

622.3
Л-88

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
УЗБЕКИСТАН

ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
им. АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ



Е.А. Лыков, Ш.Х. Умедов.

АВАРИИ И ОСЛОЖНЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

Учебное пособие

Ташкент – 2004

622.3
Л-88

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

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

Е.А. Лыков, Ш.Х. Умедов.

АВАРИИ И ОСЛОЖНЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

Учебное пособие



Ташкент – 2004

УДК. 622.325

Аварии и осложнения в нефтегазовом деле.
Е.А.Лыков, Ш.Х.Умедов. Таш.гос.техн.ун-т. Ташкент, 2004.
151с.

Учебное пособие составлено в соответствии с программой курса "Аварии и осложнения в нефтегазовом деле" для бакалавриата по направлению 5540300 "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 программе курса.

Печатается по решению научно-методического совета
Ташкентского государственного технического университета

Рецензенты: к.т.н., стар.науч. сотрудник Карабаев Т.К.
к.т.н., доцент Акрамов Б.Ш.

© Ташкентский государственный технический университет,
2004

Введение

Учебное пособие для проведения лекций и практических занятий составлено согласно программе курса «Аварии и осложнения в нефтегазовом деле» для бакалавров по направлению подготовки 5540300 «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, УБГ, 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 стремились передать авторы пользователям данного пособия.

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

1. ВИДЫ АВАРИЙ И ОСЛОЖНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН. ВИДЫ ПРИХВАТОВ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ПРИХВАТОВ.

План проведения:

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

Ключевые слова.

Виды аварий, виды осложнений, прихваты инструмента, конструкция скважины, мероприятия по предупреждению прихватов, смазочные добавки, содержание нефти, параметры раствора, геолого-технический наряд, давление столба раствора, промывка скважины, перепад давления, обвалообразование.

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 ликвидацией, 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 коротажного 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 времени ОЗЦ и в более позднее время;
- водо-рапо-проявления;
- сужение ствола;
- самопроизвольное искривление ствола скважины;
- открытые газовые и нефтяные фонтаны.

В табл. 1 приводятся данные по осложнениям, которые встречаются в процессе бурения скважин в нефтегазовых регионах Узбекистана.

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, коротажным 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 желобообразования. 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, сливание 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 выносом кусков обваливающейся породы, недохождением долота до забоя.

Признаками осыпей пород являются:

- обильный вынос шлама во время промывки;
- посадки и затяжки бурового инструмента;
- повышенное давление в нагнетательной линии.

6. Прихваты вследствие бурения в зонах обваливающихся глин с АВН/ОД на недоуровненном давлении в системе "скважина-пласт".

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

8. Прихваты испытателей пластов при опробовании скважин в процессе бурения в необсаженном участке ствола. Они происходят вследствие "заиливания" 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 обеспечивать скорость восходящего потока в кольце не ниже 1,50 м/сек, допускается не ниже 0,5 м/сек при бурении под кондуктор.

3. Химическая обработка и качество бурового раствора должны соответствовать требованиям ГТН. В прихватоопасных 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 (Н):

ρ, г/см ³	1,20-1,30	1,30-1,50	1,70	2,0
Н, 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 - сульфонол или дисольван.

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

ρ, Т, В, 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 галями 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 (сульфонола; нефти, соапстока,

окисленного петролатума) предварительно обрабатывать раствор гидрофилизующими реагентами (УПЦР, гипан, метас, КМЦ). 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 скважины 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, РАСХАЖИВАНИЕ ПРИХВАЧЕННОГО БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА ТАЛЯМИ И ОТБИВКА РОТОРОМ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕРХНЕЙ ГРАНИЦЫ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ.

План проведения:

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 бурового инструмента.
5. Определение верхней границы прихвата с применением специальной арматуры.

Ключевые слова.

Нефтяная ванна, ясс ударный, степень закручивания колонны, длина свободной части, упругое удлинение, одноразмерная колонна, многосекционная колонна, прихватоопределители, индикатор места прихвата, модуль ЮНГА, крутящий момент, суммарное удлинение колонны.

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 талыми и отбивка ротором.

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

Расхаживание талыми 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 одноразмерной по толщине стенки и диаметру труб, бурильной колонны необходимо пользоваться зависимостью:

$$\varphi < \sqrt{\frac{\sigma_{\tau} - L(\rho_m - \rho_{ж})^2 K^2 L}{2.1\pi K G D}}$$

где φ - степень закручивания в оборотах;

σ_{τ} - предел текучести металла труб при растяжении в кгс/см²;

L - длина свободной части колонны в см;

$\rho_m, \rho_{ж}$ - 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 $\rho_m = 7,85 \cdot 10^{-3}$ кг/см³, $G = 8 \cdot 10^5$ кг/см³, $K = 1,50$.

Для сплава Д16-Т: $\rho_m = 2,8 \cdot 10^{-3}$ кг/см³, $G = 2,7 \cdot 10^5$ кгс/см², при $T = 20^\circ\text{C}$, $K = 1,80$.

Допустимое число оборотов ротора для одноразмерной колонны по диаметру и толщине стенок определяется по формуле:

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

где n - допустимое число оборотов ротора;

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

D - наружный диаметр бурильных труб в м;

σ_{τ} - предел текучести материала бурильных труб в кгс/см²;

σ_p - напряжение растяжения в кгс/см²;

K - коэффициент запаса прочности.

$$\sigma_p = Q_{don} / F$$

$$Q_{don} = F \sigma_T / K$$

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

$$M_m \leq \frac{W}{2K} \sqrt{\sigma_{Tm}^2 - \frac{16}{\pi^2} \left[\frac{Q_m + Q_{m-1} + \dots + Q_n}{D_m - d_m^2} \left(1 - \frac{\rho_w}{\rho_m} \right) \right]} K^2,$$

где M_m - допустимый крутящий момент для наиболее опасного верхнего сечения, рассматриваемого участка колонны в кгс·см;

σ_{Tm} - предел текучести металла труб рассматриваемого участка колонны в кгс/см²;

Q_m, Q_{m-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 см³;

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:

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

где $M_{\min}$ - минимальный крутящий момент, полученный при подсчетах допустимого крутящего момента для одноразмерных секций колонны бурильных труб в кгс·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/см²;

$J_1, J_2, \dots, J_n$ - полярный момент инерции кольцевого сечения бурильных труб в см⁴.

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

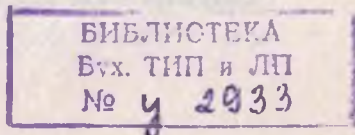
Приведенная методика расчета справедлива для случаев, когда масса инструмента на крюке равна его свободной части, т.е. когда нейтральное (не испытывающее осевых напряжений) сечение колонны находится на верхней границе прихвата.

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

$$M_n \leq \frac{W}{2K} \sqrt{\sigma_{\text{из}}^2 - \frac{16}{\pi^2} \left[\frac{F - Q(1 - \rho_w / \rho_n)}{D_w - d_n^2} \right]^2} K^2,$$

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. Одноразмерная колонна.

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

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

где L - длина свободной части колонны в см;

E - модуль упругости металла стальных труб (модуль Юнга), для стали равный $2,1 \cdot 10^9$ кгс/см², для сплава Д16-Т, из которого изготавливаются легкосплавные трубы $7 \cdot 10^9$ кгс/см²;

F - площадь поперечного сечения трубы в см²;

$P_2 - P_1$ - разница между силами растяжения, прикладываемыми к колонне сверху 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 (см. раздел II данного пособия).

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

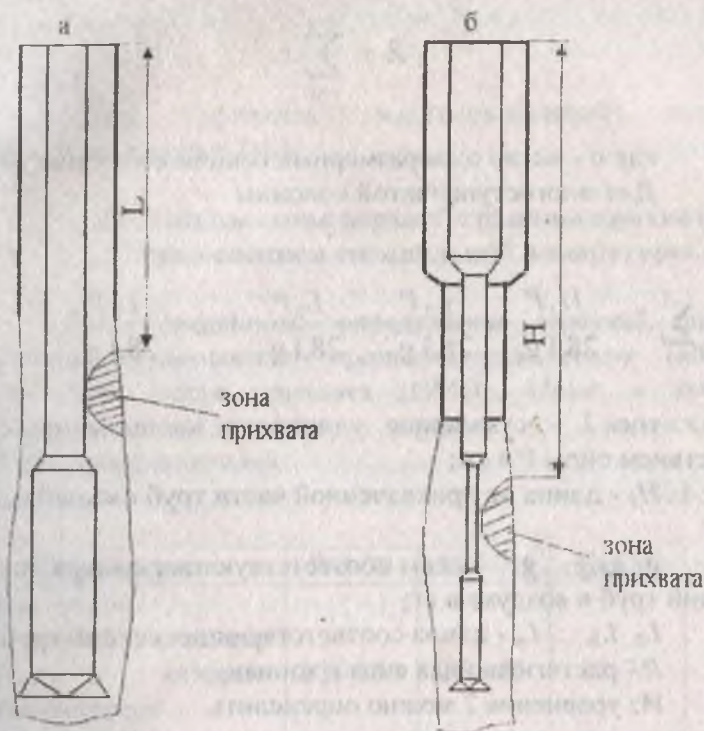


Рис.1. Схема прихвата: а) одноразмерная бурильная колонна; б) многомерная бурильная колонна.

Многосекционная колонна.

Для определения верхней границы прихвата 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

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

где n - число одноразмерных секций в колонне труб.
Для многоступенчатой колонны

$$\lambda = \sum_{i=1}^{i=n} \lambda_i = \frac{H_1 P}{28,1 g_1} + \frac{L_2 P}{28,1 g_2} + \frac{L_3 P}{28,1 g_3} + \dots + \frac{L_n P}{28,1 g_n}. \quad (2)$$

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

H_1 - длина не прихваченной 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

$$H_1 = g_1 \left(\frac{28,1 \lambda}{P} - \frac{L_2}{g_2} - \frac{L_3}{g_3} - \dots - \frac{L_n}{g_n} \right) \quad (3)$$

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

$$H_2 = g_2 \left(\frac{28,1 \lambda}{P} - \frac{L_2}{g_2} - \frac{L_3}{g_3} - \dots - \frac{L_n}{g_n} \right) \quad (4)$$

Вычисления продолжают до получения положительного значения. Верхняя граница прихвата многосекционной колонны труб определяется из уравнения

$$H = H_1 + \sum_{n_1+1}^n L_n$$

Схема прихвата многосекционной колонны представлена на рис.1(б).

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.

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 вахтой по освобождению прихваченного бурового инструмента?

3. ОБВАЛЫ СТЕНОК СКВАЖИН И ИХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРИЧИНЫ. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НА УРАВНОВЕШЕННОМ ДАВЛЕНИИ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ P_0 И $P_{пл}$ ПО ДАННЫМ МЕХАНИЧЕСКОГО КАРОТАЖА. КЛАССИФИКАЦИЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД.

План проведения:

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.

Ключевые слова.

Зона обвалов, технология бурения, типы глин, монтмориллюнитовая, поровые давления, химизм раствора, релаксация, несовместимый интервал, уравновешенное давление, критерии устойчивости, d-экспонента, механический каротаж, разуплотненная порода.

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 недоуравновешенном 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 кавернообразование.

- наличие в разрезе зоны тектонического 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 глин 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 геологотехнические 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", НХК "Узбекнефтегаз", Ташкент-2000.

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

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_0 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_0 по данным ГИС и одна методика расчета P_0 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.

$$\frac{V_M}{n} = a \left(\frac{P_o}{D_o} \right)^b,$$

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; "a" и "b" - безразмерные константы, зависящие от литологического состава горных пород.

Величина "a" из геологических соображений была принята равной единице, коэффициент "b" автором был

обозначен через "d" и названный d-экспонентой. После преобразования получили

$$d = \frac{\lg \frac{V_M}{10n}}{\lg \frac{0,067 P_0}{D_n}} \quad (1)$$

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

$$d_s = d \cdot \frac{N}{\rho}, \quad (2)$$

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

$$\frac{F}{N} = \frac{d_{CT}}{d_{CO}}, \quad (3)$$

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_{CO} - значение d_c соответствующее расчетной глубине, расстояние ав, в мм или см.

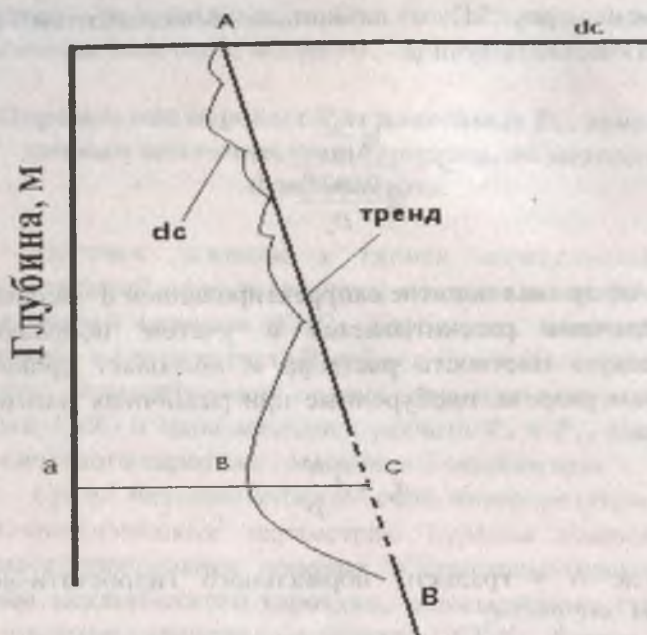


Рис.2. Расчетная схема d_c

Отношение d_{ct}/d_{co} - безразмерная величина. Отсюда можно определить градиент пластового (порового) давления на любой глубине

$$F = N \frac{d_{ct}}{d_{co}} \quad (4)$$

$$\text{Тогда пластовое давление } P_{пл} = FH \quad (5)$$

$$\text{или поровое давление } P_v = FH \quad (6)$$

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

Кривые изменения плотности глин при их нормальном уплотнении описываются уравнением

$$\rho_n = \rho_m - (\rho_m - \rho_0) e^{-dH} \quad (1)$$

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

ρ_m - средняя плотность глинистых минералов, принятая 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.

d - показатель степени, зависящий от ρ_0 , приводится в табл. 2.

