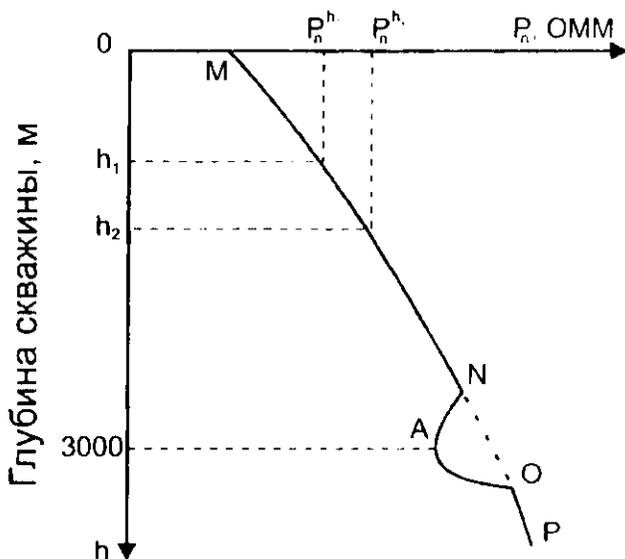


Рис.30. Расчетная схема для определения P_0 по методике нормально уплотненных глин.
 MNOP- линия нормального уплотненных глин.
 NAO -интервал залегания разуплотненных глин
 NO - пунктирная линия не существующих в данном интервале нормально уплотненных глин.

5. БОРЬБА С ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯМИ И ОТКРЫТЫМИ ФОНТАНАМИ.

Пример 1. Определение количества газа, попадающего в буровой раствор вместе с выбуренной породой.

Определить какое количество газа попадает в циркулирующий буровой раствор за 1 час бурения скважины по XV горизонту в скв.№3 Култук (Зап Узбекистан) при следующих исходных данных.

$$d = 0,190\text{м} \quad P_n = 15\text{м/час} = 20\% \quad K = 2 \quad H = 3000\text{м} \quad a = 2,0$$

$$Q = \frac{3,14 \cdot 0,190 \cdot 15 \cdot 20 \cdot 2,0 \cdot 3000 \cdot 2,0}{4000} \quad 102\text{м}^3/\text{час}$$

При бурении выбурируется цилиндрическое отверстие, равное диаметру долота, а газ попадает только в кольцевое пространство, объем которого при наличии в скважине бурового инструмента диаметром 114 мм и промежуточной колонны диаметром 219 мм, спущенной на 2800 м, составляет $W = 52 \text{ м}^3$.

При расходе раствора $q = 20 \text{ л/сек}$ первая порция газа дойдет до поверхности при условии отсутствия проскальзывания газа и без учета его расширения.

$$t = \frac{W}{q} = \frac{52}{0.020} = 2600 \text{ сек} \approx 45 \text{ минут}$$

Данные промысловых наблюдений показывают, что газ поступает на поверхность несколько раньше времени, определенного расчетом по расходу раствора, и это зависит от параметров бурового раствора.

Так, например, при СНС 1-10 250/481 мг/см², $\rho = 2,00 \text{ г/см}^3$,

$T = 180 \text{ сек}$, $H = 3000 \text{ м}$ появление газа на поверхности на 15-20 % раньше времени, определенного расчетом.

Отсюда следует, что маловязкие растворы, для которых величина СНС невелика, будут свободно пропускать через себя пузырьки газа (барбатирования газа) тем самым, уменьшая возможность возрастания концентрации газа в циркуляции

Пример 2. Количественная оценка (расчет) газа, поступающего в буровой раствор при депрессии давления.

Определить какое количество газа поступит в скважину при депрессии давления $P_{пл} - P_3 = 1 \text{ кгс/см}^2$ за полчаса бурения.

Решение. При $V_m = 15 \text{ м/час}$ за полчаса будет пробурена 750 см. Но так как дебит скважины берем в см³/сек, то и скорость необходимо брать в см/сек. $V_m = 15 \text{ м/час}$ соответствует $V_m = 0.42 \text{ см/сек}$. Для упрощения вычислений принимаем

$V_m = 0.5 \text{ см/сек}$. В этом случае, т.е. при $h = 0.5 \text{ см}$ (берем глубину, пробуренную за 1 сек) количество газа будет

$$Q = \frac{3.14 \cdot 0.060 \cdot 0.5(600^2 - 599^2)}{0.026 \ln \frac{500000}{10}} \cdot \frac{1500}{2} = 152664075 \text{ см}^3 \approx 152.7 \text{ м}^3,$$

где $750 : 0.5 \text{ см/сек} = 1500 \text{ сек}$

Определить, какое количество газа поступит в скважину за 5 минут простоя при депрессии на пласт $P_{пл}-P_э=1 \text{ кгс/см}^2$ и толщине вскрытой части XV горизонта $h=750 \text{ см}$.

За одну секунду в скважину поступит

$$Q = \frac{3.14 \cdot 0.060 \cdot 750(600^2 - 599^2)}{0.026 \ln \frac{500000}{10}} = 602500 \text{ см}^3 \text{ / сек},$$

а за 5 минут простоя в буровом раствор из пласта в скважину поступит

$0,6 \cdot 300 = 180 \text{ м}^3$ газа, что составит $180:52 = 3,46$ объемов затрубного пространства. Однако, необходимо иметь в виду, что при этом выброса раствора не произойдет, так как в забойных условиях этот объем газа займет всего $180:599 = 0,3 \text{ м}^3$, что составит не более 15 м затрубного пространства. Здесь работает закон Бойля-Мариотта

$$P_1 V_1 = P_2 V_2 = \dots = P_n V_n = \text{const}$$

Пример 3. Определение гидростатического давления столба газированного бурового раствора.

Определить падение давления на забой в зависимости от степени газирования бурового раствора и построить график изменений давления столба раствора

Решение. Гидростатическое давление столба газированного бурового раствора определяем по выражению

$$P = \frac{a}{1-a} \ln P = 0,1 \gamma_1 H + 1.$$

Для точки 1 графика имеем $a=0$, то есть раствор не содержит газа, тогда

$$P = 0,1 \gamma_1 H + 1 = 0,1 \cdot 2,20 \cdot 3000 + 1 = 661 \text{ кгс/см}^2,$$

где γ_1 - плотность входящего в скважину раствора.

Для точки 4 графика имеем $a=0,5$, т.е. раствор содержит 50% газа, тогда плотность исходящего из скважины раствора будет равна

$$P = \frac{0,5}{1-0,5} \ln P = 0,1 \cdot 2,20 \cdot 3000,$$

$$\gamma_2 = (1-a)\gamma_1 = (1-0,5) \cdot 2,20 = 1,10 \text{ г/см}^3.$$

$P \neq \ln P = 661$ решаем методом последовательных приближений.

Задаемся $P' = 600 \text{ кгс/см}^2$, тогда $\ln 600 + \ln 6 + \ln 100 = 1,7918 + 4,6052 = 6,4$
 $600 + 6,4 \neq 661$

задаемся еще раз $P'' = 654 \text{ кгс/см}^2$, тогда $\ln 654 = 6,483$ $654 + 6,483 = 661$, то сеть при $a = 0,5$ $y_2 = 1,10 \text{ г/см}^3$ 50% газа и растворе, идет пена $P = 654 \text{ кгс/см}^2$ - давление на забой снизилось всего лишь на $661 - 654 = 7 \text{ кгс/см}^2$

Данные аналогичных расчетов для восьми точек сведены в табл.10, кривая показана на рис.31

Таблица 10

№ точки графика	Степень газирования раствора %	Удельный вес входящего раствора $\gamma_1 \text{ г/см}^3$	Удельный вес исходящего раствора $\gamma_2 \text{ г/см}^3$	Гидростатическое давление столба раствора P , кгс/см ²	Применение
1	0	2,20	2,20	661	
2	30	"-	1,54	658	
3	40	"-	1,32	655	Идет пена
4	50	"-	1,10	654	"-
5	60	"-	0,88	650	"-
6	70	"-	0,68	642	"-
7	80	"-	0,44	635	"-
8	90	"-	0,22	602	"-

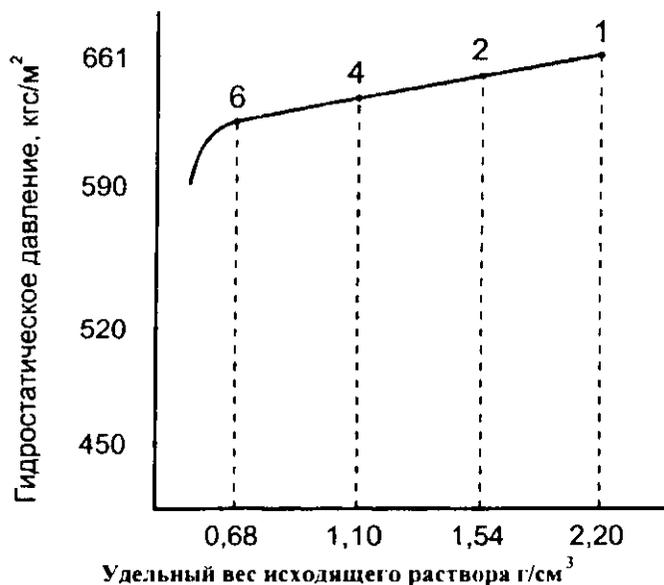


Рис.31 График падения гидростатического давления столба раствора в зависимости от удельного веса исходящего раствора. Точки 3,5,7 и 8 на графике не показаны.

Из графика и таблицы видно, что когда на поверхности плотность раствора снизится на половину, 50% газа в растворе, то гидростатическое давление столба газированного раствора, оказываемое на забой, уменьшится только на $1/3 \text{ кг/см}^2$.

Соответствие удельного веса раствора требованиям геолого-технического задания оценивается по данным замеров его при выходе из скважины, в нашем расчете (γ_2).

При уменьшении удельного веса ниже установленного в ГТН (γ_2) буровая бригада вводит утяжелитель в раствор и делает это, не только зря, напрасно, но и приносит тем самым вред.

Утяжелять же раствор, исходя из расчета, следует только в том случае, когда удельный вес раствора измеренного после удаления из него газа, окажется ниже указанного в ГТН.

При этом удельный вес газированного раствора (γ_2) может значительно снижаться. Даже при наличии газа в пространстве до 30% снижение противодавления на пласт ничтожно мало и оно не может явиться причиной выброса, поэтому и не требуется утяжелять раствор. В таких случаях следует принимать меры по дегазации раствора, включив в работу дегазаторы и не добавлять в циркуляцию утяжелитель-барит.

В связи с этим необходимо систематически контролировать содержание газа в растворе и по этому показателю корректировать ввод утяжелителя. При отсутствии контроля можно получить излишнее увеличение плотности раствора (γ_2) и тем самым повысить противодавление на пласт и получить осложнение - гидроразрыв пласта с этими же последующими работами по ликвидации катастрофического поглощения.

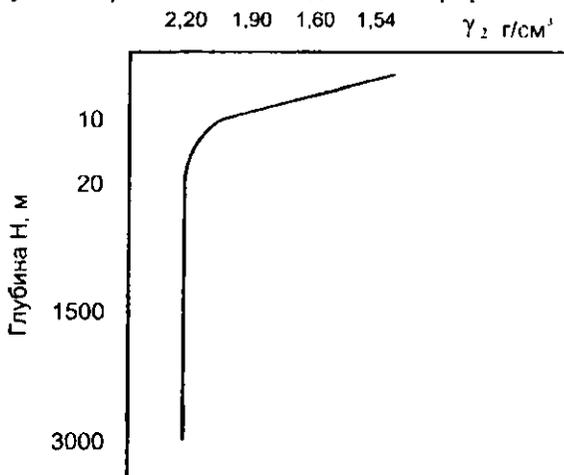


Рис. 32. Изменение удельного веса (γ_2) исходящего раствора в зависимости от глубины представлено на рис. 8, из которого следует, что (γ_2) не изменяется по всей

глубине скважины и только 15-20 м от дневной поверхности начинается его расширение за счет снижения давления.

Пример 4. Определение снижения гидростатического давления газированного бурового раствора по эмпирической формуле Стронга-Уайта.

Определить снижение забойного давления по формуле Стронга-Уайта в результате газирования бурового раствора, если известно, что глубина скважины $H=2000$ м, удельный вес входящего раствора $\gamma_1=1,34$ г/см³, исходящего $\gamma_2=0,76$ г/см³

Решение. Давление столба бурового раствора при удельном весе γ_1 .

$$P_1 = 0,1 \gamma_1 H = 0,1 \cdot 1,34 \cdot 2000 = 268 \text{ кгс/см}^2$$

Снижение давления на глубине 2000 м

$$\Delta P = \frac{\gamma_1 - \gamma_2}{\gamma_1} \lg P_1 = 2,3 \frac{1,34 - 0,76}{0,76} \lg 268 = 4,18 \text{ кгс/см}^2$$

фактическое давление на забой составит

$$P = P_1 - \Delta P = 268 - 4,18 = 263,82 \text{ кгс/см}^2$$

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ФОНТАНА ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ЕГО ГЛУШЕНИЯ.

Газовый фонтан представляет собой сложную газодинамическую систему, которую условно можно разбить на три участка: источник - канал - сток.

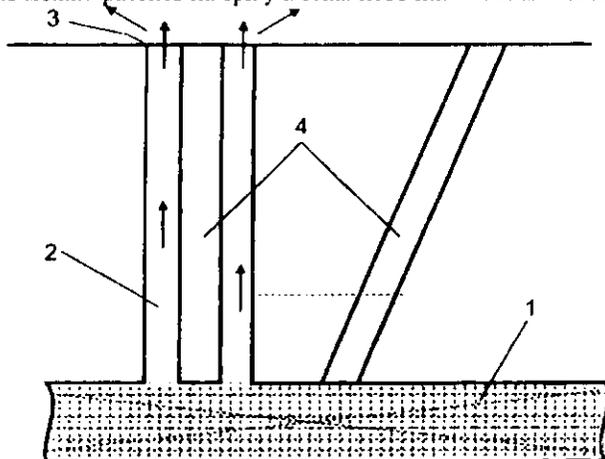


Рис.33. Схема скважины для расчета режимов глушения газовых фонтанов: 1-источник (пласт), 2-канал (кольцевое пространство); 3-сток; 4-трубы для подачи жидкости в фонтанирующую скважину.

Источник - пласт или система пластов, связанных фонтанирующей скважиной, из которых поступает газ.

Канал - частично или полностью обсаженный ствол скважины, по которому движется газ при фонтанировании. Верхняя граница канала - сток, нижняя - источник.

Сток - представляет собой открытое устье скважины или разрыв в колонне, а возможно и в стенках скважины, через которые газ уходит из ее ствола в атмосферу или поглощающий пласт.

Определение характеристик фонтана необходимо начинать со стока, как наиболее доступного участка системы. Определению подлежат:

глубина стока h ; давление P_0 и дебит газа Q_0 .

Способы определения P_0 и Q_0 различны при истечении газа в атмосферу и при перетоке его в один из вышележащих пластов.

В случае истечения газа из устья скважины сток расположен на поверхности земли, т.е. $h=0$. При наличии кратера ввиду его незначительной глубины по сравнению с длиной канала положение стока также можно относить к поверхности земли, т.е. тоже $h = 0$.

Пример 1. Определение дебита Q_0 открыто фонтанирующей скважины при наличии кратера на устье.

Определить дебит Q_0 открыто фонтанирующей скважины при наличии кратера на устье.

При разрушенном устье и наличии кратера заполненного жидкостью, можно оценить дебит газа фонтанирующей скважины по размерам буруна, возникающего на поверхности жидкости по формуле

$$Q_0 = 3,58R^2H \text{ [м}^3 \text{/сек]}$$

где R - радиус основания буруна, м;

H - высота буруна, м.

Величина R и H можно определить с помощью нивелира, рис. 34

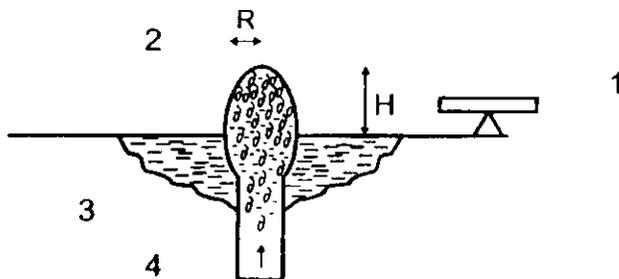


Рис.34. Схема измерений буруна. 1-нивелир;2-газожидкостный бурун, 3- кратер фонтанирующей скважины; 4-скважина;с помощью нивелира определени $H = 2$ м, $R = 3$ м, тогда

$$Q_0 = 3,58 \cdot 3^2 \sqrt{2} \cdot 45,5 \text{ м}^3 / \text{сек}$$

Пример 2. Определение дебита газа Q_0 при истечении его в атмосферу при не разрушенном устье скважины.

Определим дебит газа Q_0 при истечении его в атмосферу при не разрушенном устье скважины.

Если устье скважины кашировано и газ истекает из скважины по выкидным линиям в атмосферу, то дебит газа, проходящего по каждой линии, может быть определен после измерения давления в двух точках по ее длине (рис. 35).

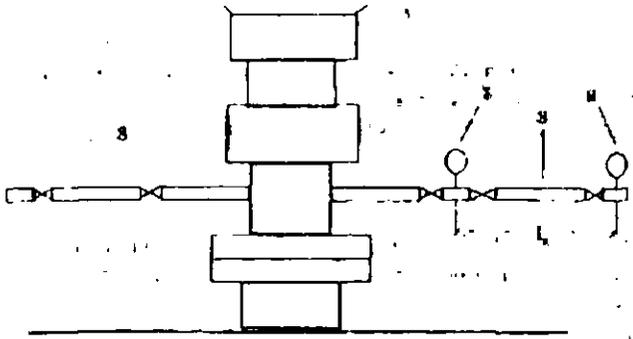


Рис.35. Схема расположения манометров на выкидной линии для расчета дебита газа, 2-манометры, 3-выкидные линии.

Расчет производится по формуле

$$Q_0 = 3,9 d_n^{3/2} \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{\Delta Z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot l_m}} \quad [\text{м}^3 / \text{сек}]$$

где d - внутренний диаметр выкидной линии, м;

P_n, P_k, T_n, T_k - давление кгс/м² и температура °К в первой и второй точках измерения по направлению потока газа;

T_{cp} - средняя температура газа между точками измерения °К, равная

$$T_{cp} = \frac{T_n + T_y}{2}$$

где l_m - расстояние между точками измерения, м;

Z_{cp} - средний коэффициент сверхсжимаемости газа на участке l_m при T_{cp}

$$P_{cp} = (P_n + P_k) / 2$$

величина Z_{cp} находится по номограмме, однако для простоты расчетов можно принимать $Z_{cp} = 1$, что обычно незначительно занижает Q_0

Газ истекает по двум отводам 3 из труб внутреннего диаметра $dB = 0,076$ м. Два манометра, установленные на одном выкиде на расстоянии $L = 50$ м, показывают давление $P_n = 60 \cdot 10^4$ кгс/м² и $P_k = 12,7 \cdot 10^4$ кгс/м². Остальные величины имеют следующие значения: $T_{cp} = 300$ °К, $\Delta = 0,60$. По инструкции по исследованию газовых скважин находим, что при

$$P_{cr} = \frac{(60 + 12,7) \cdot 10^4}{2} = 36,35 \cdot 10^4 \text{ кгс/м}^2,$$

находим $Z_{cp} = 0,96$

Дебит газа для одного отвода (выкида)

$$Q_0 = 3,9 \cdot 0,076 \sqrt{\frac{(60^2 + 12,7^2) \cdot 10^4}{0,6 \cdot 0,96 \cdot 300 \cdot 50}} = 25,4 \text{ м}^3/\text{сек}$$

Для двух выкидов имеем $Q_0 = 2 \cdot 25,4 = 50,8$ м³/сек. При $Z_{cp} = 1$ имеем $Q_0 = 25,0$ м³/сек, т.е. занижение на 1,56%.

Пример 3. Определение дебита газа Q_0 , когда скважина фонтанирует вверх при разрушенном устье.

Определить дебит газа, когда скважина фонтанирует вверх при разрушенном устье скважины.

В таком случае дебит газа Q_0 определяется по формуле

$$Q_0 = 0,457 \cdot \frac{d_B^2 P_0}{\sqrt{\Delta T_0}},$$

где T_0 - температура газа на выходе из колонны,
 K_A - относительный удельный вес газа (по воздуху);
 d_B - внутренний диаметр скважины, м;

P_0 - давление на стоке газа из ствола аварийной скважины при ее фонтанировании.

Газ истекает вверх из проходного отверстия превентора ПП -205 диаметром $dB = 0,205$ м. Манометр, установленный на закрытом боковом отводе, показывает давление $P_0 = 11 \cdot 10^4$ кгс/м². Остальные данные: $\Delta = 0,6$, $T_0 = 310$ °К

Тогда

$$Q_0 = \frac{0,475 \cdot 11,1 \cdot 10^4 \cdot 0,205^2}{\sqrt{0,6 \cdot 310}} = 157 \text{ м}^3/\text{сек}$$

Определение Q_0 акустическим способом. В этих целях используется прибор шумомер, который замеряет уровень шума в децибелах. Затем по номограмме определяется дебит газа открытого фонтанирующей скважины. Причем номограммы составлены для горящего фонтана и для негорячего фонтана, при этом учитывается характер истечения газа при звуковом истечении или дозвуковом истечении. Скорость звука в воздухе при 15 °С около 340 м/сек, в воде при 15 °С около 1500 м/сек.

Пример 4. Определение пластового давления по избыточному давлению в бурильных трубах на устье скважины.

Определение пластового давления $P_{пл}$ при бурении поисково-разведочных скважин, когда бывает неизвестны пластовое давление и глубина залегания его кровли. Легко ошибиться в количественной оценке $P_{пл}$ и установить плотность раствора для вскрытия продуктивного горизонта. В таких случаях может возникнуть выброс раствора.

• При этом превентор закрывается и на устье в трубном пространстве бурового инструмента устанавливается какое-то избыточное давление, отмечаемое на манометре установленном на стоянке буровой.

При такой аварийной ситуации пластовое давление работающего горизонта определяется по формуле:

$$P_{пл} = 0,1\gamma H + P_{изб}$$

где γ - удельный вес бурового раствора, при котором производилось вскрытие пласта, и раствором данной плотности заполнено трубное пространство инструмента перед выбросом.

H - глубина скважины при выбросе раствора;

$P_{изб}$ - избыточное давление на устье в трубном пространстве бурового инструмента, отмечаемое манометром на стоянке буровой.

Пример 5. Определение пластового давления в поисково-разведочной скв. №1 Култак (Зап. Узбекистан).

При вскрытии XV горизонта в скв. №1 Култак (Зап. Узбекистан) раствором плотностью 1.60 г/см³ при глубине 2850 м произошел выброс раствора, вскоре перешедший в фонтанирование скважины по отводам при закрытом превенторе. При этом избыточное давление в трубах поднялось до 124 т/см².