Таблица 2

ρ_0 , г/см ³	A	e^{-dH}
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 (1), всегда можно будет построить кривую нормального уплотнения глин $\rho_n = f(H)$.

Анализ случаев обвалов стенок скважин показал, что в качестве количественного критерия, характеризующего склонность глинистых пород к потере 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 табл. 3.

Таблица 3

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

Ниже на рис.4 показан пример использования классификации глин по степени их устойчивости при бурении.

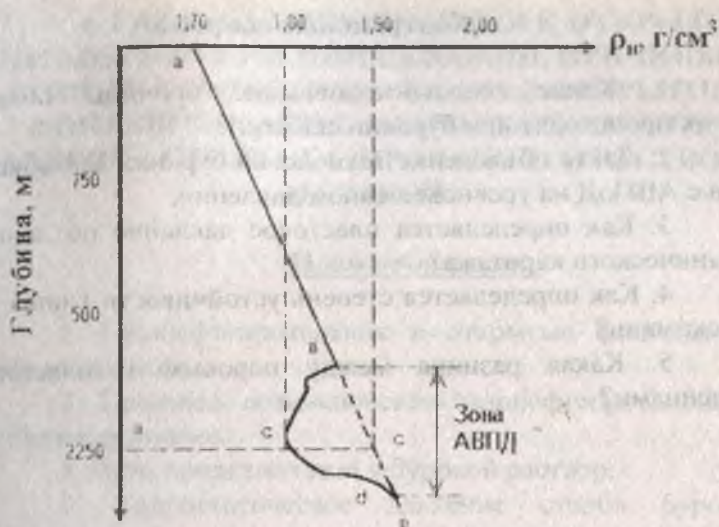


Рис.4. Кривая функции $\rho_{\text{ф}}=f(H)$. Кривая a, b, c, d, e - фактическая плотность глин, при этом участок ab - подчиняется закону нормального уплотнения глин, согласно уравнению (1); участок кривой всd - фактическая плотность глины в зоне обвала; пунктирная линия wd - мысленно проведенная линия несуществующей в скважине нормального уплотнения глин в зоне АВП/Д.

Например, на глубине 2250 м взяли пробу - керн глины и ее плотность оказалась $\rho_{\text{ф}}=1.80 \text{ г/см}^3$. На линии нормального уплотнения глин т.е. плотность составила $\rho_{\text{н}}=1.90 \text{ г/см}^3$. Тогда критерий устойчивости ствола составит

$$a = \frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{н}}} = \frac{1.80}{1.90} = 0.947,$$

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 с 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, ПРИЧИНЫ ИХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И ПЕРЕХОДА В ОТКРЫТОЕ ФОНТАНИРОВАНИЕ. ГИДРОСТАТИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ СТОЛБА ГАЗИРОВАННОГО РАСТВОРА НА ЗАБОЙ.

План проведения:

1. Газонефтепроявления и открытые фонтаны при бурении скважин.
2. Причины возникновения газонефтепроявлений и открытых фонтанов.
3. Пути попадания газа в буровой раствор.
4. Гидростатическое давление столба бурового раствора, насыщенного газом, на забой скважины.
5. Нормирование плотности бурового раствора.

Ключевые слова.

Газопроявления, открытые фонтаны, причины фонтанов, гидростатическое давление, трансцендентное уравнение, плотность раствора, поступление газа, тяжелая авария, диффузия газа, допустимая репрессия, депрессия давления, вязкость газа.

4.1. Газонефтепроявления и открытые фонтаны при бурении скважин.

Открытые газовые и нефтяные фонтаны являются самыми тяжелыми авариями при бурении скважин, на их ликвидацию затрачиваются большие средства и задалживается большее количество рабочего времени.

Газонефтепроявления возникают при вскрытии продуктивных пластов и предшествуют фонтанам. Если газопроявления своевременно не ликвидированы, то при определенных ситуациях они могут перерасти сначала в

фонтанирование скважины и затем при неумелых действиях буровой вахты - в открытое фонтанирование.

В нефтегазовой промышленности Узбекистана за последние 50 лет произошло 105 открытых фонтанов и сильных газопроявлений, угрожавших перейти в фонтанирование скважины.

Необходимо отметить, что за последние 15-20 лет наметилась тенденция к снижению числа возникновения фонтанов, однако тяжесть их возросла. Например, за последние 10 лет в Узбекистане возникли самые тяжелые открытые нефтяные и газовые фонтаны в мировой практике, как, например, открытый нефтяной фонтан из скв. 5 Мингбулак с глубины 5230 м с пластовым давлением 1150 кгс/см² и дебитом нефти 18000 т/сут.

4.2. Причины возникновения газонефтепроявлений и открытых фонтанов.

Газонефтепроявления, выбросы раствора, а затем и фонтанирование скважины начинаются тогда, когда в скважине создается условие:

$$P_{\text{ст р}} < P_{\text{пл.}}$$

где $P_{\text{ст р}}$ - давление столба раствора на забой скважины;
 $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление газонефтяного горизонта.

Такая ситуация в скважине возникает при выполнении различных технологических работ, как, например, вскрытие пласта на растворе с пониженным удельным весом, указанного в Г.Т.Н., подъем инструмента без долива скважины, спуск инструмента с большой скоростью, вызвавшей гидроразрыв пласта и поглощение раствора и т.д.

Однако, когда расследуют фонтаны, то их разделяют на:

- причины возникновения газонефтепроявлений;
- причины перехода газонефтепроявлений в открытое фонтанирование, т.е. любой открытый фонтан имеет причину

возникновения и причину перехода в открытое фонтанирование.

К причинам возникновения газонефтепроявлений относятся:

- вскрытие пластов раствором заниженной плотности;
- вскрытие поглощающих пластов;
- неизвестность разреза и отсутствие представления об опасном интервале бурения;
- падение давления на газонесные пласты при ОЗЦ и связанные с этим затрубные газопроявления и открытые фонтаны;
- возникновение поршневого эффекта во время подъема бурового инструмента;
- не своевременный долив скважины раствором во время подъема инструмента.

К причинам перехода газонефтепроявлений в открытое фонтанирование относятся:

- отсутствие достаточной классификации буровой вахты и персонала ИТР по борьбе с газонефтепроявлениями, неправильное закрытие преентора и т.п;
- оставление скважины открытой при простое;
- отсутствие кондуктора и преентора;
- недостаточная глубина спуска кондуктора;
- отсутствие запаса бурового раствора в количестве, достаточном для глушения фонтана;
- отсутствие герметизации затрубного пространства на устье скважины при ОЗЦ;
- отсутствие быстродействующего преентора с глухими плашками;
- низкое качество монтажа противовыбросового оборудования;
- несовершенство преентора, не позволяющего герметизировать устье скважины при наличии в

ней инструмента различного сечения (УБТ, квадрат, каротажный кабель и др.).

На практических занятиях будут подробно изучены причины фонтанов, обстоятельства их возникновения и способы ликвидации самых тяжелых случаев.

4.3. 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

$$Q = \frac{\pi d^2 V Z K H \alpha}{4000}, \quad [m^3 / час]$$

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. 4.

Таблица 4

№№ п/п	Плотность бурового раствора, г/см ³	Количество твёрдой фазы, %	Количество жидкой фазы, %	Коэффициент растворимос- ти 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 в месте 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

$$Q = \frac{\pi m h (P_{из}^2 - P_z^2)}{P_{ат} \mu \ln \frac{R_k}{R_c}}, \quad [см^3 / сек]$$

где m - проницаемость газового пласта, дарси;

h - толщина пласта, см;

P_z - 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 ($\mu = 0,026$ Пуаз = 0,0026 Па·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:

$$Q = \frac{\pi m V (P_1^2 - P_2^2) t}{\mu \ln \frac{R_2}{R_1}}$$

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 рекомендуют пренебрегать.

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

Так, например, скважина 1 Северный Мубарек при забое 2170 м и растворе плотностью 1,32 г/см³ и вскрытом XVII газовом горизонте толщиной 15 м простояла 36 часов. При вызове циркуляции наблюдались сильно газированные пачки 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 г/см³.

4.4. 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:

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

где P - гидростатическое давление столба газированного раствора, кгс/см²;

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/см³;

H - расчетная глубина, метры;

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

Выражение (1) является трансцендентным уравнением: определяем P и оно же стоит под логарифмом, которое решается методом последовательных приближений.

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

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

где γ_1 - удельный вес входящего бурового раствора;

γ_2 - удельный вес исходящего бурового раствора;

P_1 - гидростатическое давление входящего бурового раствора γ_1 .

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

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

Для скважины глубиной свыше 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 $\pm 0,02 \text{ г/см}^3$ по замерам раствора, освобожденного от газа.

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

$$\rho_{ист} = \frac{\rho_{кж}}{1 - \frac{\Gamma}{100}}, \quad (3)$$

где $\rho_{кж}$ - 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 ПГР-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, оставшейся в колбе после интенсивного перемешивания и взбалтывания, тоже в мл: этот объем после удаления газом бывает меньше первоначального.

Например, в колбу залили 50 мл газированного раствора, затем в нее же 200 мл воды. Хорошо в течение 25-

30 мин ее взбалтывали, после замерыли и обнаружили, что $V = 245$ мл. Тогда

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

Плотность бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта определяется по формуле:

$$\rho = \rho_{\text{вр}} + (0,05 \div 0,15) \rho_{\text{гр}}$$

где $\rho_{\text{вр}}$ - плотность бурового раствора, столб которого уравнивает пластовое давление, г/см³.

Контрольные вопросы.

1. Какие причины возникновения газо-нефтепроявлений 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 изменяется 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?

5. АВАРИИ В БУРЕНИИ СКВАЖИН. ВИДЫ АВАРИЙ В БУРЕНИИ И НАЗЕМНОМ ОБОРУДОВАНИИ. АВАРИИ С ДОЛОТАМИ, ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ, БУРИЛЬНОЙ И ОБСАДНОЙ КОЛОННАМИ, ПРОЧИЕ ВИДЫ АВАРИЙ.

План проведения:

1. Аварии в бурении и наземном оборудовании.
2. Аварии с долотами.
3. Аварии с бурильной и обсадной колоннами.
4. Падение в скважину посторонних предметов.
5. Аварии при проведении ГИС.
6. Аварии, связанные с неудачным цементированием скважины.
7. Ловильный инструмент.

Ключевые слова.

Авария в бурении, наземное оборудование, зонд, каротажный кабель, метчик, колокол, овершот, шпинь, магнитный ловитель, торцовый фрезер, свинцовая печать, посторонний предмет, ликвидация аварии, предупреждение аварии.

5.1. Виды аварий в бурении скважин и наземном оборудовании.

При бурении скважин происходят аварии с наземным оборудованием и аварии в бурении.

А) Аварии с наземным оборудованием.

К ним относятся аварии с вышкой, лебедкой, талевой системой, силовым приводом, желобной системой, буровым насосом - чаще всего разрушения приводного шкива насоса.

Б) Аварии в бурении.

К ним относятся следующие виды аварий:

- аварии с долотами;
- аварии с бурильной и обсадной колоннами;

- аварии с забойными двигателями;
- падение в скважину посторонних предметов;
- аварии из-за неудачного цементирования;
- прочие виды аварий.

5.2. Аварии с долотами

Это есть, прежде всего, оставление долота или буроголовки на забое. Отвинчивание происходит в результате нарушения правил крепления или спуска долота, навинчивание рабочего переводника с прослабленной резьбой, размыв резьбы.

Поломка долота происходит по причине заводского дефекта или превышения осевой нагрузки на долото против указанной в паспорте долота, заклинивания шарошек долота, работа долота по металлу, слабая прочность сварных швов, неплотное прилегание запечников лап долота к торцу переводника.

В результате аварии с долотами в скважине чаще всего остаются шарошки долот. Это связано со значительным износом опор, заводскими дефектами, передержкой работ на забое. Долговечность опоры долота зависит от интенсивности изнашивания и разрушения поверхности цапфы, шарошек и тел качения.

Признаками аварий с долотами при роторном бурении являются неравномерное вращение, вертикальные колебания буровой колонны, а также прекращения проходки, при турбинном бурении - остановка турбобура. Выбор метода ликвидации аварии с долотами зависит от конкретных условий и наличия разрушающих инструментов.

Установлено, что долото диаметром 295 или 269 мм может разрушаться при двух-трех спусках забойного фрезера. Последующими спусками паука или магнитного фрезера извлекают куски металла с забоя. Долото, оставленное по середине ствола скважины, сначала доводят до забоя, потом определяют печатью его положение. Если долото стоит присоединительной резьбой вверх, то его

извлекают колоколом или ловителем. Во всех других случаях его разрушают фрезером или торпедой.