Определить $P_{пл}$ для задавки скважины

$$P_{ж} = 0,1 \cdot 1,60 \cdot 2850 + 124 \cdot 580 \cdot / \text{см}^2$$

А плотность раствора его уравнивающая составляет 2,03 2,04 г/см³.

При опробовании соседней скв. №3 Култук через эксплуатационную колонну и замера пластового давления глубинным манометром оказалось, что оно составило 586 г/см².

7. РАСЧЕТЫ ПАРАМЕТРОВ ГЛУШЕНИЯ ФОНТАНА.

В настоящее время применяется метод глушения газовых фонтанов путем насыщения газа жидкостью с нагнетанием ее при определенном режиме.

Весовое количество закачиваемой жидкости должно быть больше, чем количество поступающего газа из пласта в аварийную скважину, т.е.

$$Q_{ж} > Q_{г},$$

где $Q_{ж}$ - весовое количество жидкости, закачиваемой в скважину в одну секунду;

$Q_{г}$ - максимально возможное весовое количество газа, поступающего из пласта в аварийную скважину в одну секунду.

Количество жидкости для задавки фонтана через аварийную скважину определяется по формуле

$$Q_{ж} = \frac{Q_{г} \cdot H_{г} \cdot K}{H_{ж} \cdot \gamma_{г}},$$

где $\gamma_{ж}$ - удельный вес закачиваемой жидкости, г/см³;

$\gamma_{г}$ - удельный вес газа, г/см³;

$H_{ж}$ - глубина залегания кровли газового пласта, м.

$H_{г}$ - глубина спуска труб для подачи жидкости (или глубина гидроразрыва), м;

K - безразмерный коэффициент, равный величине отношения забойного давления к устьевому.

Пример 1. Определение количества жидкости для глушения фонтана через аварийную скважину.

$$Q_{г} = 30 \text{ м}^3 / \text{сек} \quad P_{заб} = 210 \text{ кгс} / \text{см}^2$$

$$H = 1970 \text{ м} \quad P_{г} = 60 \text{ кгс} / \text{см}^2$$

$$H_{ж} = 1950 \text{ м} \quad K = P_{заб} / P_{г} = 210 / 60 = 3,5$$

$$\gamma_{г} = 0,8 \cdot 10^3 = 0,0008 \cdot / \text{см}^3$$

Определите $Q_{ж}$, для глушения фонтана через аварийную скважину при следующих данных:

$$Q_{ж} = \frac{30 \cdot 0,8 \cdot 10^3 \cdot 1970 \cdot 15}{1950 \cdot 1,65} = 0,220 \text{ м}^3 / \text{сек} \quad 220 \text{ л} / \text{сек}$$

Режимы глушения газового фонтана через аварийную скважину

Для задатки аварийно-фонтанирующей скважины необходимо произвести гидродинамический расчет параметров режимов глушения, т.е. определить

- темп закачки задавочной жидкостью $Q_{зак}$ в л/сек;
- объем задавочной жидкости V в m^3 , необходимой для глушения фонтана;
- построить кривые режимов глушения газового фонтана для различных удельных весов задавочной жидкости;
- определить пропускную способность скважины.

Сама по себе методика такого расчета сложная и трудоемкая, она проводится в вычислительном центре на персональном компьютере по заранее отработанной программе, ее результаты в готовом виде сообщаются в штаб, по ликвидации фонтана по телефону или радиограмме. Однако именно штаб по ликвидации фонтана дает исходные данные для расчета кривых режимов глушения:

Q_0 - дебит газа при фонтанировании;

P_0 - давление на сток газа из ствола аварийной скважины;

P_y -то же при глушении фонтана;

$P_{пл}$ - пластовое давление работающего горизонта;

$s_{м}$ - расстояние отточки подачи задавочной жидкости до башмака колонны труб;

d_1 - внутренний диаметр ствола фонтанирующей скважины;

d_2 - наружный диаметр труб находящихся в скважине, длиной l ;

γ_3 - удельный вес задавочной жидкости.

Штаб дает задание ВЦ рассчитать режимы для нескольких плотностей задавочной жидкости, например, для:

γ_{31} 1,00 г/см³ - т.е. вода. γ_{32} - 1,30 г/см³ γ_{33} - 1,50 г/см³. А также для различных противодавлений создаваемых н. устье скважины - P_{γ} . Например, при: P_{γ} - 60 кгс/см², P_{γ} 100 кгс/см², P_{γ} -140 кгс/см²,

Спустя сутки, два штаба по радиограмме или телефону получают из ВЦ ответ о содержании

При P_{γ} - 60 кгс/см² и γ_3 - 1,30 г/см³

Q_{max} л/сек 65 70 80 90 100 110

l м³ 500 300 200 150 120 95

При P_{γ} - 60 кгс/см² и γ_3 - 1,50 г/см³

Q_{max} л/сек 85 90 100 110 121 130

l м³ 700 400 200 150 100 95

Получив такие данные, инженер штаба строит график-кривых режимов глушения газового фонтана (рис.36)

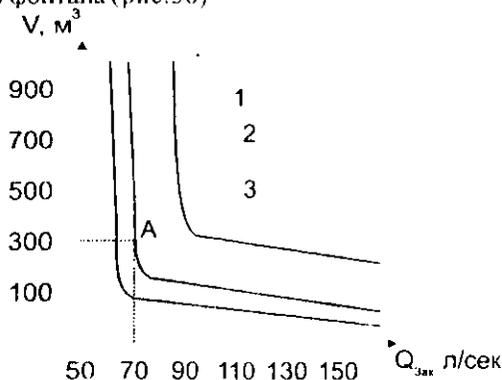


Рис.36. Режимы глушения газового фонтана. График зависимости $V = f(Q_{зак})$

Далее в штабе выбирают оптимальный из возможных многочисленных режимов глушения (задавки) фонтанирующей скважины. Здесь необходимо иметь в виду, что параметры режима глушения выбираются в зависимости от конкретной обстановки и наличия технических средств.

Основными факторами, определяющими выбор режима глушения (удельного веса, темпа закачки и количества задавочной жидкости) являются:

- рабочее давление цементировочных агрегатов;
- пропускная способность скважины.

В случае глушения фонтана путем закачки жидкости в колонну труб равнопроходного сечения, имеющуюся в скважине, пропускная способность скважины определяется по выражениям

$$P_{мп1} + P_{мп2} = P_p + P_{сг} + P_m$$

$$Q_{max} = \frac{\pi^2 g (P_{мп1} + P_{мп2})}{8\gamma_1 \left(\frac{\lambda_1 l_1}{d_1^5} + \frac{\lambda_2 l_2}{d_2^5} \right)} \quad [м^3 / сек]$$

где $P_{мп1}$, $P_{мп2}$ - потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений в нагнетательной линии от насосов до устья скважины и в колонне труб равнопроходного сечения, спущенных в фонтанирующую скважину;

P_p , P_m , $P_{сг}$ - соответственно рабочее давление закаченных средств (ПА), гидростатическое давление столба задавочной жидкости (от устья до отметки ввода раствора в ствол фонтанирующей скважины) и пластовое давление газового горизонта.

L_1, d_{T1}, γ_1 и L_2, d_{T2}, γ_2 - длина, внутренний диаметр и коэффициент гидравлических сопротивлений нагнетательной линии и колонны труб, спущенных в скважину.

Далее для принятого P_p производится проверка на прочность трубопровода нагнетательной линии и колонны труб, спущенных в скважину.

Пример 25. Выбор режима глушения фонтана.

Выберем режим глушения фонтана для условий примера, изображенного на рис.36. Задаваемая жидкость будет подаваться к скважине по напорному трубопроводу из труб $d_{T1} = 0,123$ м длиной $L_1 = 400$ м и далее закачивается в скважину по трубам $d_{T2} = 0,1$ м, спущенным на глубину $L_2 = 1340$ м. Пластическое давление $P_{пл} = 195$ кгс/см² ($195 \cdot 10^4$ кгс/м²).

Для закачки намечается использование

цементировочных агрегатов ЗЦА-400 с втулками диаметром 115 мм, которые способны развивать рабочее давление

$P_p = 200$ кгс/см². При расходе $P_{пл} = 195$ кгс/см² ($195 \cdot 10^4$ кгс/м²).

Принимая $\lambda_1 = \lambda_2 = 0,021$, получим

$$Q_{\max} = \sqrt{\frac{3,14^2 \cdot 9,81 \cdot 179 \cdot 10^4}{8 \cdot 1300 \left(\frac{0,021 \cdot 400}{0,123^5} + \frac{0,021 \cdot 1340}{0,1^5} \right)}}$$

Тогда при $\gamma_3 = 1300$ кг/м³, $P_{cp} = \gamma_3 L_2 = 1300 \cdot 1340 = 174 \cdot 10^4$ кгс/м²

$$P_{mp1} + P_{mp2} = 200 + 174 - 195 = 179 \cdot 10^4 \text{ кгс/м}^2$$

Если произвести аналогичный расчет для $\gamma_3 = 1500$ кг/м³, то получим

$P_{cp} = 201$ кгс/см² $P_{mp1} + P_{mp2} = 206 \cdot 10^4$ кгс/см² получим также

$$Q_{\max} = 0,073 \text{ м}^3/\text{сек}$$

Для $\gamma_3 = 1000$ кг/м³ (вода) имеем $P_{cp} = 134 \cdot 10^4$ кгс/м² $P_{mp1} + P_{mp2} = 139 \cdot 10^4$ кгс/м².

Тогда $Q_{\max} = 0,071$ м³/сек.

Если из-за нехватки ЗЦА-400 придется использовать ЦА-320, который при втулках диаметром 130 мм имеет $P_p = 125$ кгс/см², то при тех же удельных расходах задаваемой жидкости получим меньшие значения Q_{\max} . Данные расчетов сведены в табл.11.

Таблица 11

$P_p \text{ кгс/м}^2$	$\gamma, \text{ кг/м}^3$	$P_{cm} \text{ кгс/м}^2$	$P_{TP1} + P_{TP2} \text{ кгс/м}^2$	$Q_{max}, \text{ м}^3 \cdot \text{сек}$
$200 \cdot 10^4$	1000	$134 \cdot 10^4$	$139 \cdot 10^4$	0,071
	1300	$174 \cdot 10^4$	$179 \cdot 10^4$	0,073
	1500	$201 \cdot 10^4$	$206 \cdot 10^4$	0,073
$125 \cdot 10^4$	1000	$134 \cdot 10^4$	$64 \cdot 10^4$	0,050
	1300	$174 \cdot 10^4$	$104 \cdot 10^4$	0,056
	1500	$201 \cdot 10^4$	$131 \cdot 10^4$	0,058

Сравнивая данные Q_{max} из табл. 11 и рис. 36, видим, что при $\gamma, 1000 \text{ кг/м}^3$ заглушить скважину не представляется возможным, так как даже при использовании ЦА с $P_p = 200 \text{ кгс/см}^2$, минимально необходимый расход воды порядка 90 л/сек не может быть пропущен через трубы. При $\gamma, 1300 \text{ кг/м}^3$ при тех же ЦА глушение фонтана может быть осуществлено после закачки 300 м³ жидкости с расходом 70 л/сек.

При производительности 10 л/сек потребуется 70:10=7 агрегатов ЗЦА-400.

При $\gamma, 1500 \text{ кг/м}^3$ глушение может быть осуществлено закачкой от 160 до 310 м³ жидкости с расходом соответственно от 70 до 60 л/сек.

К указанным выше объемам раствора, подлежащим закачке для глушения фонтана, следует прибавить 1,5-2,0 объема скважины для заполнения всей скважины новым более тяжелым раствором.

Определяют необходимую прочность труб нагнетательной линии на внутреннее давление. При $P_p = 200 \text{ кгс/см}^2$ и запасе прочности 1,30 трубы должны выдерживать $200 \times 1,30 = 260 \text{ кгс/см}^2$ на внутреннее давление.

8. Ловильный инструмент для ликвидации аварий в бурении и эксплуатации скважин.

Практические занятия по данной теме проводятся по трем направлениям.

- Изучение конструкции ловильного инструмента и его назначение;
- Техническая характеристика ловильного инструмента;
- Особенности работы с ним как в бурящихся скважинах, так и в скважинах, обсаженных эксплуатационными колоннами.

Основной инструмент, подлежащий изучению по натурным образцам и рисункам следующий:

Ловильный инструмент:

- Ловители с промывкой;
- Метчики; Колокола;
- Труболовки;
- Магнитные фрезеры;
- Пауки;
- Ерши;
- Ловильный инструмент для извлечения турбобура;
- Овершот.

Вспомогательное оборудование и инструмент:

- Печати;
- Отводные крючки;
- Устройства для ликвидации прихватов;
- Труборезки;
- Забойные фрезеры;
- Фрезер - райбер;
- Колонные фрезеры;
- Фрезер пилотный Торпеды;
- Гидравлические домкраты.

Перед спуском в скважину аварийного инструмента должен быть подготовлен эскиз компоновки с указанием необходимых размеров.

На инструментальной площадке буровой должен находиться ловильный и вспомогательный инструмент для проведения первоначальных работ по ликвидации аварии.

Перечень видов необходимого ловильного инструмента определяется руководством бурового предприятия в соответствии с условиями буровых работ, а также наличием средств для их осуществления.

9. Понятие об авариях в скважине.

Под аварией в скважине при бурении следует понимать такое нарушение нормального технологического процесса, при котором невозможно дальнейшее разрушение забоя и увеличение глубины скважины.

В глубокой скважине при бурении могут возникнуть:

- 1) аварии с бурильной колонной и элементами её компоновки;
- 2) аварии с забойными двигателями;
- 3) аварии с долотами;
- 4) аварии с обсадными колоннами;
- 5) прочие аварии.

Аварии с бурильной колонной – прихват, заклинивание, остановка в скважине бурильной колонны или её частей из-за осыпей, обвалов, сальникообразования, поломок и отсоединений в резьбовых соединениях труб, муфт, замков и других элементов бурильной колонны.

Аварии с забойными двигателями – оставление забойных двигателей в скважине или поломка их частей.

Аварии с долотами – оставление долот и их частей в скважине из-за отворотов и поломок.

Аварии с обсадными колоннами – отсоединение труб по резьбовому соединению, разрыв по телу или сварному шву, падение в скважину, смятие при спуске или в процессе работы, обрыв и отвинчивание нижних труб или дальнейшее углубление скважины, а также другие повреждения, приводящие к дополнительным работам при бурении и креплении скважины.

Прочие аварии – оставление в скважине геофизических приборов, каротажного кабеля, испытателя пластов, падение клинсьев в скважину, ключей и других инструментов.

Ликвидация вышеперечисленных аварий осуществляется с применением специального ловильного инструмента.

9.1. Ловильный инструмент.

9.1.1 Ловители с промывкой.

Ловители с промывкой предназначены для ловли оставшейся в скважине бурильной колонны за трубу или замок (или за то и другое) одновременно с промывкой скважины через захваченную часть бурильной колонны.

Ловители выпускают одинарными и сдвоенными. Одинарные захватывают элемент бурильной колонны (трубу, замок или муфту) только за один участок, а сдвоенные за два участка трубы или за трубы и замок.

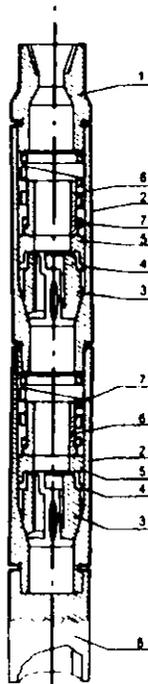


Рис. 37. Сдвоенный ловитель

На рис. 37. показана схема сдвоенного ловителя, состоящего из двух одинарных. Каждый из ловителей состоит из корпуса 2 с резьбой на концах для присоединения ловителя друг к другу, переводника 1 и воронки 8. Корпус в нижней внутренней части имеет коническую поверхность для движения в ней плашек 3. Плашки помещаются между запрессованными в специальные пазы шпонки и имеют с внутренней стороны левую лопильную резьбу специального профиля, которая захватывает извлекаемую часть колонны. Над плашками установлены кольца 4 и резиновые манжеты 5. Поверх манжет находятся нажимные втулки 6 и надетые на них пружины 7. Все внутренние узлы ловителей (от плашек до пружин) поджимаются при сборке. С помощью воронки 8 конец, оставшийся в скважине, заводится в ловитель.

Перед спуском ловителя в скважину необходимо проверить:

1. Надежность крепления узлов;
2. Соответствие размеров установленных плашек и манжет размерам элементов бурильной колонны на участках захвата;
3. Плавность перемещения плашек по пазам корпуса (вверх - от усилия рук со стороны захода, вниз - под действием пружины);
4. Состояние поверхности резиновых манжет - она должна быть гладкой, без рисок, трещин и т.д.

Работают ловители следующим образом. Ловитель присоединяют к колонне бурильных труб или к обсадной трубе (в случае необходимости захвата ниже горца извлекаемой трубы более чем на 1 м). Опускают ловитель на расчетную глубину, восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости и легкими поворотами бурильной колонны на 180° ... 270° заводят в ловитель конец трубы, оставленной в скважине. Далее ловитель спускают без вращения. При спуске конец трубы, упираясь в плашки, перемещает их по коническим поверхностям, и раздвигая их, проходит через резиновые манжеты. При последующей натяжке колонны плашки опускаются по конусам и зажимают зашедшую в ловитель трубу под действием пружин, а манжеты герметизируют пространство между трубой и корпусом. Если при натяжении колонна не освобождается, то усиливают циркуляцию промывочной жидкости и снова пытаются поднять колонну с расслаживанием. Если и при этом колонну поднять не удается, то применяют другие методы ликвидации аварии и, в случае необходимости, освобождают ловитель. Для освобождения ловителя бурильную колонну натягивают и затем резко спускают на 20 ... 30 см. При этом плашки, закрепившиеся на трубе, остаются на месте, а остальные элементы опускаются. При вращении колонны вправо с медленным подъемом плашки сбиваются и ловитель освобождается.

9.1.2. Метчики

Метчик - это ловильный инструмент нарезного типа, предназначенный для захвата колонны за внутреннюю поверхность и извлечения ее из скважины.

Метчики делятся на специальные и универсальные, а также на метчики для ловли насосно-компрессорных и бурильных труб. Специальные метчики (рис.14) ввинчиваются в резьбу муфты трубы или замка, универсальные (рис 15) вводятся в трубу и врезаются в ее тело.

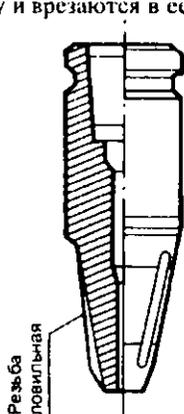


Рис. 38. Метчик специальный.

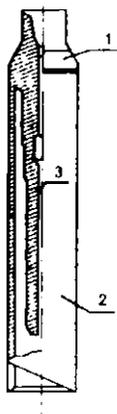


Рис. 39 Метчик универсальный с центрирующими приспособлениями.

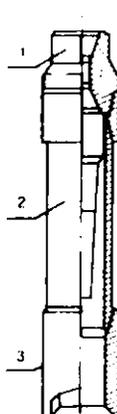


Рис.40 Компонновка центрирующих приспособлений.

Ловильная резьба универсального метчика имеет специальный профиль, конусность ее 1: 16. Вдоль всей резьбы предусмотрены продольные канавки для выхода стружки при ввинчивании метчика. Резьба метчика цементируется и закаливается. Центрирующий конец метчика облегчает ввод его в ловимый объект. Выше ловильной резьбы на метчике имеется цилиндрическая часть, используемая для повторной нарезки резьбы при ремонте. Имеется также резьба для присоединения метчика к колонне ловильных труб или к головке центрирующего приспособления.

Центрирующее приспособление (рис.39) метчика 3 может иметь головку 1, направление 2 и воронку 3 (рис.40). Первая компоновка (рис.39) применяется в случаях, когда невозможно использовать воронку из-за малого зазора между ее наружной поверхностью и стенками скважины.

Метчики изготовляют с правой и левой резьбой. Метчики с правой резьбой применяются для извлечения оставшейся колонны целиком, а метчики с левой резьбой - для отвинчивания и извлечения колонны труб по частям.

Порядок проведения ловильных работ с метчиком следующий. После спуска метчика на глубину 3 ... 5 м выше верха бурильной колонны восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости, уточняют вес колонны, давление промывочной жидкости и её температуру. Затем нащупывают конец оставленной колонны на расчетной глубине. Нельзя спускать универсальный метчик на 80 см, а специальный метчик на 20 см ниже расчетной глубины верхнего конца оставленной части колонны. При попадании метчика внутрь колонны давление промывочной жидкости увеличивается, на короткий момент задерживается циркуляция и снижается вес колонны. Последующим медленным поворотом ротора (на 2 ... 3 оборота) при нагрузке 10 ... 20 кН закрепляют метчик. Повышение давления в начале крепления метчика указывает на циркуляцию жидкости через долота. Метчик докрепляют при нагрузке 20 ... 30 кН последовательными неполными оборотами ротора (0,3 ... 0,5 оборота) до «отдачи» (4 ... 5 оборотов).

Уменьшение нагрузки на крюке свидетельствует о том, что метчик соединился с бурильной колонной. Повышение температуры промывочной жидкости при большой длине извлекаемой части бурильной колонны указывает также на циркуляцию жидкости через забой скважины. Убедившись в соединении метчика, начинают работы по освобождению колонны с рассаживанием и интенсивной промывкой.

При ловильных работах в кавернах желательно над метчиком устанавливать переводник, имеющий боковые отверстия диаметром 10 ... 15 мм и центральный циркуляционный канал. При восстановлении циркуляции промывочная жидкость выходит через боковое отверстие и отклоняет метчик от оси скважины. При этом соединение метчика с отклоненной колонной упрощается.

Существуют и гладкие метчики. Они имеют форму обычных метчиков без ловильной резьбы и применяются для извлечения предметов с внутренним круглым сечением и толщиной стенок не менее 15 мм. Ловильные работы с гладкими метчиками проводят так же, как и с обычным метчиком.

Разработаны также специальные освобождающиеся метчики, предназначенные для извлечения труб захватом за внутреннюю замковую резьбу.

9.1.3. Колокола

Колокол - это ловильный инструмент для ловли труб за наружную поверхность и извлечения их из скважины колокола для ловли колонн буровых и насосно-компрессорных труб.

Все колокола изготавливают с правой и левой резьбой. В скважинах с небольшим зазором между обсадной колонной и колонной извлекаемых труб колокола применяют без воронок, в скважинах со значительным зазором - с воронкой.

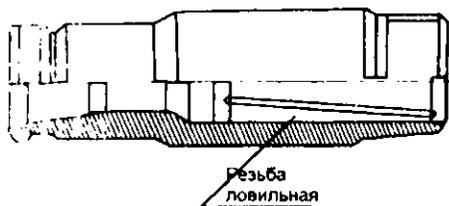


Рис.41. Несквозной колокол.