Категорически запрещается извлекать безкорпусные долота метчиком. Это приводит к расколу долота, или к оставлению его на забое, т.к. метчик очень плохо закрепляется по сварному шву.

Целесообразно работать магнитным фрезером в комплексе с металлоуловителем, устанавливаемым над ним.

5.3. Аварии с бурильной и обсадной колоннами.

Наибольшее количество аварий с бурильными колоннами (трубами) и УБТ происходит при роторном бурении вследствие того, что колонна бурильных труб в процессе бурения подвергается одновременно воздействиям сжатия, растяжения, изгиба и кручения. При бурении забойным двигателем аварии с бурильными трубами происходит реже, чем при роторном бурении.

Основными видами аварий с трубами, замками, муфтами и УБТ в роторном бурении являются:

- слом бурильной трубы в утолщенной части;
- слом трубы по телу;
- срыв мелкой (восьминиточной) резьбы труб и замков;
- слом УБТ в нарезанной части;
- слом соединительной муфты по телу;
- срыв резьбы переводников;
- срыв резьбы или поломка по телу рабочей трубы (квадрата).

Перечисленные выше виды аварий встречаются и при турбинном способе бурения, однако их количество относительно невелико.

К авариям с обсадными колоннами (трубами) относятся следующие:

- смятие колонны, что является следствием либо ошибок, сделанных при расчете, либо небрежностью.

допущенной при сборке колонны (установили тонкостенную трубу вместо толстостенной);

- "полет" колонны обсадных труб в скважину вследствие недостаточно прочного крепления резьбы;

- "полет" колонны обсадных труб из-за применения неисправного инструмента (элеваторов, клиньев и т.д.);

- протирание колонны; эти аварии характерны для роторного способа бурения;

- разрыв трубы от внутреннего давления, что является следствием отсутствия опрессовки труб перед укладкой их на мостки буровой перед спуском колонны;

развинчивание резьбы колонн, спущенных ранее (кондукторы, промежуточные колонны); эти аварии характерны для роторного бурения и происходит вследствие недостаточного крепления резьбовых соединений и некачественного цементированья.

5.4. Попадание в скважину посторонних предметов.

К посторонним предметам относятся: вкладыши ротора, роторные клинья, параллели и вкладыши ключей ПКР, челюсти ключей АКБ-3 секач, гаечный ключ, ручные инструменты, сухари машинных ключей, помазок для смазки замковой резьбы, переводники, предохранительные кольца резьбы обсадных труб, кувалда и др.

Упавший в скважину предмет может не долететь до забоя и застрять где-то на уступе или в каверне и заклинить спускаемую колонну бурильных или обсадных труб. Особенно часто это случается там, где скважина имеет большую кривизну, значительную длину не обсаженной части ствола скважины, много уступов, каверн, резких искривлений. Поэтому при наличии в скважине названных условий не следует спешить со спуском инструмента для разрушения предмета на забое. Сначала надо спустить прихватопредельитель для выяснения местонахождения металла. Если предмет находится в стенке скважины над забоем, то скважину прорабатывают эксцентричным долотом в зоне нахождения предмета, чтобы сбить его на забой. Затем

снова спускают прихватоопределитель и, если предмет не был сбит, торпедируют его и прорабатывают скважину до забоя.

Упавший на забой посторонний предмет извлекают ловильным инструментом, выбор которого определяется размером и формой предмета. Если размеры предмета позволяют ему разместиться в гидромеханическом пауке, то надо постараться извлечь предмет с его помощью.

Использование магнитного фрезера зависит от размера и веса извлекаемого предмета.

Крупные предметы (роторные клинья, челюсти ключей АКБ-3 и т.д.) разрушают на забос забойными фрезерами.

Скважину периодически необходимо очищать от мелких металлических предметов, чтобы исключить последующее заклинивание ими колонны труб. Очищать забой рекомендуется магнитным фрезером, присоединенным к шламометаллоуловителю или эжекторным металлоуловителям.

5.5. Аварии при проведении геофизических исследований скважин (ГИС).

При проведении ГИС происходят аварии, связанные с обрывом каротажного кабеля или прихвата каротажных приборов (зондов). Это происходит потому, что используется изношенный кабель или скважина не подготовлена для производства каротажных работ - хорошо не проработана, буровой раствор не соответствует параметрам, указанным в ГПН, персонал каротажной партии допускает ошибки, как, например, резкий подъем, рывок, оставление в покое на забос зонда.

Для ликвидации аварий при проведении ГИС используется так называемый ерш с ограничителем, для его применения необходимо практически точно знать глубину обрыва кабеля. В случае перепуска ерша ниже глубины обрыва кабеля на 50-100м может возникнуть прихват

бурового инструмента, т.к. на ловильном инструменте-сресе образуется сальник из кабеля.

5.6. Аварии, связанные с неудачным цементированием скважины.

Этот вид аварий происходит по двум причинам:

- оставление в колонне, особенно в эксплуатационной, большого интервала цемента 500-1000 и более метров, который приходится разбуривать;

- поломка и заклинка колонны НКТ при разбурировании цемента, что влечет за собой возникновение тяжелой аварии с затяжными ловильными работами, связанными с риском усложнить аварию.

Оставление большого количества цемента в колонне происходит потому, что при анализе цементного раствора в лаборатории допущена ошибка по определению сроков его загустевания на консистометре КЦ-3 и др. в результате чего происходит преждевременное схватывание цемента. Разбуривать цемент по 1000 м и более является работой аварийного характера, которая, кроме поломок колонны НКТ, может повлечь за собой и протирание колонны.

Кроме этого, необходимо иметь в виду, что при закачке цементного раствора в колонну ее масса увеличивается, так как плотность бурового раствора бывает всегда меньше цементного, и это увеличение иногда доходит до 20%. Если резьбовое соединение рассчитано, при запасе прочности 1,15, то может произойти его страгивание и полет колонны. Такие аварии могут происходить и они имели место при подвеске колонны на патрубке меньшего диаметра, чем сама колонна.

5.7. Ловильный инструмент.

На инструментальной площадке буровой должен находиться ловильный инструмент и вспомогательные

приспособления для первоочередных работ по ликвидации аварий.

Перечень видов необходимого ловильного инструмента определяется руководством бурового предприятия в соответствии с условиями буровых работ, а также наличием средств для их осуществления.

Для первоочередных работ по ликвидации наиболее распространенных видов аварий рекомендуется иметь на буровой следующий минимум ловильного и вспомогательного инструмента.

- метчики разные;
- колокол для захвата за тело трубы;
- колокол для захвата за замок, муфту, УБТ;
- воронки и предохранительные кожуха;
- шипсы;
- магнитный ловитель;
- торцовый фрезер.

Весь ловильный инструмент должен быть оснащен переводниками для соединения с бурильной колонной.

На инструментальной площадке бурового предприятия рекомендуется иметь полный набор инструмента: колокола и метчики нарезные и гладкие, шипсы, труболочки, фрезеры, механизмы для ликвидации прихватов (ясы), устройства для удаления металлических предметов, трубoreзы (наружные и внутренние), ловильные удочки, ерши с ограничителем, гидравлические домкраты, отводной крючок, отклонители (уинсток) и др.

Все они должны иметь соответствующую техническую документацию и быть комплектными. Кроме того, для оперативной установки вана иметь аварийный запас нефти 25-30 м³ и ПАВ I тн.

Контрольные вопросы:

1. Какие аварии происходят с долотами в процессе механического бурения?
2. Какие аварии происходят с бурильными трубами и КИБК при бурении ротором?
3. Какие аварии происходят с обсадными колоннами и какие существуют способы их предупреждения?
4. Как изменяется масса обсадной колонны при зачке в нее и продавки цементного раствора?
5. Назовите ловильный инструмент, применяемый при ликвидации аварий с долотами и бурильными трубами.

6. ОБРАЗОВАНИЕ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН. ТРИ НАПРАВЛЕНИЯ БОРЬБЫ С ПЕСЧАНЫМИ ПРОБКАМИ И ВЫБОР ЖИДКОСТИ ДЛЯ ИХ ПРОМЫВКИ. ПРОМЫВКА ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК.

План проведения:

1. Образование песчаных пробок при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.
2. Три направления борьбы с песчаными пробками.
3. Выбор жидкости для промывки песчаной пробки.
4. Технология промывки песчаных пробок.
5. Схема промывки песчаных пробок.

Ключевые слова.

Песчаная пробка, аэрированная вода, ПАВ, схема размыва, природа жидкости, патронные пробки, высота пробки, оптимальный режим, дренированный песок, наконечник, полые штанги, ограничение депрессии, фильтровая зона, прямая промывка.

6.1. 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 совсем прекращает приток жидкости. Необходимо ликвидировать песчаную пробку.

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

6.2. Три направления борьбы с песчаными пробками.

Борьба с пробками ведется обычно в трех направлениях.

Первое направление - это недопущение массового поступления песка в скважину путем оборудования низа скважины специальными фильтрами (целевыми, гравийными, якорными). Эти мероприятия большого распространения не получили. К этой же группе мероприятий следует отнести закрепление песка в призабойной зоне путем введения в пласт различных цементных растворов. В пласт вводятся цементные растворы, которые уменьшают объем фильтруемой массы, и цементируют песок в прочную, устойчивую 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 проникающую массу.

В сильно дренируемых песках для этой же цели применяют цементно-песчаную смесь в пропорции 1:3, которая, затвердевая, образует прочную проникающую 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 потемников 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 контрора капитального ремонта скважин.

6.3. 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 $P_{пл} < P_{гст}$ 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 40-50% - аэрированная вода с добавкой ПАВ.

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

6.4. 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 размывтый песок выносится на поверхность по кольцевому пространству между колонной НКГ и эксплуатационной колонной.

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

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

После определения высоты песчаной пробки, выбора способа промывки и промывочной жидкости приступают к промывке. Колонну НКГ 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 накопечника 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 НКГ путем подъема и спуска ее на высоту 10-15 м. Это особенно важно при прямом способе промывки (рис.5), так как может произойти оседание в муфтовых соединениях крупных фракций песка, заходившихся во время промывки во взвешенном состоянии.



Рис.5. 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 выносятся на поверхность. По мере очистки ствола скважины от пробки колонну НКТ наращивают и спускают на таких глубже в скважину.

6.5. Схема промывки песчаных пробок.

На рис.6 (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, пиланг 5 и вертикал 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.

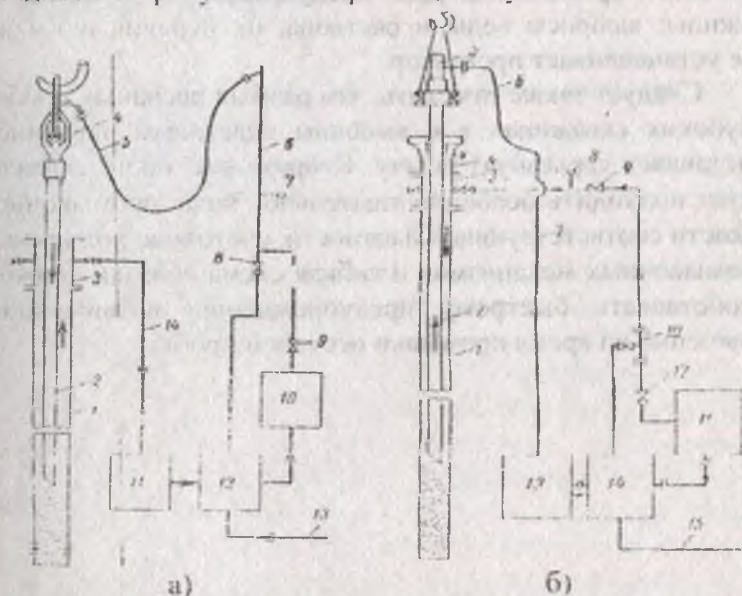


Рис.6. Схема оборудования устья при промывке песчаной пробки:

а) при прямой промывке; б) при обратной промывке.

При обратном способе промывки, рис.6 (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 поднимается внутри колонны НКГ и через тройник 5 и шланг 6 поступает в циркуляционную систему 7, откуда жидкость поступает в отстойный чан 13, 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 за показаниями манометра 8 и при необходимости часть нагнетаемой жидкости перепускать через задвижку 10 в приемную емкость 14.

Следует отметить, что данная схема, рис.6 (б), как и схема рис.6 (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.

7. ОТЛОЖЕНИЯ ПАРАФИНА В СКВАЖИНАХ И ТРУБОПРОВОДАХ. ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА.

План проведения:

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

Ключевые слова.

Скрепки, штанговращатель, установка ППУ, тепловое воздействие, градиент гидроразрыва, смыкание трещин, призабойная зона, 50% парафина, Мингбулакская нефть, температура застывания, кристаллы парафина, кварцевый песок, жидкость-песконоситель, давление разрыва.

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, асфальтосодержащих 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 пластинчатые 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 внутреннего диаметра насосных труб. При движении штанг 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 отложения 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 К теряет свою подвижность. Перекачка такой нефти в зимнее время по трубопроводам затруднительна, особенно если она проводится периодически. При дальнейшем охлаждении нефть может образовать парафиновые пробки и вызвать серьезное повреждение, в результате чего нефтепровод надолго выводится из строя. Освобождение нефтепровода от застывшей нефти - тяжелая операция, на выполнение 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, гофри и проволоочные 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 и 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.7.

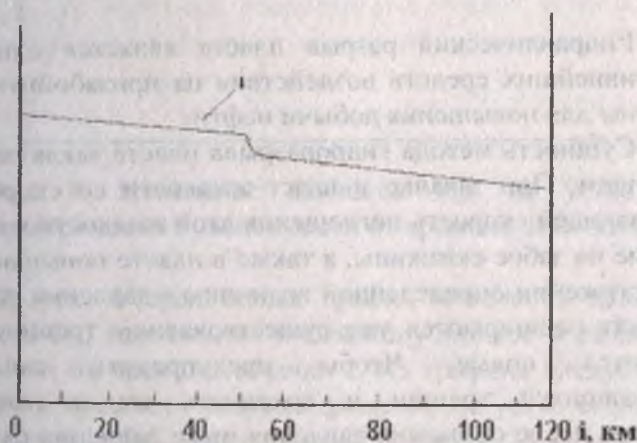


Рис.7. Профиль трубопровода с нанесенной на нем линией гидравлического уклона i .

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. 7, 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, развиваемый 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 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.

$$P_s = 0,1 H \gamma_m \quad [\text{кгс/см}^2]$$

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

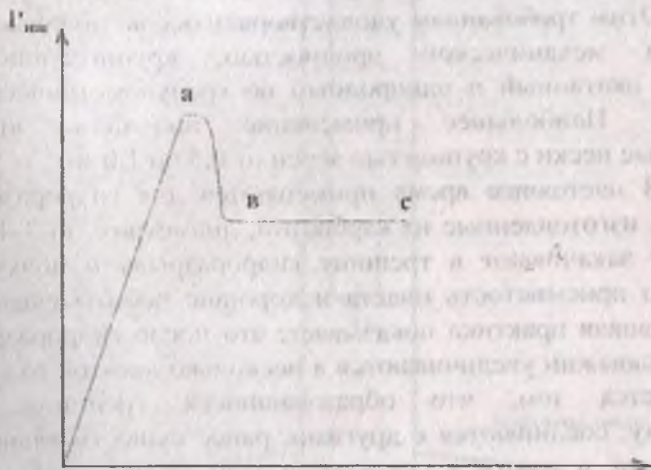


Рис. 8. Изменение давления $P_{пгг}$ на устье при гидроразрыве пласта в зависимости от времени закачки t .

На рис. 8 представлен график изменения давления пагнетания $P_{пгг}$ 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 же 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.9).

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

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

где H - глубина скважины, м.

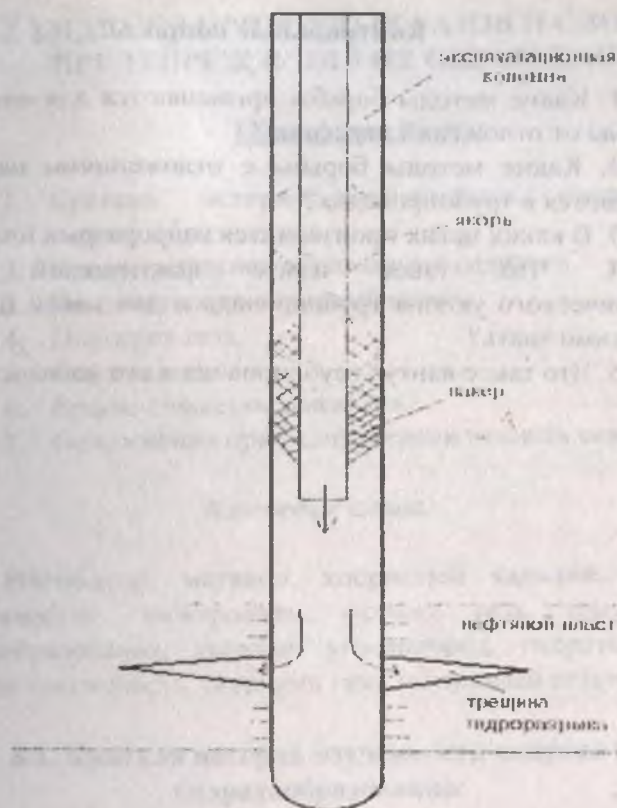


Рис.9. Схема гидроразрыва пласта.

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

Контрольные вопросы:

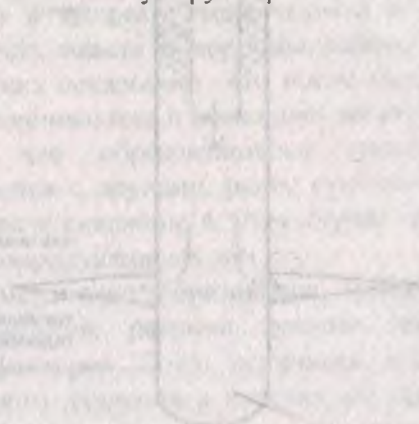
1. Какие методы борьбы применяются для очищения скважины от отложений парафина?

2. Какие методы борьбы с отложениями парафина применяются в трубопроводах?

3. В каких целях производится гидроразрыв пласта?

4. Что такое излом фактической линии гидравлического уклона трубопровода и для какой цели его необходимо знать?

5. Что такое вантуз трубопровода и его назначение?



8. ГИДРАТЫ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ.

План проведения:

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.

Ключевые слова.

Ингибитор, метанол, хлористый кальций, спирты синтетические, электролиты, осушка газа, температура гидратообразования, твердый углеводород, гидраты газов, высокая токсичность, подогрев газа, метиловый спирт.

8.1. 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°C , 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 $8\text{H}_2\text{O} \cdot \text{Cl}_2$.

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.

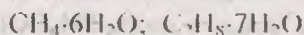
В 30-х годах XX века бурно развивающаяся газодобывающая промышленность поставила перед исследователями задачу изучения гидратов газов, в первую очередь, с целью разработки методов предупреждения их образования и скопления в трубопроводах и аппаратах при добыче и транспорте газа.

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.

8.2. 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	$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$
$t_{\text{кр}}, ^\circ\text{C}$	21,5	14,5	5,5	2,5	1,0

Сформировавшиеся 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:

а) предупреждение образования гидратов;

б) ликвидация образовавшихся гидратов.

Образование гидратов в скважинах предупреждают следующими методами:

- установление соответствующего технологического режима работы скважины;
- непрерывной или периодической подачей на забой скважины антигидратных ингибиторов;
- применением футерованных насосно-компрессорных труб, резко снижающих прилипание гидратов к трубам;
- систематическим удалением с забоя скапливающейся жидкости;
- ввод метанола в газовый поток;
- подогрев и осушка газов.

Рассмотрим некоторые способы предупреждения образования гидратов и льда.

8.3. 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

(CH_3OH), 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. 10. 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 вентилля 4. Для выравнивания давления в бачке к нему в верхней части подключена трубка 5.

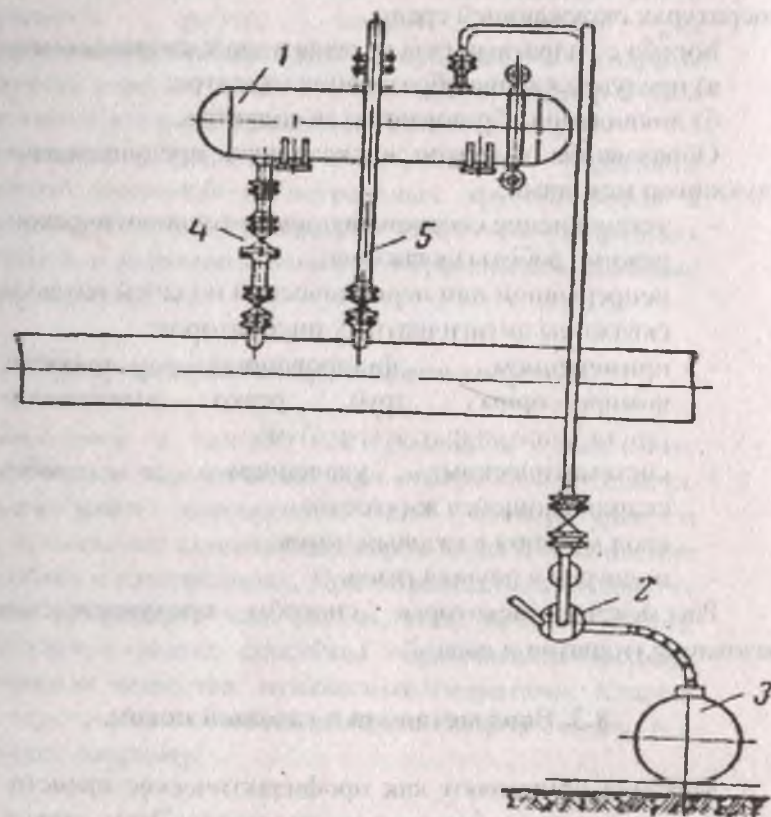


Рис. 10. Схема ввода метанола в газопровод.

Применение метана для предупреждения гидратов является сильным ядом, вызывая при попадании внутрь органов поров.

Метанол в бачок / за что оператор расходует многу

8.4.

Этот метод применяется для образования гидратов, а образовавшихся гидратов.

Подогревать газ можно теплообменом с горячей водой. Огневой подогрев пераисоляции трубопроводов, аром пожарном отношении, поттредко, а подогревают газ в теплообменниках различной

8.5.

Для осушки газа применяются осушители, которые поглощают влагу, вследствие чего уменьшается его точка росы, способ не применяют; его в значительных количествах магистральных газопроводов.

Из перечисленных 5 наиболее широко применяют газ спиртов и электролитов электролитов наиболее широко основе хлористого кальция (ОС) и надежным ингибитором про

8.6. Резкое снижение давления.

Этот способ применяется в условиях, когда в системе сбора и транспорта газа и обвязки скважины 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.

8.7. 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, шла и закупорка ее;
- чрезмерное охлаждение газа, обмерзание оборудования, гидратообразование;
- значительное понижение давления внутри скважины и опасность смятия колонны внешним давлением;
- неудовлетворительное состояние скважины (плохое цементирование, не герметичность, обводнение чужой водой).

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

Газ из отдельных скважин после замера
го от влаги и твердых примесей на
размысленный и сборный коллектор
и сборный пункт, откуда после соот
го, подготовки его к дальнейшему транспортированию
в магистральный газопровод.

Контрольные вопросы.

1. Назовите фамилии двух ученых, кото
провели опыты и обнаружили образование гидра
2. Какие методы борьбы приме
предупреждения образования гидратов газа в ск
3. Что такое метанол и в каких целях он
4. Для какой цели производится осушка
5. Какие осложнения имеют место при

9. АВАРИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.

План проведения:

1. Аварии при глубиннонасосной эксплуатации скважин.
2. Аварии при фонтанной эксплуатации скважин.
3. Аварийные фонтаны и способы их гашения.

Ключевые слова.

Глубинный насос, насосные штанги, труболовка, метчик, станок-качалка, штангер, подземный ремонт, эксплуатационная колонна, аварийный фонтан, сальник, балансир, спуск труб под давлением, фонтанная арматура, капитальный ремонт.

9.1. 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 скважин является одной из главных способов добычи нефти.

Современными глубиннонасосными 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. 11), состоит из глубинного насоса, находящегося в скважине, и станка-качалки, установленного на поверхности у устья скважины. Цилиндр 1 насоса укреплен на конце спущенных в скважину насосно-компрессорных труб (НКТ) 4, а плунжер 2 подвешен на колесике штанги 3. Самая верхняя штанга соединена с головкой 7 балансира станка-качалки гибкой (канатной или цепной) подвеской.

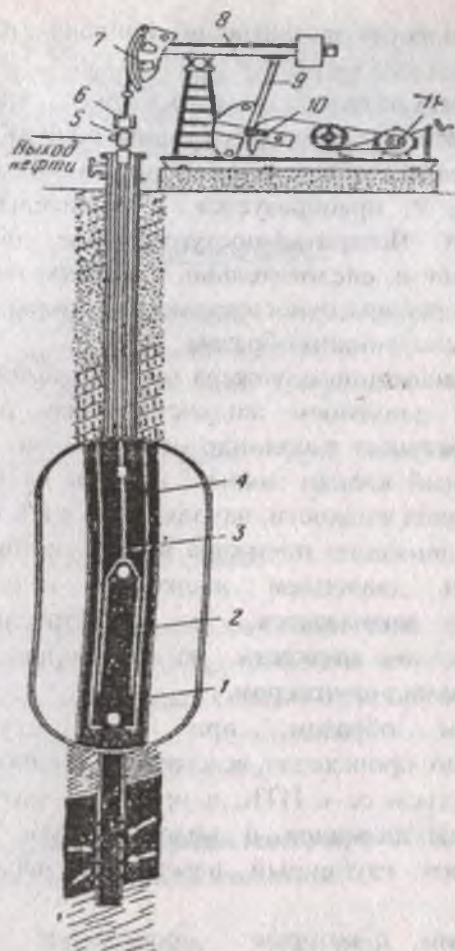


Рис. 11. Схема глубиннонасосной установки.

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 происходят всасывание жидкости в цилиндр насоса и подъем ее в НКТ, 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 глубиннонасосной 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 кривошинах;

- 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 (пилипе). 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 с предохранительным кожухом, чтобы ловильный инструмент не прошел мимо головы обрыва. Если же в результате ошибки в замере длины НКТ произойдет перекус 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 плавным расхаживанием (вира-майнинга) 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.

Откал в работе глубинного насоса происходит в результате размыва всасывающего или нагнетательного клапанов насоса, что без труда устанавливается проведением динамометрии, по результатам которой 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.

9.2. 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 НКГ 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 НКГ.