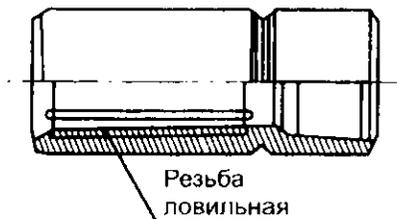


Рис.42. Сквозной колокол.

На рис.41 показан несквозной колокол для извлечения из скважины колонны буровых или насосно-компрессорных труб. В верхней части колокола нанесена резьба замковой муфты, в нижней части - внутренняя ловильная резьба, а снаружи - трубная резьба для соединения с направляющей воронкой. Ловильная резьба цементируется и закаливается.

Ловильные работы с колоколом не отличаются от работ с метчиком. Во всех возможных случаях колокол нужно спускать вместе с воронкой.

Сквозной колокол (рис.42) допускает пропуск через него сломанной или нарушенной трубы. Сквозной колокол, как правило, опускают в скважину вместе с обсадной трубой, в которую при ловильных работах входит буровая труба.

Гладкий колокол (рис.43) применяют для извлечения труб всех видов и размеров, а также других предметов, имеющих круглое сечение. Этот ловильный инструмент имеет внутри гладкую поверхность с конусностью от 3 до 5° и не подвергается термообработке. Величину конусности выбирают в зависимости от твердости поверхности извлекаемого предмета на участке захвата. Чем тверже поверхность, тем меньше конусность ловильной поверхности.

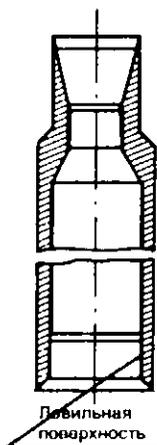


Рис.43. Гладкий колокол

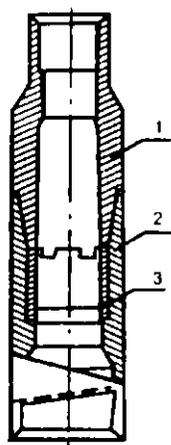


Рис.44 Колокол со вставленной втулкой

Ловильные работы с гладким колоколом проводят следующим образом. Колокол опускают в скважину и, не доходя 3 ... 5 м до конца извлекаемых труб, восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости. Затем колокол опускают до конца извлекаемых труб и заводят в него. Вхождение конца труб в колокол отмечают повышенным давлением промывочной жидкости. В последующем колокол плавно нагружают силой 300 – 500 кН; убедившись в соединении, начинают работы по извлечению оставленной в скважине колонны.

Для освобождения колокола бурильную колонну натягивают с усилием, превышающим нагружающую силу на 50..60 кН, и делают попытки повдвинуть колонну.

Для извлечения из скважин различных нестандартных цилиндрических предметов применяют колокол со вставной ловильной втулкой. (рис.44), который зажимается между корпусом 2 и переводником 1. Ловильную втулку 3 изготовляют в соответствии с размером извлекаемого предмета так, чтобы предмет захватывался средней частью втулки, Ловильную резьбу на втулке закаляют.

9.1.4. Труболовки.

Труболовки также предназначены для извлечения из скважин труб различного назначения и других предметов, имеющих цилиндрическую форму.

По конструкции захватного устройства труболовки подразделяются на цанговые и плашечные. Цанговыми труболовками извлекаемые трубы захватываются достаточно надежно. Надежность захвата плашечными труболовками зависит от расположения плашек на корпусе и конструкции узлов удержания и перемещения.

Труболовки также подразделяются на внутренние и наружные, соответственно захватывающие извлекаемый предмет за внутреннюю или наружную поверхность.

Для извлечения бурильных и насосно-компрессорных труб трубоводки комплектуются центрирующими приспособлениями, имеющими направления с вырезом или резьбой под воронку.

Без центрирующих приспособлений трубоводки применяются в тех случаях, когда зазор между стенками скважины и извлекаемыми трубами мал и не допускает размещения центрирующего приспособления.

Трубоводка внутренняя освобождающаяся.

Трубоводка (рис.45) предназначена для извлечения из скважины преимущественно обсадных и бурильных труб диаметром 140 мм и более, с рязно проходным внутренним каналом. Ловильная цанга 4 трубоводки выполнена в виде кольца, имеющего несколько продольных разрезов, что дает возможность концам цанги деформироваться в радиальном направлении и уменьшать свой наружный диаметр при входе внутрь трубы. В нижней части цанги имеет заходной конус, наружную ловильную резьбу и внутреннюю коническую поверхность. Диаметр ловильной резьбы цанги больше внутреннего диаметра захватываемой трубы на 1... 5 мм. Подвижный конус 5 может перемещаться вдоль корпуса 3 и сжимать резиновое уплотнение 6.

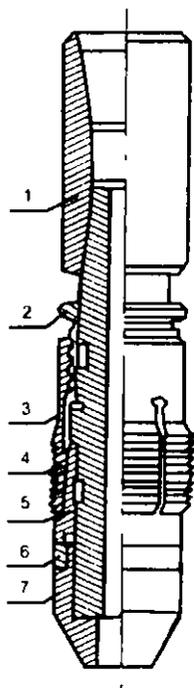


Рис. 45 Трубоводка внутренняя освобождающаяся.

При подготовке труболочки к работе проверяют состояние резьбы и уплотнения, перемещение гайки 2 совместно с цангой 4, свободное движение конуса 5 вдоль корпуса.

Затем гайку 2 перемещают до упора в переводник 1, цангу 4 перемещают так, чтобы концы её находились против верхнего конца подвижного конуса и зазор между ними был на 3 ... 5 мм больше половины разницы между внутренним диаметром захватываемой трубы и наружным диаметром подвижного конуса 5. Этим создаются условия для свободного сжатия и вхождения цанги в трубу.

Для захвата извлекаемых труб опускают до них, восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости, промывают скважину и одновременно заводят труболочку внутрь трубы. Затем прекращают подачу промывочной жидкости. Направляющий наконечник 7 обеспечивает беспрепятственный заход V труболочки в трубу. При дальнейшем опускании труболочки переводник 1, упираясь нижним торцом в гайку 2, соединенную жестко с цангой 4, заталкивает её к месту захвата. При последующем подъеме труболочки подвижной конус 5, упираясь в резиновое уплотнение 6, сжимает его, чем герметизируется кольцевое пространство, а также расклинивает цангу 4, создавая надежный захват. После этого вновь восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости и приступают к подъему оставленных в скважине труб.

При необходимости труболочка освобождается следующим образом. Бурильную колонну разгружают на 50 ... 100 кН ниже собственного веса и вращают вправо на 20 ... 30 оборотов. Затем производят ее подъем.

Труболочка наружная освобождающаяся

Труболочка (рис. 46) предназначена для извлечения труб из скважины диаметром 114 и 127 мм. В нижней части корпуса 2 труболочки имеется кольцевая выточка для размещения конуса 7 с уплотнительным элементом 8. Выступ в нижней части шпинделя 3 предназначен для ограничения передвижения втулки 4 с цангой 6. В шпинделе имеются гнездо для шпонки 5 и отверстие для прокачивания промывочной жидкости. Втулки 4 имеют наружную резьбу. Паз под шпонку внутри втулки обеспечивает свободное перемещение втулки вдоль шпинделя и передачу крутящего момента цанге.

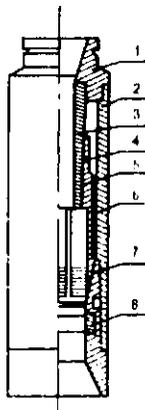


Рис. 46. Труболочка наружная освобождающаяся.

Труболовку опускают на бурильных трубах в скважину до торца извлекаемой трубы, которая заводится внутрь труболовки. Так как внутренний диаметр ловильной резьбы цапги меньше наружного диаметра извлекаемой трубы, цапга со втулкой устанавливается на торце трубы.

При дальнейшем спуске труболовки торец втулки 4 упирается в торец переводника 1, а цапга раскрывается и охватывает поверхность трубы. При последующем подъеме труболовки цапга, двигаясь по конусу 7, надежно захватывает конец оставленной в скважине колонны.

9.1.5. Магнитные фрезеры.

Магнитные фрезеры нашли широкое применение при ловле лап с шарошками, шариков и роликов опор, других мелких металлических предметов. Общий вид магнитного фрезера показан на рис. 23.

К корпусу 2 фрезера присоединены переводник 1 и коронка 7. Между полосами 3 и 6 алюминиевой втулки 4 находятся постоянные магниты 5.

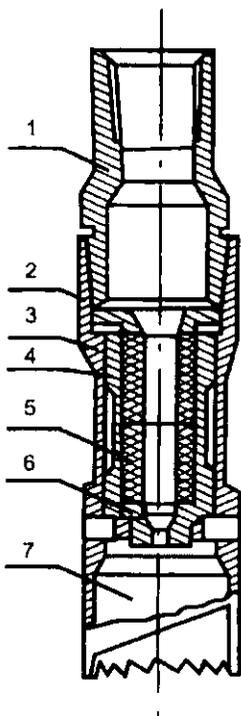


Рис. 47. Магнитный фрезер.

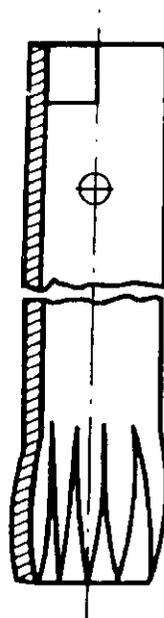


Рис. 48 Паук.

Для выполнения ловильных работ фрезер спускают в скважину на бурильных трубах. После присоединения ведущей трубы включают насосы и дальнейший спуск ведут при вращении колонны с частотой 1,0... 1,5 об/с. На расстоянии 0,2 ... 0,3 м от

извлекаемого предмета необходимо увеличить интенсивность промывки с целью очистки ловимых предметов и забоя. Затем фрезер опускают до забоя и вращают его на забое. При этом металлические предметы притягиваются к нижнему полюсу. После этого выключают насосы, прекращают вращение и поднимают колонну. При подъеме нельзя допускать резких торможений и посадок.

После подъема фрезера рабочую часть очищают от металлических предметов, промывают водой и закрывают пластмассовым колпаком или деревянным кругом. Хранят фрезер отдельно от металлических предметов.

9.1.6. Пауки.

Пауки применяются для извлечения оставшихся в скважине шарошек, лап и других металлических предметов. Существуют механические, гидравлические и гидромеханические пауки.

Наиболее простой конструкцией является трубный паук (рис.24), который изготавливают из обсадной трубы длиной 1,5 ... 2,5 м. В нижней части паука нарезают зубья высотой 20 ... 35 см. Зубья отжигают и придают им бочкообразную форму. Перед спуском паука необходимо проработать ствол скважины и углубить забой пикообразным долотом. В конце спуска паука, не доходя 5 ... 10 м до забоя, восстанавливают циркуляцию бурового раствора. После промывки паук доводят до забоя и создают на него нагрузку. Зубья паука под нагрузкой сходятся по образующей конуса и находящиеся на забое предметы попадают внутрь него.

9.1.7. Ерши.

Ерши служат для ловли оставшегося в скважине каната или каротажного кабеля. Ерши имеют различную конструкцию.

Один из широко распространенных конструкций показан на рис. 25. Изготавливают ерши путем наварки или нарезки в шахматном порядке крючков на торцах заготовки. Выше крючков на 20 ... 30 см ерш должен иметь воронку, которая центрирует его и заставляет выплавливаемый канат или кабель опускаться.