9.3. Аварийные фонтаны и способы их гашения.

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 ПКТ в скважину после проведения перфорации на буровой отсутствует патрубок с подвесным фланцем (планшайба), 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 цементирования 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 глубиннонасосной эксплуатации нефтяных скважин?
2. Какая особенность имеет место при ликвидации аварии при фонтанной эксплуатации скважины?
3. Какие способы глушения скважин применяются 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?

10. ЗАТРУБНЫЕ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ ПРИ ОЗЦ ПОСЛЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ, ПЕРЕТОКИ И ПРОРЫВЫ ГАЗА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И МЕЖКОЛОШНЫЕ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.

План проведения:

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

Ключевые слова.

Затрубные газопроявления, перетоки газа, прорывы газа, резьбовые соединения, АКЦ, грифоны, затвердевание цемента, ОЗЦ, цементирование скважин, пропуски газа, сравливание давления, сцепление цемента, грифонообразование, качество цемента.

10.1. 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 фонтанирование скважины из межколошного пространства. Такие проявления называются затрубными газопроявлениями при ОЗЦ. Они могут возникать и в более позднее время, например, спустя 10 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 г/см^3 , при этом столб раствора создавал на забой 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 создалась 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

$$m \left(\frac{P_{пл}}{P_{ст.в}} - 0.9 \right) \geq 30, \quad (1)$$

где m - проницаемость газового пласта, милли дарси;

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

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

Если левая часть выражения (1) окажется больше или равна правой, то в данной скважине затрубные

газопроявления во время ОЗЦ могут возникнуть. И если левая часть выражения (1) 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 ($k \cdot P_{пл}/P_{ст.в}$) 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 $P_{пл} = 190 \text{ кгс/см}^2$.

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

$P_{ст.в} = 0,1 \cdot 1,0 \cdot 1600 \text{ кгс/см}^2$, 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 $P_{пл} = 160 \text{ кгс/см}^2$, $m = 100 \text{ мд}$ 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:

- расхаживать 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.

10.2. Перетоки и прорывы газа грифоны 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.12.

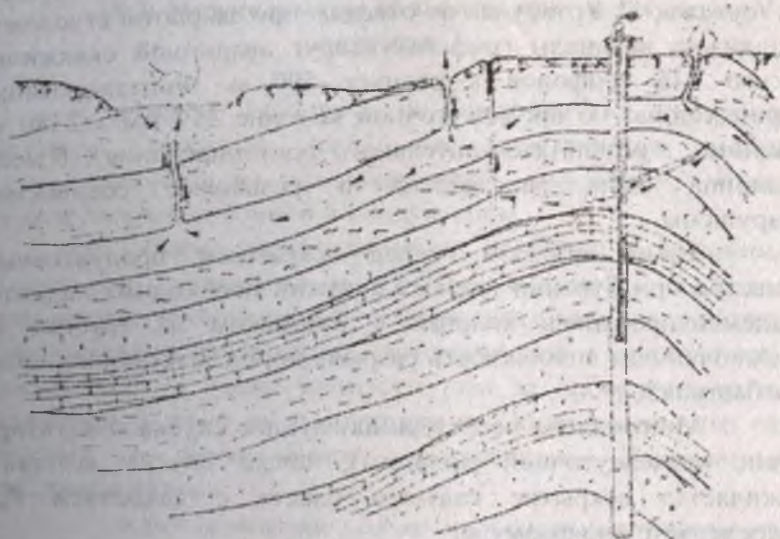


Рис.12. Принципиальная схема возникновения грифонов при прорыве газа из скважины с коротким кондуктором.

При затрубных газопроявлениях в скважине возникают те же условия, что показаны на рис.12. 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 , исключая возможность разрыва пород залегающих ниже ее башмака.

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

$$n = \frac{P_{пл}}{\alpha}, \quad [M]$$

где α - градиент гидроразрыва пласта равный 0.200 кг/см²/м.

Например, намечается вскрытие газового пласта на глубине 1200 м с $P_{пл}=140$ кгс/см². Определить длину кондуктора, исключая гидроразрыв пласта.

$$n = \frac{P_{пл}}{\alpha} = \frac{140}{0,200} = 700M$$

При этом данная глубина 700 м уточняется, если ниже 700 м залегает 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

10.3. 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 путями:

- через цементное кольцо за обсадными трубами из-за низкого качества цементирования колонн (участок БС);
- через резьбовые соединения обсадной колонны из-за недостаточной их герметичности (участок АБ);
- через места соединений сгонного пагрубка с обсадной колонной и верхним фланцем колонной головки;
- через зазоры между цементом и трубой, цементом и стенкой скважины.



Рис. 13. Схема поступления газа в межколонное пространство: 1-кондуктор; 2-цементное кольцо; 3-газоносные пласты; 4-промколонна; 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

и на месторождении, так как возникают открытые и затрубные выбросы после цементирования скважины. Наблюдаются случаи разъедания резьбовых соединений обсадных колонн с последующим их разрывом и образованием многочисленных грифонов.

Практикой установлено, что межколонное давление - результат раздельного или совместного действия указанных факторов, приводящих к проникновению газа в межколонниковое пространство.

Качество цементирования скважины проверяется эмпирическим цементометром АКЦ и путем термозамера. АКЦ определяет 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 менее 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, решения которого позволяют 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.

1. СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА

1.1. Использование взрывного способа.

Взрыв для ликвидации прихвата осуществляется для:

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

"Встряхивание" целесообразно проводить в тех случаях, когда прошло незначительное время от начала возникновения прихвата и когда предполагаемая длина прихваченной зоны может быть перекрыта общей длиной торпеды. Применяется торпеда - детанирующая шнурковая (ТДШ).

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

1.2. Гидровибрирование колонны буровых 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 буровых трубах и устанавливаемых в непосредственной близости от зоны прихвата.

1.3. Гидроимпульсный способ (ГИС).

ГИС рекомендуется применять для ликвидации прихватов, вызванных действием перепада давления или заклиниванием колонны 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

$$\Delta P = H(\rho_1 - \rho_2),$$

где H - глубина погружения уровня раздела жидкостей в колонне;

ρ_1, ρ_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 возникших 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 затрубного в трубы с большой скоростью и разрушение фильтрационной корки.

1.4. 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 1964 г., когда при достигнутом забое 1430 м и вскрытом газовом XV горизонте инструмент был прихвачен в карбонатных породах, с $P_{\text{пл}} = 172 \text{ кгс/см}^2$. Скважина была обсажена проходкой 245 мм х 1320 м и 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.

1.5. Значение коэффициента К для определения глубины прихвата по формуле $L=KA\Delta$.

Таблица 1

а. Буровые трубы стальные

Трубы стальные		Значение коэффициента К при разности нагрузок P_1-P_2 , TC					
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
127	7	11620	5810	3873	2905	2324	1937
	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
	11	15800	7900	5260	3950	3160	2640
89	7	7950	3975	2640	1980	1590	1320
	9	9878	4939	3293	2470	1976	1346
	11	11819	5910	3940	2955	2364	1970

Таблица 2

б. Трубы легкосплавные.

Трубы стальные		Значение коэффициента К при разности нагрузок P_1-P_2 , TC					
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
129	9	4960	2480	1650	1240	990	825
	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

1.6. 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 показания 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 таловой 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 неприхваченной части бурильных труб.

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.

Определить 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

$$L = 1,05 \frac{EF}{P_2 - P_1} \Delta l = 1,05 \frac{2,1 \cdot 10^4 \cdot 38,7}{9600} \cdot 15 = 133000 \text{ см} = 1330 \text{ м}$$

Этот пример можно решить по другой формуле

$$L = K \Delta l = 8666 \cdot 15 = 129990 \text{ см} \approx 1300 \text{ м.}$$

где K - коэффициент, согласно данным табл. 1 составляет 8666.

Определить длину свободной не прихваченной части колонны из труб ЛБГ со стенкой 11 мм, диаметром 129 мм, если прихват в данной скважине произошел при забое 1580 м. При натяжке талыми инструмента на 10 тс удлинение колонны труб составило 50 см.

Решение. Согласно данным табл. 2 $K = 3075$, тогда

$$L = K \Delta l = 3075 \cdot 50 = 153750 \text{ см} = 1538 \text{ м.}$$

Пример 2. Определение допустимого числа оборотов ротора для отбивки одноразмерной буровой колонны.

Определить допустимое число оборотов ротора для отбивки прихваченного одноразмерного бурового инструмента диаметр 144 мм на глубине $L = 2500$ м. Трубы группы прочности Д со стенкой 10 мм, для которой $F = 32,8$ кг, допустимое напряжение буровой колонны $Q_{\text{доп}} = 50$ тс, запас прочности, связанный с освобождением прихваченной колонны $K = 1,30$.

Решение. Допустимое число оборотов ротора n_d определяется по формуле

$$n_d = 0,204 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{L}{\pi} \sqrt{\left(\frac{\sigma_w}{k} \right) - \sigma_r}$$

$$\sigma_r = \frac{Q_{\text{доп}}}{F} = \frac{50000}{32,8} = 1525 \text{ кгс/см}^2$$

Тогда

$$n_d = 0,204 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{2500}{0,144} \sqrt{\left(\frac{3800}{1,3} \right) - 1525} = 11,5 \text{ оборотов}$$

Пример 3. Определение верхней границы прихвата многоразмерной колонны буровых труб.

Определить верхнюю границу прихвата многоразмерной (многосекционной) колонны буровых труб, которая имеет следующую компоновку снизу вверх:

Д₁ 114 мм б₁ 10 мм L₁ 600 м d₁ 27,3 кг

Д₂ 114 мм б₂ 9 мм L₂ 500 м d₂ 24,9 кг

Д₃ 140 мм б₃ 10 мм L₃ 1000 м d₃ 34,2 кг

Д₄ 140 мм б₄ 11 мм L₄ 1900 м d₄ 37,2 кг

Цре Р-Р 25 т, $\lambda = 75$ см

Общая длина колонны L = 4000 м.

Решение.

$$\bar{\lambda} = \sum_{i=1}^n \lambda = \frac{H_1 P}{28,1 \sigma_1} + \frac{L_1 P}{28,1 \sigma_2} + \dots + \frac{L_n P}{28,1 \sigma_n}$$

отсюда найдем:

$$H_1 = \sigma_1 \left(\frac{28,1 \bar{\lambda}}{P} - \frac{L_1}{\sigma_2} - \dots - \frac{L_n}{\sigma_n} \right)$$

Подставляя значения величин, находим, что длина не прихваченной части колонны труб нижней секции находится на глубине

$$H_1 = 27,3 \left(\frac{28,1 \cdot 75}{25} - \frac{500}{24,9} - \frac{1000}{34,2} - \frac{1900}{37,2} \right) = 27,3(-16,1) = -439,53 \text{ м}$$

Так как значение H_1 отрицательное, то верхняя граница прихвата расположена выше первой секции труб.

Тогда длина не прихваченной части колонны труб первой секции составит

$$H_1 = 24,9 \left(\frac{28,1 \cdot 75}{25} - \frac{1000}{34,2} - \frac{1900}{37,2} \right) = 24,9 \cdot 4 = 99,6 \text{ м.}$$

Длина свободной части колонны буровых труб составляет

$$H = H_1 + L_1 + L_2 = 99,6 + 1000 + 1900 = 2999,6 \approx 3000 \text{ м}$$

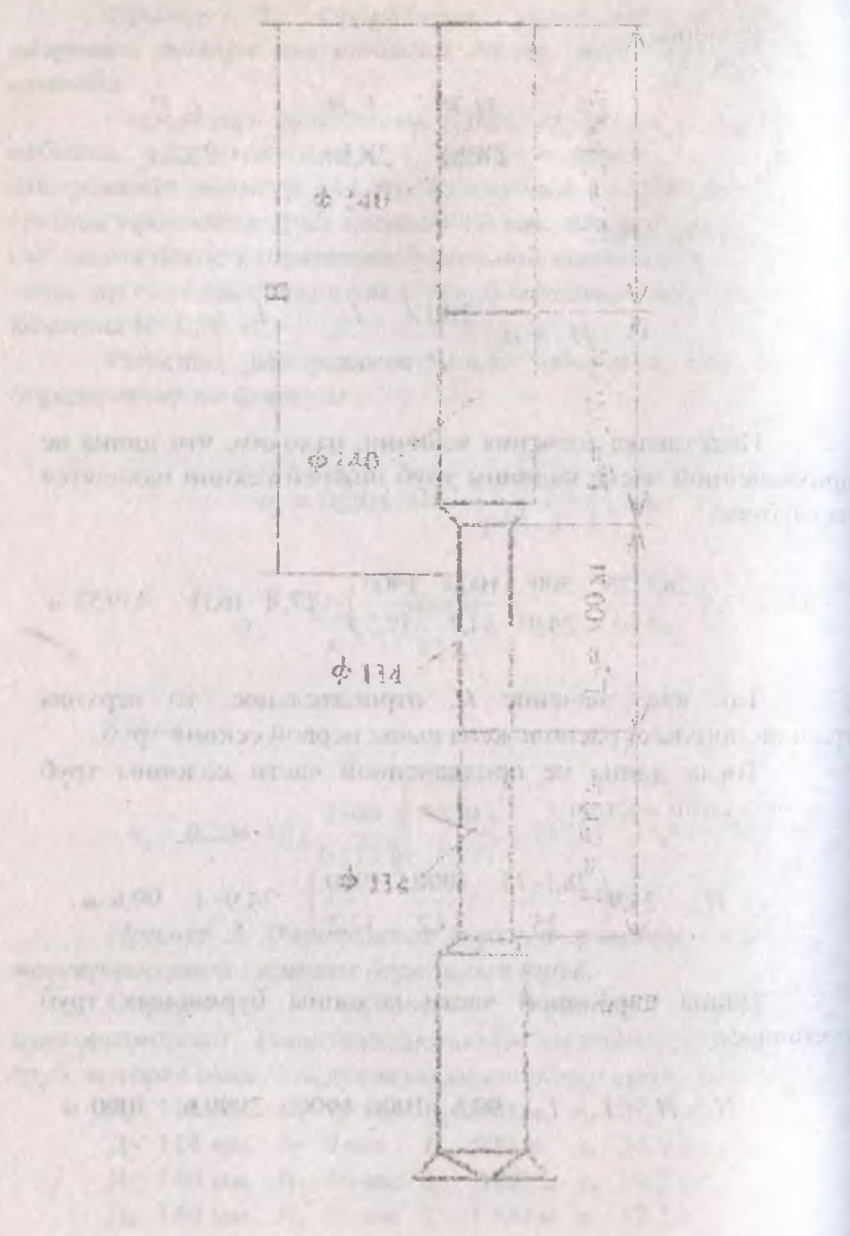


Рис. 1. Расчетная схема места прихвата.