Длина ерша должна быть в пределах 1,5 ... 2,0 м. Спустив в скважину, ерш приподнимают над местонахождением каната на 1 ... 2 м, поворачивают буровую колонну на $1/3$... $1/2$ оборота и вновь спускают ерш. Эту операцию повторяют несколько раз.



Рис. 49. Ерш.

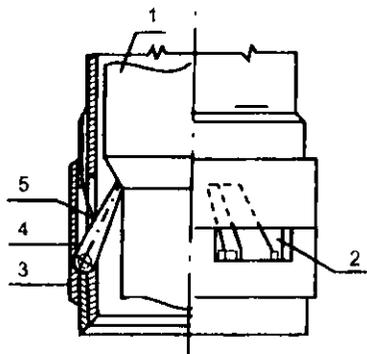


Рис. 50. Ловитель Л.В. Аляничкова.

- 1. - нипель турбобура;
- 2. - окно;
- 3. - ось;
- 4. - собачка;
- 5. - пружина

9.1.8. Ловильный инструмент для извлечения турбобуров

Для извлечения турбобуров применяются инструменты, в основном похожие на те, которые предназначены для ловли труб.

Укороченный ловитель предназначен для захвата оставленного в скважине турбобура на выступающую часть вала (контргайку и гайку). Это обычный ловитель, у которого наружные поверхности шашек растачиваются или изготавливаются новые плашки для захвата за гайку и контргайку.

Гладкие колокола применяют для извлечения турбобуров и их узлов с захватом на корпус, муфту и т.д. Конструкция их аналогична конструкции гладких колоколов для извлечения труб.

Трубные ловушки используют для извлечения турбобуров с захватом за корпус. Они представляют собой корпус турбобура или обсадную трубу длиной 5 ... 6 м, в которых сделаны вмятины для заклинивания турбобура при входе его внутрь ловушки. К нижней части ловушки присоединяют воронку или развальцовывают ее для облегчения захода турбобура. Ловитель Л.В.Аляничкова (рис.50) применяют для захвата турбобура под нипель, под переводник или диски статоров.

10. Вспомогательное оборудование и инструмент, применяемые для ликвидации аварий.

10.1 Печати.

Печати применяют для получения отпечатки предмета, находящегося в скважине. Печати изготавливают различных типов и конструкций.

Для снятия отпечатка поверхности смятия или размыва обсадных труб применяют коническую печать (рис. 51, а). Она представляет собой металлический стержень 1 с отверстием внутри для промывочной жидкости и с кольцевыми выточками для удержания свинца 2.

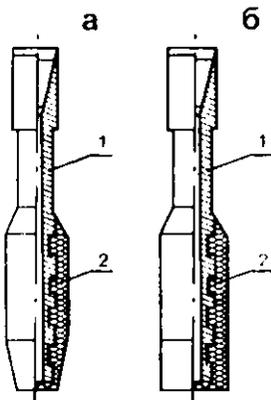


Рис. 51 Печати.

Для определения характера слома бурильных труб и положения их по отношению к центру скважины используют плоские печати (рис. 51, б). Эти же печати применяются для определения положения долота и металлических предметов, находящихся на забое.

Для получения отпечатка нагрузка на печать в большинстве случаев должна быть не более 15 ... 50 кН. Если известно, что место слома имеет очень острые кромки, то нагрузка должна быть не более 15 кН (во избежание оставления в скважине узлов печати).

В последнее время вместо свинца применяют сплав-заменитель, состоящий из алюминия (98%) и сурьмы (2%). Отпечатки на этом сплаве получаются четкие и ничем не отличаются от отпечатков на свинцовых печатях.

Разработана также объемная универсальная печать (ПОУ). Особенность печати ПОУ заключается в возможности ее многократного использования.

Собранную, как показано на рис. 51, печать присоединяют к бурильной колонне и перед спуском в скважину убеждаются в отсутствии смещения стержней.

Опускают печать осторожно, особенно после выхода из-под башмака обсадной колонны. По достижении места получения отпечатка к печати прикладывают нагрузку

20 - 30 кН. При соприкосновении с предметом, находящимся в скважине, стержни начинают перемещаться вверх и воспроизведут форму верхней части этого предмета.

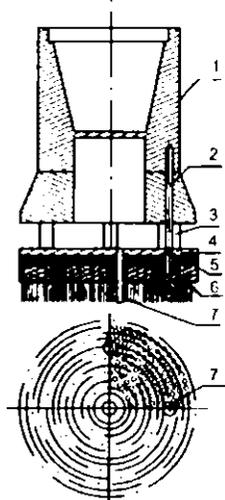


Рис. 52. Печать объемная универсальная

- 1 - корпус; 2 - винт; 3 - втулка; 4 - плита стонорная; 5 - эластичная прокладка;
6 - плита направляющая; 7 - стержни

10.2. Отводные крючки.

Отводные крючки предназначены для установки отклоненной колонны по центру скважины.

Существуют отводные крючки (рис. 51) прямоугольного или круглого сечения. В верхней части они имеют замковую резьбу. Нижний конец крючка отогнут в сторону и вниз. По центру корпуса крючка просверливают отверстие для прохода промывочной жидкости. Длина развода крючка должна быть на 25 мм меньше диаметра скважины.

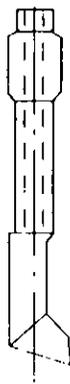


Рис.53. Отводный крючок

Применяют также отводные крючки, изготавливаемые из утяжеленных бурильных труб и других трубных заготовок. Преимуществом трубных отводных крючков является то, что их можно опускать совместно с ловильным инструментом (ловитель, метчик, колокол и т.д.)

Разработан гидравлический отводный крючок, представляющий собой конструкцию, в которой крючок (рабочий орган) выдвигается в исходное положение при восстановлении циркуляции и возвращается в первоначальное состояние под действием пружины при прекращении подачи промывочной жидкости.

10.3. Устройства для ликвидации прихватов.

Прихватоопределители служат для определения верхней границы прихвата бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб в скважине.

Прихватоопределители (рис.54) состоят из электромагнита 3, помещенного в герметичный корпус 2 из немагнитного материала, и сердечника 4. От внешней среды электромагнит изолируется днищем 5 и головкой 1. Последние одновременно являются и полюсами электромагнита. В головке размещаются изолированный кабель и узел закрепления каротажного кабеля.

Работа прихватоопределителя основана на свойствах ферромагнитных материалов, намагничиваемых при

деформации. В зону предполагаемого места прихвата опускают прибор и производят «первый контрольный замер». Далее в зоне прихвата через каждые 10 м устанавливают контрольные магнитные метки путем подачи тока на электромагнит. При этом на каждом участке намагничивается отрезок трубы длиной 15 ... 20 см. Вторым замером записывается кривая магнитной индукции вдоль всего участка, где установлены магнитные метки. Затем прихваченную часть расхаживают непродолжительное время, в некоторых случаях делают попытку повернуть колонну. При этом металл не прихваченных труб деформируется и магнитные метки исчезают. Третьим замером определяют участок, где магнитные метки исчезли. Это верхняя граница прихвата.

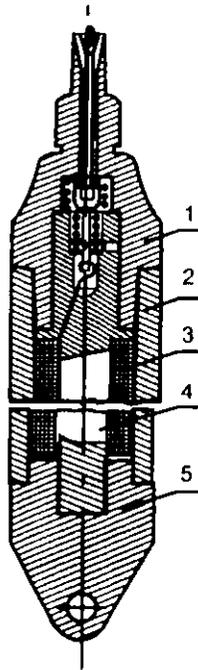


Рис. 54. Прихватоопределятели

Гидравлический ударный механизм.

Гидравлический ударный механизм (ГУМ) предназначен для освобождения от прихватов с помощью ударов, направленных вверх.

ГУМ (рис.55) состоит из цилиндра с размещенными внутри него штоком с поршнем и бойком. Вся система герметизирована и заполнена маслом внутри.

Перед применением ГУМ неприхваченную часть колонны отсоединяют от прихваченной. С помощью переводника 7 или ловильного инструмента присоединяется к аварийной колонне. Свободное закрепление по замковой резьбе переводника 7 осуществляется за счет наличия шлицевой пары переводник 2-шпindelь 1. Затем натягивают бурильную колонну усилием, превышающим ее вес на 200 ... 1000 кН. Желательно, чтобы натяжение было как можно больше. При натяжении масло в камере снимается и давление, возникающее при этом, передается через цилиндр 3 и переводник 7 на извлекаемые трубы, сжимаемая жидкость через зазор между поршнем 5 и цилиндром 3 перетекает под поршень, давая тем самым возможность поршню 5 с бойком 4 двигаться вверх. При входе последних в расширенный участок цилиндра растянутая часть колонны резко перемещается

вверх и наносит удар бойком по торцу лицевого переводника 2. Для повторного удара бурильную колонну разгружают на 50... 100 кН. Число ударов для различных случаев колеблется от 1 до 100. В основном колонны освобождаются при числе ударов до 10. При ударах отмечаются колебание бурильной колонны и резкие изменения показаний индикатора веса.

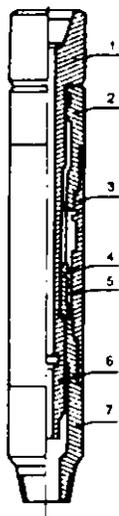


Рис.55. Гидравлический ударный механизм

Возбудитель упругих колебаний.

Действие возбудителя упругих колебаний БУК (рис.56) основано на ударновибрационном принципе. Для работы возбудителем упругих колебаний развинчивают бурильную колонну над местом прихвата, опускают БУК в скважину, соединяют с прихваченными трубами и натягивают с помощью талевой системы с силой, превышающей выбранную нагрузку при регулировке БУК. При повышении сил фрикционного сцепления муфта 9 и непель 8 разъединяются, в результате резкого скачка колонна труб начинает колебаться. При освобождении колонны БУК повторно заряжают непосредственно в скважине, для чего бурильную колонну спускают, при этом шток 7 дойдет до нешеля 8. Колонну проворачивают с усилием, соответствующим жесткости разъединительного узла, и повторяют работы в описанной последовательности до освобождения прихваченной части колонны.

Яс ударного действия.

Яс ударного действия (рис.57) наносит удары по прихваченной части бурильной колонны в сочетании с отбивкой ротором.

Ясс состоит из переводника 1, кожуха 2, квадратного вала 3, упора 4, головки 5, направляющей трубы 6, муфты 7, самоуплотняющего манжета 8, предохранительного кольца 9 и переводника 10. Упор 4 имеет квадратное сечение, по которому перемещается квадратный вал 3, благодаря чему создаются условия для отбивания ротором прихваченной колонны.

Ясс с присоединенным к нему ловильным инструментом спускают в скважину и присоединяют с прихваченной частью буровой колонны. При подъеме колонны вверх удар наносится снизу, а при спуске колонны вниз — сверху, в результате прихваченная часть колонны испытывает попеременные удары. Сочетание ударов с расхаживанием приводит к освобождению колонны.

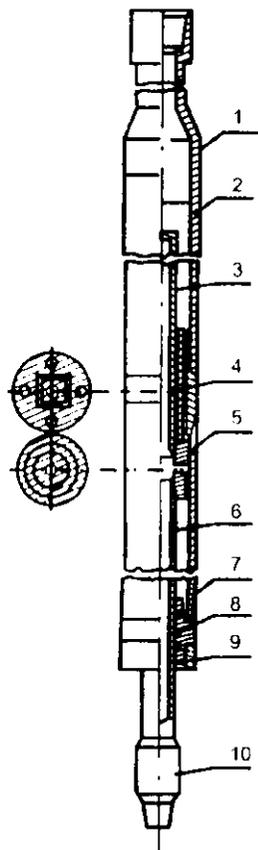
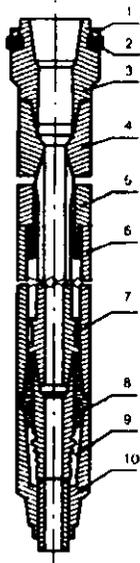


Рис. 56. Возбудитель упругих колебаний.