Пример 4. Определение верхней границы прихвата многосекционной бурильной колонны в скв. №3 Хартум.

В скв. №3 Хартум (Ферганская котловина) произошел прихват многосекционной бурильной колонны. Компоновка колонны снизу вверх следующая:

Д₁ 114 мм б₁ 10 мм L₁ 500 м d₁ 27,3 кг

Д₂ 127 мм б₂ 10 мм L₂ 2000 м d₂ 28,8 кг

Д₃ 140 мм б₃ 11 мм L₃ 2000 м d₃ 37,2 кг

При Р_в Р_г 18 тс λ 103 см. УБТ 146 мм 100 м

Достигнутый забой скважины 4600 м.

Решение. Находим свободную не прихваченную длину третьей секции

$$H_1 = 27,3 \left(\frac{28,8 \cdot 103}{18} - \frac{2000}{28,8} - \frac{2000}{37,2} \right) - 27,3 \cdot 17,7 = 480 \text{ м}$$

Так как значение H₁ 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 буровые трубы (рис.2).

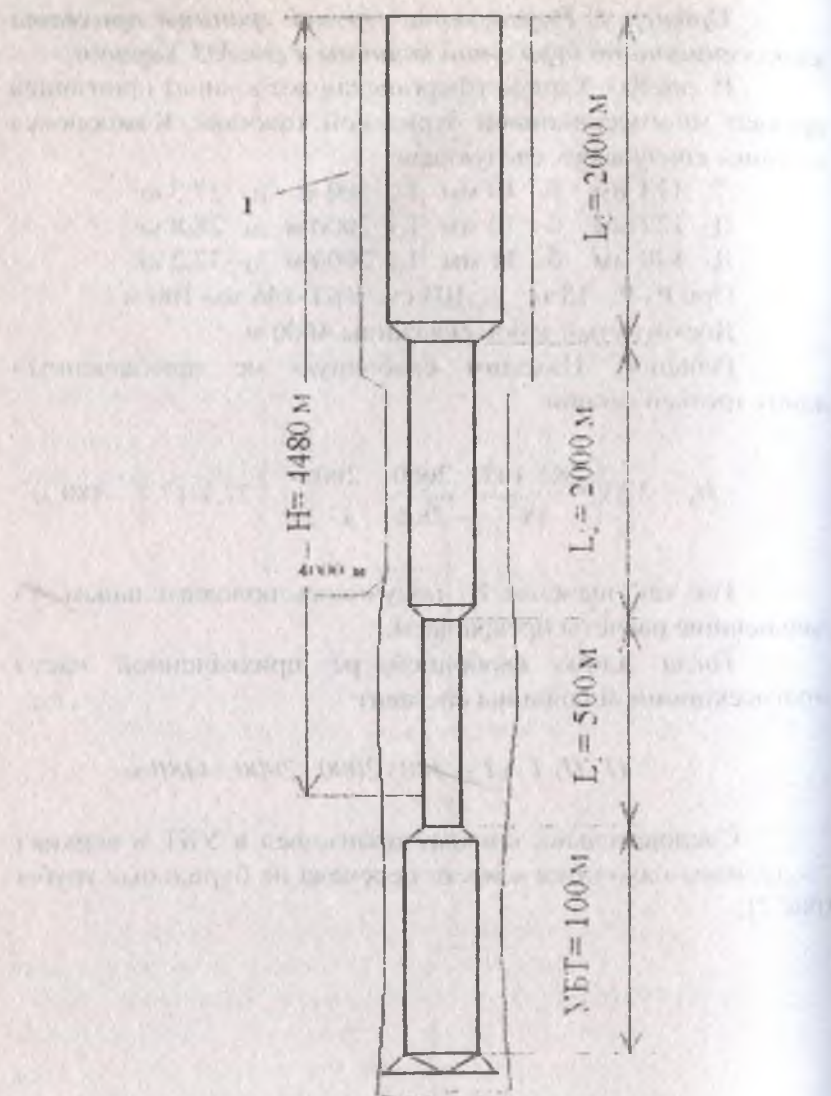


Рис.2. Расчетная схема прихвата в скважине 3 Хартум.
1-промежуточная колонна 219 × 245 мм, спущенная на
глубину 4000 м.

Пример 5. Определение степени закручивания свободной части секционной буровой колонны ротором.

Определить степень закручивания свободной части секционной колонны буровых труб, которая прихвачена на глубине 4300 м и свободная ее часть состоит из четырех секций буровых труб (табл. 3).

Таблица 3

Номер секции	D, мм	d, мм	с, м	Сталь группы прочности	Σ , кгс/см
1	146	124	1500	Д	5500
2	146	128	1000	Д	3800
3	114	94	1000	Е	5500
4	114	98	800	К	5000

Скважина заполнена буровым раствором плотностью $\rho_{\text{ж}} = 1,25 \cdot 10^3 \text{ кг/см}^3$. Металл, из которого изготовлены буровые трубы, имеет:

$$\rho_{\text{м}} = 7,85 \cdot 10^3 \text{ кг/см}^3, K = 1,5, G = 8 \cdot 10^3 \text{ кг/см}^2.$$

Решение. Для каждой из четырех секций (снизу вверх) определяется допустимый крутящий момент в верхнем сечении для самой нижней 4-ой секции:

$$M_4 = \frac{135}{2 \cdot 1,5} \sqrt{\frac{16}{3,14} \left[\frac{20160}{11,4^3} - 9,8 \left(1 - \frac{1,25}{7,85} \right) \right]} \cdot 1,5 = 216000 \text{ кгс} \cdot \text{см}$$

$$M_3 \leq \frac{156}{2 \cdot 1,5} \sqrt{\frac{16}{3,14} \left[\frac{20160 + 2990}{11,4^3} - 9,4^2 \left(1 - \frac{1,25}{7,85} \right) \right]} \cdot 1,5 = 268000 \text{ кгс} \cdot \text{см}$$

Аналогично $M_2 = 219000 \text{ кгс} \cdot \text{см}$; $M_1 = 373000 \text{ кгс} \cdot \text{см}$

Следовательно, минимальный крутящий момент, равный 216000 кгс·см, может быть приложен к четвертой

секции труб. Из этого условия определяется допустимый угол закручивания:

$$\varphi = \frac{216000}{21 \cdot 3,14 \cdot 8 \cdot 10^6} \left| \frac{150000}{2240} + \frac{100000}{1825} + \frac{100000}{891} + \frac{80000}{153} \right| = 139 \text{ оборотов или}$$

87,3 радиан

Приведенные расчеты справедливы для случаев, когда вес инструмента на крюке равен весу свободной его части.

3. РАСЧЕТЫ ПО УСТАНОВКЕ ЖИДКОСТНЫХ ВАНН.

Пример 6. Установка нефтяной ванны.

Произвести расчет нефтяной ванны для освобождения прихваченных буровых труб со стенкой δ 8 мм, если $D_{\text{вн}} = 295$ мм, длина свободной не прихваченной части колонны $l = 2000$ м, плотность бурового раствора $\rho_r = 1,25$ г/см³, плотность нефти $\rho_n = 0,8$ г/см³.

Решение. Определим необходимое количество нефти для ванны по формуле объема кольцевого цилиндра и объема цилиндра в трубах

$$V_{\text{н}} = 0,785(D_{\text{скв}}^2 - D_{\text{тр}}^2)H_1 + 0,785d^2 H_2,$$

где $D_{\text{скв}}$ - диаметр скважины в м;

$$D_{\text{тр}} = \text{КД} \cdot 120 \cdot 295 = 354 \text{ мм или } 0,354$$

k - коэффициент, учитывающий увеличение диаметра скважины за счет образования каверн, он колеблется в пределах 1,05-1,30;

$D_{\text{тр}}$ - наружный диаметр труб, равный 140 мм; H_1 - высота подъема нефти в затрубном пространстве, м; нефть поднимается на 50-100 м выше места прихвата.

$$H_1 = 11-1 + (50 : 100) \cdot 2300 - 2000 = 100 - 400 \text{ м}$$

d - внутренний диаметр буровый труб, м.

$$d = (140 - 2 \cdot 8) : 124 \text{ мм} = 0,124 \text{ м}$$

H_2 - высота столба нефти в трубах, для того чтобы периодически (через 1-2 часа) подкачивать нефть в затрубное пространство: принимаем $H_2 = 200 \text{ м}$

Определяем

$$V_{\text{н}} = 0,785(0,354^2 - 0,140^2) \cdot 100 + 0,785 \cdot 0,124^2 \cdot 200 = 35,8 \text{ м}^3$$



Рис.3. Схема нефтяной ванны.

Количество бурового раствора для прокачки нефти составит

$$V_p = 0,785 \cdot d^2 (H-H_2) = 0,785 \cdot 0,124^2 \cdot (2300-200) = 25,4 \text{ м}^3$$

Определим максимальное давление при закачке нефти, когда за буровой колонной находится буровой раствор, а сами трубы заполнены нефтью

$$P = P_1 + P_2$$

где P_1 - давление от разности плотностей жидкостей в трубах

$$P_1 = \frac{H(\rho_p - \rho_n)}{10} = \frac{2300(1,25 - 0,8)}{10} = 103 \text{ кгс/см}^2$$

P_2 - давление, идущее на преодоление гидравлических потерь: с достаточной точностью для практических расчетов P_2 определяется по формуле

$$P_2 = 0,011H + 8 = 0,01 \cdot 2300 + 8 = 31 \text{ кгс/см}^2$$

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

$$Q = \frac{10,2\eta N}{P} = \frac{10,2 \cdot 0,635 \cdot 120}{134} = 5,8 \text{ л/сек.}$$

где η - КПД насоса цементированного агрегата ЦА-320 М.

Расчет водяной и кислотной ванны производится аналогично расчету нефтяной ванны.

Установка кислотной ванны.

В случае прихвата бурового инструмента в карбонатных породах и известковых глинах необходимо в качестве агента ванны применять соляную кислоту. В этих целях используется техническая соляная кислота НСІ 8-14%-ной концентрации, смеси НСІ и воды или нефти, а также 15-20%-ной соляной и 10%-ной плавиковой кислот. Причем соотношение компонентов смеси подбирается опытным путем, исходя из условия активного действия смеси кислот на образцы пород.

Объем воды, необходимой для получения НСІ требуемой концентрации, оцениваемой по плотности полученной смеси, определяется по формуле:

$$V = \frac{P_1(P_2 - P)}{P(P_1 - P_2)}$$

где P_1 - плотность исходной НСІ в г/см³;

P_2 - плотность кислоты требуемой концентрации в г/см³;

P - плотность воды, г/см³.

В табл. 4 приводятся плотность и соответствующая концентрация разбавленной кислоты при t = 15°C.

Таблица 4

Плотность г/см ³	Концентрация, %	Плотность, г/см ³	Концентрация, %	Плотность, г/см ³	Концентрация, %
1,030	5,15	1,070	14,17	1,110	21,91
1,035	7,15	1,075	15,16	1,115	22,85
1,040	8,16	1,080	16,15	1,20	23,82
1,045	9,16	1,085	17,13	1,25	24,78
1,050	10,17	1,090	18,11	1,30	25,75
1,055	11,18	1,095	19,06	1,35	26,70
1,060	12,19	1,10	20,01	1,40	27,66
1,065	13,19	1,105	20,97		

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 вода не менее 50 м высота инструмента и заглубного пространства.

В остальном методика установки кислотной ванны не отличается от нефтяной.

В случае устойчивого разреза или когда прихват произошел в отложениях магниевых или натриевых солей, следует применять воду с добавкой 0.5%, дисольвана или если разрез устойчивый перейти на круговую промывку водой.

4. 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 приводятся в табл. 5.

По данным показаний ГИВ решаются следующие задачи:

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

Таблица 5

Показания ГИБ, деления	Цена деления ГИБ №1 для каната диаметром 28 мм, кгс	Цена деления ГИБ №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 (тарировочной) ломаной линии, изображенной на рис.4.