- 1 - гайка;
- 2 - манжета;
- 3,4,10 - переводники
- 5 - втулка;
- 6 - корпус;
- 7 - телескопический шток;
- 8 - ниппель;
- 9 - муфта.

Рис.57. Ясс ударного действия

10.4. Труборезки

Если не удается извлечь прихваченный инструмент целиком, его извлекают по частям. Кроме этого, для проведения ловильных работ желательно, чтобы верхняя часть оставшейся в скважине колонны была неповрежденной. Для выполнения указанных работ применяют труборезки различного вида. По принципу действия они делятся на механические, гидравлические и химические.

Механические труборезки преимущественно применяются для обрезания подвешенных обсадных колонн, предварительно натянутых с усилием, превышающим их собственный вес.

Более просты по конструкции и надежны в работе гидравлические пескоструйные труборезки.

Преимущество химических труборезок в том, что их можно доставлять к месту резания на каротажном кабеле и использовать в трубах любого диаметра.

Труборезка с автономным перемещением резцов.

Внутренняя труборезка с автономным перемещением резцов для резания обсадной колонны диаметром 146 мм (рис.58) монтируется в цилиндрическом корпусе 1. Верхняя часть корпуса имеет замковую резьбу для соединения с бурильной колонной, а нижняя часть отверстие для установки и закрепления дна 6. В корпусе под углом 120° просверлены три отверстия, в которые вставляются цилиндры 3, которые закрепляются стопором 8 и уплотняются кольцом 2. В каждом цилиндре размещается резец 5 квадратного сечения с твердосплавной режущей головкой, а также пружина 4, возвращающая резец в исходное положение после прекращения циркуляции промывочной жидкости. По центру корпуса труборезки установлен ограничитель хода 7 резцов, на дне просверлено отверстие 9 для промывочной жидкости.

Для резания труборезку спускают в скважину на необходимую глубину и восстанавливают циркуляцию с давлением около 3 ... 7 МПа, при этом на резцы передается усилие, равное 1 ... 2 кН. Резцы выдвигаются и при вращении труборезки режут трубу. Оптимальная частота вращения составляет 1,0 ... 1,2 об/с.

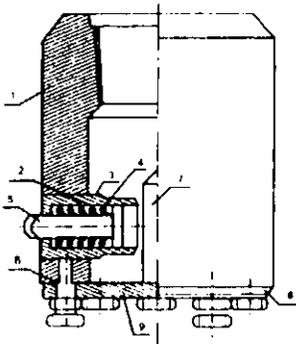


Рис. 58. Труборезка с автономным перемещением резцов.

Труборезка пескоструйная.

Пескоструйная труборезка (рис. 59) применяется для обрезания обсадных колонн в скважинах диаметром от 146 до 324 мм. Труборезку готовят к работе следующим образом. В корпус 1 ввинчивают башмак 8, устанавливают втулку 3 с уплотнениями 5 и фиксируют стопорными винтами 4. Также ввинчивают nipples 6 с насадками 7. Для оптимального резания необходимо, чтобы насадки находились на расстоянии 8 ... 10 мм от стенки обрезаемой трубы.

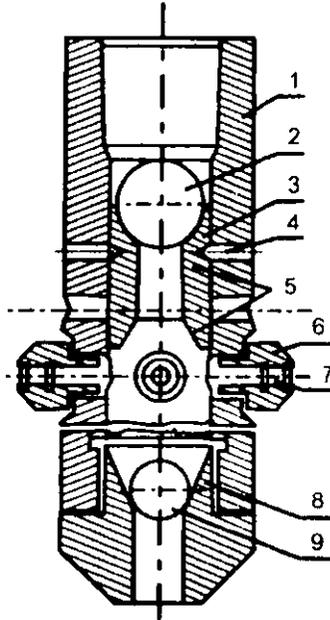


Рис.59. Труборезка пескоструйная

Подготовленную труборезку опускают к месту резания и восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости. Затем бросают шар 9 для перекрытия центрального канала и направления потока промывочной жидкости через насадки. Убедившись в ее нормальной циркуляции, можно приступить к подаче рабочей жидкости (раствора с песком).

Одновременно вращают буровую колонну с труборезкой.

Через 2 ...3 часа обсадная труба перерезается. Убедившись в этом, бросают второй шар 2. При восстановлении циркуляции стопорные винты 4 срежутся, втулка 3 опустится и откроются циркуляционные отверстия 10.

10.5. Забойные фрезеры

Забойные фрезеры предназначены для разрушения (торцового фрезерования) металлических предметов, оставленных на забое скважины. Торцевая часть забойного фрезера (рис. 60) оснащена режущими пластинками 1 из твердого сплава ВК-8В и зашлавлена припоем 2, армированным дробленым твердым сплавом того же состава. Промывочные каналы 3 наплавляются релитом.

Разрушать металл на забое рекомендуется при осевой нагрузке 30 ... 100 кН и частоте вращения 0,8 ... 1,5 об/с. Производительность насоса должна обеспечивать скорость восходящего потока промывочной жидкости не менее 0,5 ... 0,8 м/с. Применяют забойный фрезер обычно совместно с шламо-металлоуловителем.

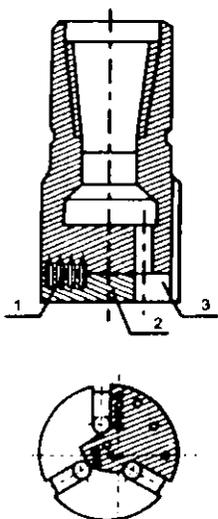


Рис. 60. Забойный фрезер

10.6. Фрезер - райбер

Фрезер — райбер (рис. 61) предназначен для прорезания «окна» в обсадной колонне с целью бурения через него второго ствола.

На цилиндрической и конической поверхностях фрезера прорезаны пазы, в которые запрессованы и запаяны режущие элементы из сплава ТТ7К 12 или Т5К 12В.

Фрезер на бурильных трубах опускают в скважину на необходимую глубину и, вращая колонну ротором и создавая нагрузку, прорезают «окно». Нормальный режим работы фрезера определяется нагрузкой 10 ... 40 кН и частотой вращения 1,0 ... 1,2 об/с.

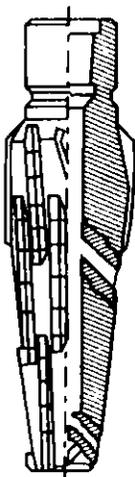


Рис. 61. Фрезер-райбер

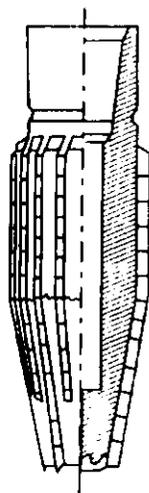


Рис. 62. Колонный фрезер

10.7. Колонные фрезеры

Колонные фрезеры применяются для фрезерования поврежденных участков катоды. Один из разновидностей колонного фрезера показан на рис. 26. Режущими элементами фрезера являются пластины из сплава ВК-8В, которые вставляются в пазы и запаиваются. Фрезерование осуществляют при частоте вращения 1 ... 2 об/с с постоянным увеличением осевой нагрузки от 5 до 25 кН. Оптимальный расход промывочной жидкости составляет 10 ... 15 л/с.

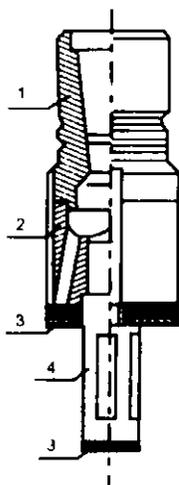


Рис. 63. Фрезер пилотный:

1 - корпус; 2 - воронка; 3- армированные поверхности
4 - наконечник.

10.8. Фрезер пилюгный.

Фрезер (рис. 63) предназначен для фрезерования в обсаженной колонне прихваченных труб, пакеров, муфт и т.д.

Режим работы фрезера определяется нагрузкой 40 кН, частотой вращения 1,0 ... 1,2 об/с и расходом промывочной жидкости 10 ... 12 л/с.

10.9. Торпеды.

Торпедирование при ликвидации аварий применяется в основном для встряхивания с целью освобождения заклиненных и прилипших к стенкам скважинных труб, ослабления резьбовых соединений с целью облегчения развинчивания колонны, обрыва и срезания труб с целью отсоединения от прихваченной части колонны, разрушения металлических предметов в скважине, образования каверн при разбуривании нового ствола и т.п.

Торпеда шашечная.

Шашечная торпеда (рис. 64) предназначена для ликвидации заклинивания долот и элементов бурильной колонны (калибраторов, центраторов, турбобуров и т.д.), а также для разрыва труб. Торпеда фугасного действия, негерметичная, заряд взрывного вещества контактирует со скважинной жидкостью. Груз торпеды используется многократно. Чтобы исключить возможные осложнения от действия ударной волны, вес заряда не должен превышать 50 Н.

Торпеда корпусная из детонирующего шнура.

Торпеда (рис. 65) обладает особенностями:

при взрыве торпеды внутри колонны труб не остается частиц металла и материала от ее деталей;

не требуется оснащать торпеду грузом, его роль выполняет верхняя утолщенная часть корпуса;

корпус торпеды может быть многократно использован;

величина и мощность заряда могут легко регулироваться на буровой кат. типом детонирующего шнура, так и числом и длиной его рядов;

конструкция торпеды допускает установку ее непосредственно в объект торпедирования (долота, колокол, метчик и т.д.) или в близости от него.



Рис. 64. Торпеда шашечная:
1 - груз; 2 - взрыватель; 3 - шашки; 4 - центратор; 5 - пробка.

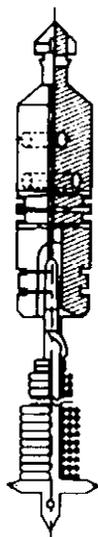


Рис. 65. Торпеда корпусная из детонирующего шнура:
1 - корпус; 2 - взрывной патрон;
3 - детонирующий шнур; 4 - эластичный центратор.

Торпеда кумулятивная осевого действия.

Кумулятивные торпеды осевого действия изготовляют двух видов: нетермостойкие и термостойкие. Термостойкость торпеды определяется типом применяемого ВВ. Термостойкие торпеды спускают в скважину в предохранительном кожухе. Корпуса торпед под шифром ТКО — 200 и ТКС - 120 — 600 стальные и допускают спуск их на бурильной колонне. Корпуса и детали остальных торпед изготавливаются из алюминиевых сплавов, разрушающихся при взрыве.

Во время взрыва торпеды возникает кумулятивная струя, движущаяся с большой скоростью и создающая огромное давление. Максимальный эффект разрушения достигается при контакте торпеды с разрушаемым предметом. В тех случаях, когда диаметр скважины значительно больше диаметра торпеды, применяют групповой взрыв одновременно двух - трех торпед. При этом используют специальные кассетные головки, в которых размещаются отдельные торпеды.

Литература:

1. Малеванский В.Д. Открытые газовые фонтаны и борьба с ними. -М., Гостоптехиздат, 1963.
2. Малеванский В.Д. Гидродинамические расчеты для глушения нефтяных и газовых –М.: Недра, 1992.
3. Алиев Р.А. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. –М.: Недра, 1992.
4. Аммян В.А., Васильева Н.Н. Добыча газа. –М.: Недра, 1974.
5. Муравьев В.М., Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. –М.: Недра, 1978.
6. Муравьев В.М., Серeda Н.Г. Основы нефтяного и газового дела. –М.: Недра, 1967.
7. Элияшевский И.Н. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении. –М.: Недра, 1983.
8. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности Республики Узбекистан. –Ташкент, 2000.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
Раздел I. Лекционный курс.....	4
1. Аварии и осложнения в процессе бурения скважин.....	4
1.1. Виды аварий и осложнений в процессе бурения скважин.....	4
1.2. Виды прихватов бурового инструмента.....	5
1.3. Мероприятия по предупреждению прихватов.....	6
2. Способы ликвидации прихватов бурового инструмента.....	7
2.1. Способы ликвидации прихватов бурового инструмента.....	7
2.2. Расхаживание прихваченной колонны таями и отбивка ротором.....	8
2.3. Определение допустимой степени закручивания ротором свободной части колонны.....	8
2.4. Определение верхней границы прихвата бурового инструмента.....	10
2.5. Определение верхней границы прихвата с применением специальной аппаратуры.....	12
2.6. Способы ликвидации прихватов бурового инструмента.....	13
2.6.1. Использование взрывного способа.....	13
2.6.2. Гидровибрирование колонны бурильных труб.....	13
2.6.3. Гидроимпульсный способ (ГИС).....	13
2.6.4. Преднамеренный вызов фонтанирования бурящейся скважины.....	14
2.6.5. Значение коэффициента K для определения глубины прихвата по формуле $L = K \Delta l$	14
2.6.6. Методика определения удлинения бурильной колонны Δl в зависимости от $P_2 - P_1$	15
3. Обвалы стенок скважин.....	16
3.1. Геолого-технические причины обвалов стенок скважины бурения.....	16
3.2. Технология бурения зоны обвалов глин на уравновешенном давлении в системе скважина-пласт.....	17
3.3. Определение поровых P_0 и пластовых $P_{пл}$ давлений по данным механического каротажа, по методике d-экспоненты.....	18
3.4. Классификация глинистых пород по степени устойчивости в процессе их вскрытия.....	20
4. Газонефтепроявления и открытые фонтаны при бурении скважин.....	22
4.1. Общее состояние вопроса предупреждения открытых фонтанов.....	22
4.2. Причины возникновения газонефтепроявлений и открытых фонтанов.....	24
4.3. Причины перехода газонефтепроявлений в открытое фонтанирование.....	26
4.4. Пути попадания газа в буровой раствор.....	28
4.5. Гидростатическое давление столба бурового раствора, насыщенного газом на забой скважины.....	30
4.6. Нормирование плотности бурового раствора.....	31
4.7. Методы ликвидации открытых фонтанов.....	32
4.8. Ликвидация открытых фонтанов путем герметизации устья скважины с последующей задавкой жидкости.....	32
4.9. Ликвидация открытых фонтанов путем создания искусственного накера в стволе скважины с последующей задавкой жидкости.....	33

4.10	Ликвидация открытых фонтанов методом ввода в поток флюида задавочной жидкости на расчетном режиме.....	33
4.11	Ликвидация фонтанов методом закрытия ствола аварийной скважины с помощью ядерного взрыва.....	34
4.12	Ликвидация открытых газовых фонтанов с кратером на устье методом отвода газа в наклонную скважину.....	34
4.13	Ликвидация открытых фонтанов методом заводнения продуктивного пласта через наклонные скважины.....	35
4.14	Глубина спуска башмака обсадной колонны.....	35
4.15	Опасный интервал бурения.....	36
5.	Предупреждение и борьба с поглощениями промывочной жидкостью.....	39
5.1.	Предупреждение и борьба с поглощением промывочной жидкости.....	39
5.2.	Исследования зон поглощений.....	41
5.3.	Классификация зон поглощения бурового раствора по А.А. Айворонскому.....	42
5.4.	Методы предупреждения и ликвидации поглощений.....	43
5.5.	Технология проведения работ с применением полимерцементных растворов (ПЦР).....	45
5.6.	Тампон из быстрохватывающейся тампонажной смеси (БСТС).....	46
5.7.	Тампон из отверждаемых глинистых растворов (ОГР).....	47
5.8.	Тампоны из соляро-бентонитовой смеси (СБС) и соляро-бентонитобаритовой смеси (СББС).....	48
6.	Эксплуатация скважин в осложненных условиях.....	50
6.1.	Защитные приспособления на приеме насоса.....	51
6.2.	Газовый якорь - зонд.....	51
6.3.	Песочный якорь.....	52
6.4.	Газопесочный якорь ЯГП - 1.....	52
6.5.	Скребки - завихрители.....	54
6.6.	Подкачка нефти в скважину.....	55
6.7.	Применение полых штанг.....	55
6.8.	Образование песчаных пробок при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.....	56
6.9.	Три направления борьбы с песчаными пробками.....	56
6.10.	Выбор жидкости для промывки песчаной пробки.....	57
6.11.	Технология промывки песчаных пробок.....	57
6.12.	Схема промывки песчаных пробок.....	59
7.	Отложения парафина в скважинах и трубопроводах, гидроразрыв пласта.....	60
7.1.	Борьба с отложениями парафина в скважинах.....	60
7.2.	Борьба с отложениями парафина в трубопроводах.....	61
7.3.	Гидравлический разрыв пласта.....	63
7.4.	Эксплуатация искривленных скважин.....	65
8.	Подземное хранение газа.....	66
8.1.	Географические условия расположения, глубина залегания пластов, максимально допустимое давление в ПХГ.....	67
8.2.	Осложнения при подземном хранении газа.....	68

8.3. Основные требования по оценке пригодности объектов для подземного хранения газа.....	63
9. Образование гидратов природных газов в газопроводах.....	70
9.1. Краткая история изученности вопроса о гидратообразовании.....	70
9.2. Предупреждение образования гидратов.....	71
9.3. Ввод метанола в газовый поток.....	72
9.4. Подогрев газа.....	72
9.5. Осушка газа.....	73
9.6. Резкое снижение давления.....	73
9.7. Осложнения при эксплуатации газовой скважины.....	73
9.8. Обнаружение и определение местонахождения утечек нефти и газа.....	74
9.9. Управление трубопроводами при обнаружении аварий и повреждений и во время проведения ремонтных работ.....	75
9.10. Очистка внутренней поверхности газопровода без прекращения перекачки газа.....	75
10. Коррозия подземных и наземных сооружений на газовых промыслах и способы ее устранения.....	77
10.1. Сущность коррозии.....	78
10.2. Защита трубопроводов от коррозии.....	78
10.3. Аварии на магистральных нефтепродуктопроводах и их ликвидация.....	79
10.4. Особенности эксплуатации нефтепродуктопроводов, проходящих по территории населенных пунктов.....	81
10.5. Защита переходов через водные преграды.....	82
11. Аварии при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.....	83
11.1. Аварии при глубинно насосной эксплуатации скважин.....	83
11.2. Аварии при фонтанной эксплуатации скважин.....	86
11.3. Аварийные фонтаны и способы их глушения.....	86
12. Затрубные газопроявления во время оживления затвердевания цемента (ОЗЦ).....	87
12.1. Затрубные газопроявления при ОЗЦ после цементирования колонны.....	88
12.2. Перетоки и прорывы газа грифоны в процессе бурения.....	90
12.3. Межколонные давления при эксплуатации скважин.....	91
Раздел II. Практические занятия.....	94
1. Гидравлический индикатор веса ГИВ - 6 М.....	94
1.1. Расчеты по данным показаний гидравлического индикатора веса ГИВ-6М.....	96
Пример 1. Определение нагрузки на крюке.....	98
Пример 2. Определение нагрузки на долото.....	98
Пример 3. Определение нагрузки на вышку.....	99
Пример 4. Определение длины, не прихваченной части бурильной колонны.....	99
Пример 5. Определение растягивающей нагрузки на тело трубы до предела текучести σ_T	100
Пример 6. Определение цены деления ГИВ - 6М.....	101
Пример 7. Проверка пригодности ГИВ-6М к дальнейшей эксплуатации на буровой.....	102
2. Расчеты по определению свободной не прихваченной части бурильной колонны и допустимых оборотов при отбивке ротором.....	102
Пример 1. Определение длины свободной не прихваченной части одноразмерной бурильной колонны.....	102

Пример 2. Определение допустимого числа оборотов ротора для отбивки многоразмерной бурильной колонны.....	103
Пример 3. Определение верхней границы прихвата многоразмерной колонны бурильных труб.....	103
Пример 4. Определение верхней границы прихвата многосекционной бурильной колонны в скв. №3 Хардум.....	105
Пример 5. Определение степени закручивания свободной части секционной бурильной колонны ротором.....	106
6. Расчеты по установке жидкостных ванн.....	107
4. Борьба с обвалами стенок скважин, сложенных глинами с АВПоД.....	109
Пример 1. Количественная оценка (расчет) паровых давлений по методике нормально уплотненных глин.....	111
5. Борьба с газопроявлениями и открытыми фонтанами.....	112
Пример 1. Определение количества газа, попадающего в буровой раствор вместе с выбуренной породой.....	112
Пример 2. Количественная оценка (расчет) количества газа, поступающего в буровой раствор при депрессии давления.....	113
Пример 3. Определение гидростатического давления столба газированного бурового раствора.....	114
Пример 4. Определение снижения гидростатического давления газированного бурового раствора по эмпирической формуле Стронга-Уайта.....	117
6. Определение основных характеристик фонтана для расчета параметров его глушения.....	117
Пример 1. Определение дебита Q_0 открыто фонтанирующей скважиной при наличии кратера на устье.....	118
Пример 2. Определение дебита газа Q_0 при истечении его в атмосферу при разрушенном устье скважины.....	119
Пример 3. Определение дебита газа Q_0 , когда скважина фонтанирует вверх при разрушенном устье.....	120
Пример 4. Определение пластового давления по избыточному давлению в бурильных трубах на устье скважины.....	121
Пример 5. Определение пластового давления в поисково-разведочной скв. №1 Култук (Зап. Узбекистан).....	121
7. Расчеты параметров глушения фонтана.....	122
Пример 1. Определение количества жидкости для глушения фонтана через аварийную скважину.....	122
8. Ловильный инструмент для ликвидации аварий в бурении и эксплуатации скважин.....	126
9. Понятие об авариях в скважине.....	127
9.1. Ловильный инструмент.....	128
9.1.1. Ловители с промывкой.....	128
9.1.2. Метчики.....	130
9.1.3. Колокола.....	132
9.1.4. Труболовки.....	133
9.1.5. Магнитные фрезеры.....	136
9.1.6. Пауки.....	137

9.1.7. Ерши.....	137
9.1.8. Ловильный инструмент для извлечения турбобуров.....	138
10. Вспомогательное оборудование и инструмент, применяемые для ликвидации аварий.....	139
10.1. Печати.....	139
10.2. Отводные крючки.....	140
10.3. Устройства для ликвидации прихватов.....	141
10.4. Труборезки.....	145
10.5. Забойные фрезеры.....	147
10.6. Фрезер - райбер.....	147
10.7. Колонные фрезеры.....	148
10.8. Фрезер пилотный.....	139
10.9. Торпеды.....	149
Литература.....	152

Редактор: Ахметжанова Г. М.

Подписано к печати 30.06.2008 г. Формат 60x84 1/16.
Объем 9 п.л. Тираж 50 экз. Заказ № 410.

Отпечатано в типографии ТГТУ, г.Ташкент,
ул.Талабалар 54. тел: 246-63-84.