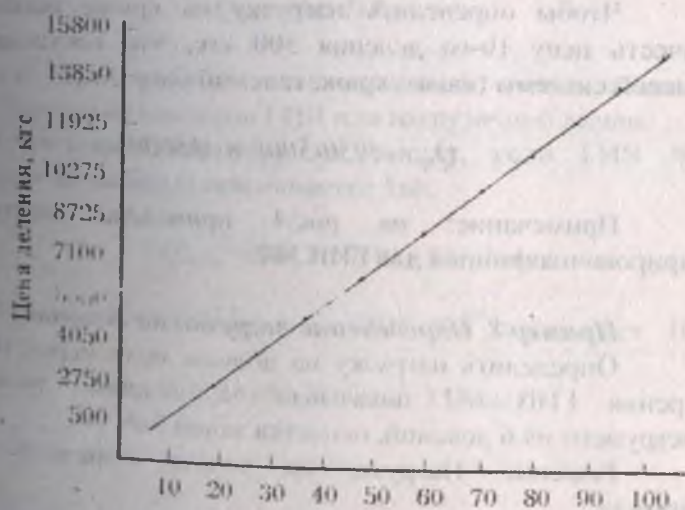


Рис.4. Нагрузочная (тарировочная) линия ГИБ №1 на канате диаметром 28 мм.

Пример 7. 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

$$\Delta Ц = \frac{Ц_{50} - Ц_{40}}{10} = \frac{5550 - 4350}{10} = 120 \text{ кгс}$$

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

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

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

Примечание: на рис.4 приведена нагрузочная (гарировочная) линия для ГИВ №1.

Пример 8. Определение нагрузки на долото.

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

Решение. Нагрузка на долото определяется по формуле:

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

где d - количество делений разгрузки;

$$\Delta C = \frac{6800 - 5550}{10} = 125 \text{ кгс.}$$

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

Решение. Нагрузка на долото $P_{\text{доп}} = \Delta C \cdot n \cdot 6$ откуда

$$n = \frac{P_{\text{доп}}}{\Delta C \cdot 6} = \frac{10000}{150 \cdot 8} = 8,35 \approx 8,5 \text{ делений.}$$

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

То есть буровой инструмент необходимо разгрузит .
на 8,5 - 50,5 делений

Пример 9. Определение нагрузки на вышку.

Нагрузка на вышку определяется по формуле

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

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

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

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

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

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

5. РЕШЕНИЕ НЕКОТОРЫХ ЗАДАЧ ПО ДАНЫМ ПОКАЗАНИЙ ГИВ-6М.

Пример 10. Определение длины, не прихваченной части бурильной колонны.

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

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

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

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

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

При $P_2 - P_1$ 75-65 10 делений разность натяжения составит

$$160 \cdot 10 \cdot 8 = 12800 \text{ кгс}.$$

Тогда длина свободной не прихваченной части бурильной колонны будет составлять

$$L = 1,05 \cdot \frac{EF}{P_2 - P_1} \Delta l = 1,05 \cdot \frac{2,1 \cdot 10^8 \cdot 38,7}{12800} = 163537,5 \text{ см} \approx 1635 \text{ м}.$$

Пример 11. Определение растягивающей нагрузки на тело трубы до предела текучести σ_T . Определить на какое деление можно давать нагрузку на крюк при

раскалывании 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 буровой трубы.

Известно

$$Q_m = (11 - 11_{10})n.$$

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 буровой трубы, при которой напряжение достигает предела текучести по данным показания ГИВ определяется по формуле:

$$11_m = \frac{Q_m}{n} - 11_{10} = \frac{125780}{10} - 500 = 12078 \text{ кгс}.$$

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

Тогда

$$\Delta 11 = \frac{13850 - 11925}{10} = 192,5 \text{ кгс}$$

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 талиями не порвать инструмент, находится между 80 и 81 делением по ГИВ №1.

Пример 12. Определение цены деления ГИВ-6М.

Определить цену деления индикатора веса, если ГИВ-6М показывает 70 делений.

Оснастка талей 5х6, глубины 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 КИСК квадратной пганти со стороной квадрата 140 мм (5-й квадрат) длиной 8 м находится в растворе, 10 м квадрата находится в воздухе. Вертлюг ГИВ14-160М. Забой скважины

$$2600 + 140 + 3 \cdot 1 + 1 + 18 = 2752.$$

Решение. Цена деления ГИВ определяется по формуле

$$Ц = \frac{Q_{\text{кр}}}{n - 10}$$

где n - число делений, которое показывает ГИВ при поднятом инструменте над забоем;

$Q_{\text{кр}}$ - нагрузка на крюке, которая определяется по формуле

$$Q_{\text{кр}} = (L_{\text{б}} + P) \left(1 + \frac{\gamma}{\gamma_{\text{см}}} \right) + P_1,$$

где $L_{\text{б}}$ - масса бурильных труб $L_{\text{б}} = 2600 \cdot 35,3 = 91780$ кгс;

P - масса УБТ-203, три КИСК-290, долота и 8 м квадрата, погруженного в раствор

$$P = 1 \cdot 10 \cdot 203 + 3 \cdot 100 + 1 \cdot 32 + 8 \cdot 10 = 29075.$$

P_1 - масса 10 м квадрата в воздухе и вертикально

$$P_1 = 10 \cdot 40 + 1980 = 2380 \text{ кг.}$$

Тогда нагрузка на крюке составит

$$Q_{\Sigma} = (91780 + 29075) \left(1 + \frac{1,32}{7,85} \right) + 2380 = 102931 \text{ кг.}$$

Цена деления индикатора веса ГИВ-6М составит

$$H = \frac{102931}{70 - 10} = 1715 \text{ кг.}$$

Необходимо иметь в виду, что данная цена ГИВ может распространяться на показания в интервале 68-72 деления, т.е. 4 деления.

Пример 13. Проверка пригодности ГИВ-6М к дальнейшей эксплуатации на буровой.

Проверить пригодность ГИВ к дальнейшей эксплуатации на буровой, не используя паспортные данные ГИВ №2, если он показывает 88 делений $Q_{\text{из}} = 105$ т.е. оснастка 5х6 определяем по формуле:

$$N = \frac{Q_{\text{из}}}{N} \cdot 100 = 10\%.$$

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. $P_{\Sigma} = 117000 \text{ кгс}$

$$N = (117000 - 500) \cdot 10 = 112000 \text{ Кэс.}$$

Тогда

$$\frac{112000 - 105000}{112000} \cdot 100 = 6,2\%,$$

То есть прибор пригоден для дальнейшей работы.

6. 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 ρ_k - удельное электрическое сопротивление глин, затем строится кривая $\rho_k = f(H)$);

2) радиоактивный каротаж - ГК и НГК, для выделения глин по разрезу;

3) профилиметрия для определения размера каверн и желобов; при обвалах и осынях каверны имеют форму окружности;

4) геологический разрез, его можно взять из ГГП;

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 ρ_k , ее смещение влево.

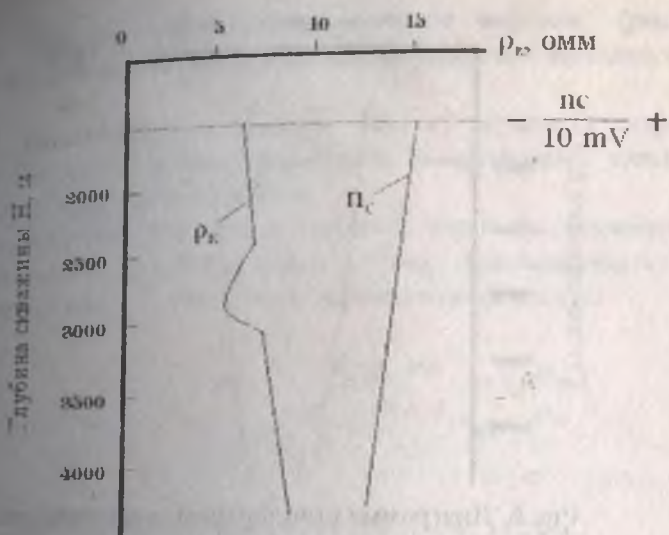


Рис. 5. Диаграмма стандартного каротажа для выделения зоны АВПоД.

На рис.5 представлена диаграмма стандартного каротажа, на которой показано уменьшение ρ_k (кривая 1). При этом кривая спонтанной 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 V_m , значит вскрыта зона обваливающихся глин с АВПоД.

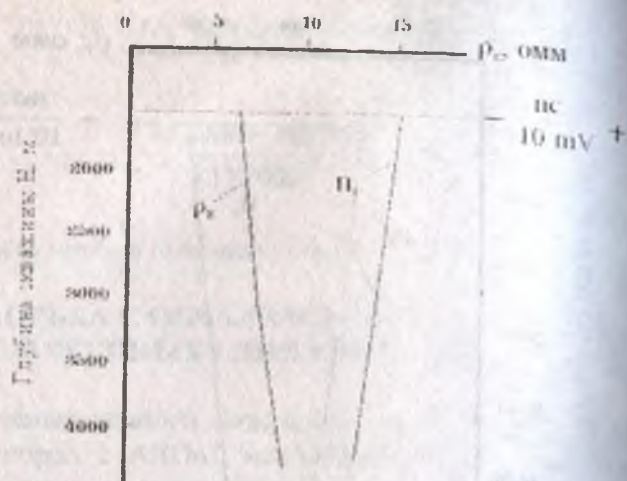


Рис. 6. Диаграмма стандартного каротажа при отсутствии зон обвалов глины.

На рис. 6 показаны кривые стандартного каротажа, которые изображают постепенное, но незначительное увеличение ρ_k глины, при этом кривая не отклоняется в ту или иную сторону. Это означает, что указанные глины не имеют АВПоД, а допустим частые проработки объясняются несоответствием химического состава бурового раствора, например, гуматного (обработанного УЩР), проходным глинам, при этом утяжелитель раствор не надо.

И наоборот, если вскрыта зона АВПоД в глинах, то для ее успешного прохождения требуется утяжеление раствора до уравновешенного давления в системе скважины-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 14. 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.

Решения. Численное значение парового давления для любой точки, расположенной в зоне обваливающих глин (например для г. А рис.5) определяется по формуле:

$$P_v = P_n + \frac{\sigma(P_n) \Delta h}{\lg \frac{P_n^{h_1}}{P_n^{h_2}} + \frac{d(P_n)}{1.5}} \lg \frac{P_{\text{нн}}}{P_{\text{на}}}$$

где P_n - гидростатическое давление, кг/см²;

σ - ускорение силы тяжести, м/сек²;

γ_n - средневзвешанное значение плотности пород до глубины h , г/см³;

γ_n - средневзвешанное значение флюидов насыщающих породы до глубины n , г/см³;

Δh - интервал рассматриваемых глубин, м;

$\rho_{\text{нн}}, \rho_{\text{на}}$ - удельные электрические сопротивления глин соответственно при нормальном и аномальном давлении паровой жидкости, омм;

$\rho_{\text{н}}^{h_1}, \rho_{\text{н}}^{h_2}$ - значение удельных электрических сопротивлений глин соответственно на глубинах h_1 и h_2 при нормальном давлении паровой жидкости, омм;

$d(\rho_n)$ - температурный коэффициент, характеризующий влияние температуры на удельное сопротивление глин;

Γ - геотермический градиент.

Вычислим P_v для глубины $h = 3000$ м при следующих исходных данных:

$\gamma_n = 2.5$ г/см³, $\gamma_n = 1.10$ г/см³, $\Delta h = 100$ м, $t = 94$ °C,
 $\rho_{\text{н}}^{h_1} = 20$ омм, $\rho_{\text{н}}^{h_2} = 20.9$ омм, $\rho_{\text{нн}} = 30$ омм, $\rho_{\text{на}} = 10$ омм,
 $\Gamma = 0.022$ °C/м.

$$\lg \frac{30}{10} = 563 \text{ кгс/см}^2.$$

$$P_n = 0,1 \cdot 1,1 \cdot 3000 + \frac{10(2,5 - 1,1)100}{\lg \frac{20,9}{20} + \frac{0,01}{2,3} - 0,022 \cdot 100}$$

Градиент парового давления будет составлять

$$\eta = \frac{563}{3000} = 0,188 \text{ кгс/см}^2/\text{м}.$$

а плотность бурового раствора, уравновешивающая составит $1,88 \text{ г/см}^3$.

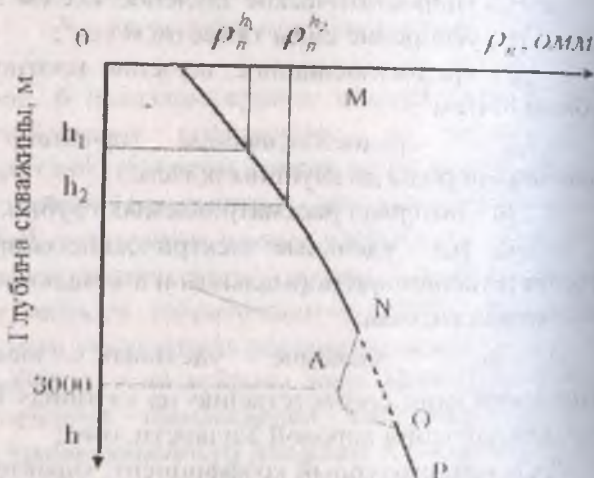


Рис.7. Расчетная схема для определения P_0 по методике нормально уплотненных глин.

MNOP – линия нормально уплотненных глин.

NAO – интервал залегания разуплотненных глин

NO – пунктирная линия не существующих в данном интервале нормально уплотненных глин.

7. БОРЬБА С ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯМИ И ОТКРЫТЫМИ ФОНТАНАМИ.

Пример 15. 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 Култак (Зап. Узбекистан) при следующих исходных данных:

$$d = 0,190 \text{ м} \quad V_m = 15 \text{ м}^3/\text{час} \quad \alpha = 20\% \quad K = 2 \quad H = 3000 \text{ м} \quad a = 2,0.$$

$$Q = \frac{3,14 \cdot 0,190^2 \cdot 15 \cdot 20 \cdot 2,0 \cdot 3000 \cdot 2,0}{4000} = 102 \text{ м}^3/\text{час}.$$

При бурении выбуривается 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 $q = 20$ л/сек первая порция газа дойдет до поверхности, при условии отсутствия проскальзывания газа и без учета его расширения, за

$$t = \frac{W}{q} = \frac{52}{0,020} = 2600 \text{ сек} \quad 45 \text{ минут}.$$

Данные промышленных 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 $\text{CHC}_{1-10} = 250/480 \text{ мг/см}^2$, $\rho = 2,00 \text{ г/см}^3$, $T = 180 \text{ сек}$, $H = 3000 \text{ м}$ 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 (баротирования газа), тем самым, уменьшая возможность возрастания концентрации газа в циркуляции.

Пример 16. Количественная оценка (расчет) количества газа, поступающего из пласта в буровой раствор при депрессии давления.

Определить какое количество газа поступит в скважину при депрессии давления $P_{пл}-P_2 = 1 \text{ кгс/см}^2$ за полчаса бурения.

Решение. При $V_m = 15 \text{ м/час}$ за полчаса будет пробурено 750 см. Но так как дебит скважины берем в $\text{см}^3/\text{сек}$, 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:

$$Q = \frac{3.14 \cdot 0.060 \cdot 0.5 (600^2 - 599^2) \cdot 1500}{0.026 \ln \frac{500000}{10}} \cdot \frac{1}{2} = 15266.1075 \text{ см}^3 = 15.27 \text{ м}^3$$

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 $P_{пл}-P_2 = 1 \text{ кгс/см}^2$ 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 буровой раствор из пласта в скважину поступит

$$0,6 \cdot 300 = 180 \text{ м}^3 \text{ газа,}$$

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 17. Определение гидростатического давления столба газированного бурового раствора.

Определить падение давления на забой в зависимости от степени газирования бурового раствора и построить график изменения 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

$$\gamma = (1-a) \gamma_1 = (1-0,5) 2,20 = 1,10 \text{ г/см}^3,$$

$$P' = \frac{0.5}{1 - 0.5} \ln P = 0.1 \cdot 2.20 \cdot 3000 + 1,$$

$P' + \ln P = 661$ решаем методом последовательных приближений.

Задаемся $P' = 600 \text{ кгс/см}^2$, тогда $\ln 600 = \ln 6 + \ln 100$
 $1,7918 + 4,6052 = 6,4$

$$600 + 6,4 = 661$$

задаемся еще раз $P'' = 654 \text{ кгс/см}^2$, тогда $\ln 654 = 6,483$
 $654 + 6,483 = 661$, то есть при $a = 0.5$ $\gamma_2 = 1,10 \text{ г/см}^3$ 50% газа в 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.6, кривая показана на рис.8

Таблица 6

№№ точек график	Степень газирования раствора, %	Удельный вес входящего раствора γ_1 , г/см ³	Удельный вес исходящего раствора γ_2 , г/см ³	Гидростатическое давление столба раствора P, кгс/см	Примечание
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	"

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 7 кг/см^2 .

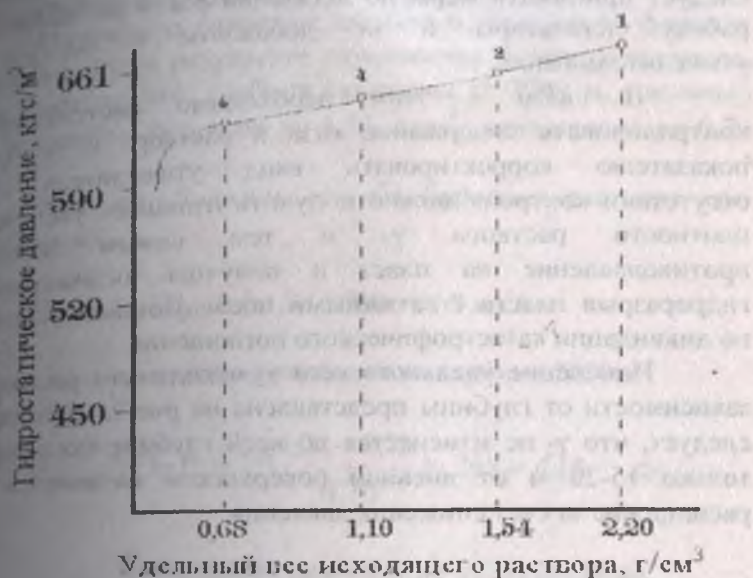


Рис.8. График падения гидростатического давления столба раствора в зависимости от удельного веса исходящего раствора. Точки 3, 5, 7 и 8 на графике не показаны.

Соответствие удельного веса раствора требованиям геолого-технического паряда 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 затяжными последующими работами по ликвидации катастрофического поглощения.

Изменение удельного веса γ_2 исходящего раствора в зависимости от глубины представлена на рис.9, 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.

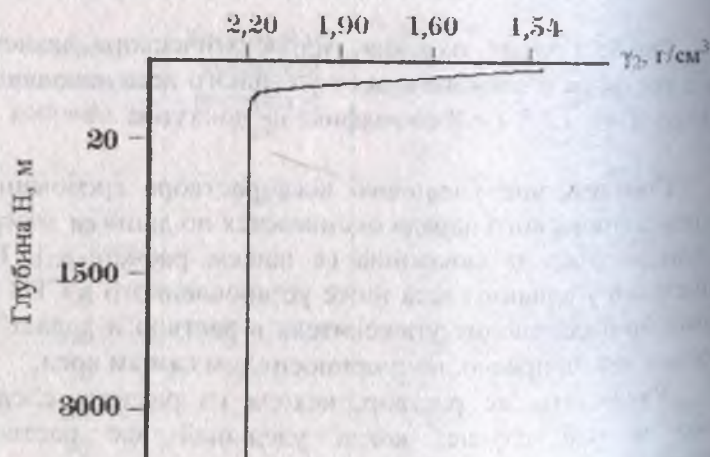


Рис. 9. Изменение удельного веса γ_2 исходящего раствора в зависимости от глубины.

Пример 18. 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

$$\Delta P = \frac{\gamma_1 - \gamma_2}{\gamma_2} \lg P_1 = 2,3 \frac{1,34 - 0,76}{0,76} \lg 268 = 4,18 \text{ кгс/см}^2$$

фактическое давление на забой составит

$$P = P_1 - \Delta P = 268 - 4,18 = 263,82 \text{ кгс/см}^2$$

8. 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.

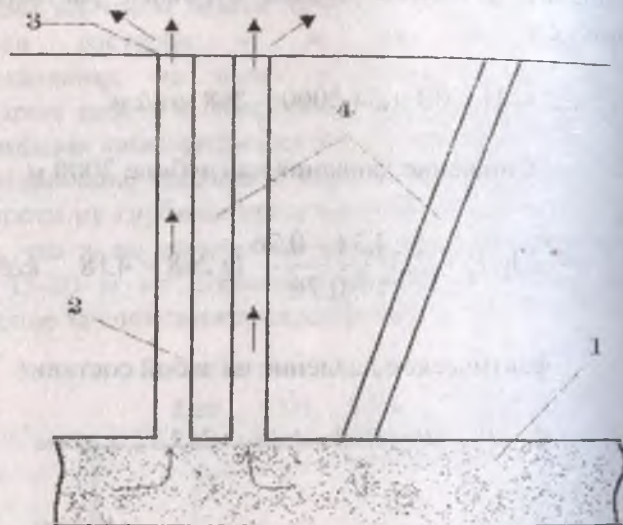


Рис.10. Схема скважины для расчета режимов глушения газовых фонтанов. 1-источник (пласт), 2-канал (кольцевое пространство), 3-сток, 4-трубы для подачи жидкости в фонтанирующую скважину.

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 19. определение дебита Q_0 открыто фонтанирующей скважиной 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

$$Q_0 = 3,58 R^2 H \text{ [м}^3\text{/сек]}.$$

где R - радиус основания буруна, м;

H - высота буруна, м.

Величина R и H можно определить с помощью нивелира, рис. 11

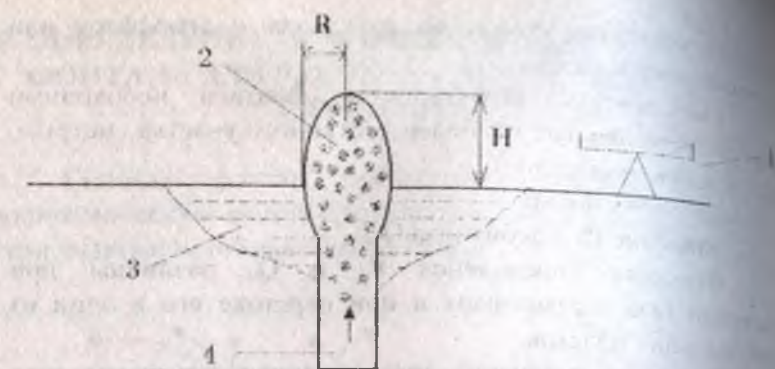


Рис.11. Схема измерений буруна.
1-нивелир; 2-газожидкостный бурун; 3-кратер
фонгганирующей скважины; 4-скважина.

С помощью нивелира определили $H = 2$ м, $R = 3$ м, тогда

$$Q_0 = 3,58 \cdot 3^2 \sqrt{2} = 45,5 \text{ н.м}^3/\text{сек}$$

Пример 20. Определение дебита газа Q_0 при истечении его в атмосферу при не разрушенном устье скважины.

Определить дебит газа Q_0 при истечении его в атмосферу при не разрушенном устье скважины.

Если устье скважины каптировано 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.12).

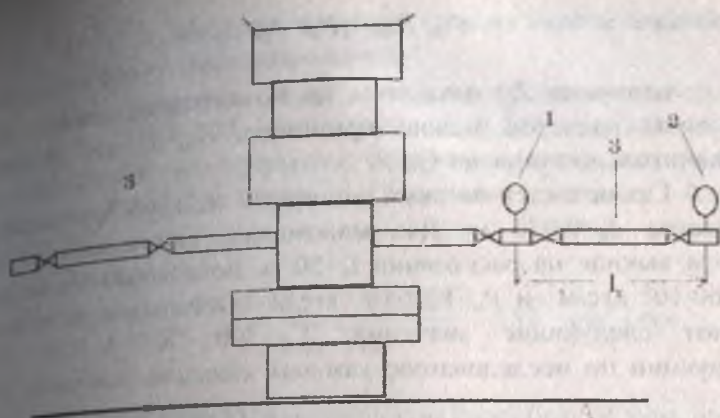


Рис.12. Схема расположения манометров на выкидной линии для расчета дебита газа 1,2-манометры, 3-выкидные линии.

Расчет производится по формуле

$$Q = 3,9 d_{\text{в}} \sqrt{\frac{P_1 - P_2}{\Delta Z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot l_m}} \quad [\text{м}^3/\text{сек}],$$

где $d_{\text{в}}$ - внутренний диаметр выкидной линии, м;

P_1, P_2, T_1, T_2 - давление кгс/м² и температура °K в первой и второй точках измерения по направлению потока газа;

$T_{\text{ср}}$ - средняя температура газа между точками измерения °K, равная

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_1 + T_2}{2},$$

где l_m - расстояние между точками измерения, м;

$\Delta Z_{\text{ср}}$ - средний коэффициент сверхсжимаемости газа на участке l_m при $T_{\text{ср}}$

и

$$P_{cp}, P_{cp} = (P_n + P_k)/2$$

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 $d_v = 0,076$ м. Два манометра, установленные на одном выкиде на расстоянии $l_1 = 50$ 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, $\lambda = 0,60$. По инструкции по исследованию газовых скважин находим, что при

$$P_{cp} = \frac{(60 + 12,7) \cdot 10^4}{2} = 36,35 \cdot 10^4 \text{ кгс/м}^2, \text{ находим } Z_{cp} = 0,96.$$

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 21. Определение дебита газа Q_0 , когда скважина фонтанирует вверх при разрушенном устье.

Определить дебит газа, когда скважина фонтанирует вверх при разрушенном устье скважина.

В таком случае дебит газа Q_0 определяется по формуле

$$Q_0 = 0,457 \frac{d_v P_n}{\sqrt{\Delta T}},$$

где T_n - температура газа, на выходе из колонны, °К;

Δ - относительный удельный вес газа (по воздуху);

d_v - внутренний диаметр скважины, м;

P_0 - давление на стоке газа из ствола аварийной скважины при ее фонтанировании.

Газ истекает вверх из проходного отверстия преентора ППН-205 диаметром d_0 0,205 м. Манометр, установленный на закрытом боковом отводе, показывает давление $P_0 = 11 \cdot 10^4$ кгс/м². Остальные данные: Δ 0,6; $T_0 = 310^\circ\text{K}$.

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 открыто фонтанирующей скважины. Причём номограммы составлены для горящего фонтана и для негорящего фонтана, при этом учитывается характер истечения газа при звуковом истечении или дозвуковом истечении. Скорость звука в воздухе при 15°C около 340 м/сек, в воде при 15°C около 1500 м/сек.

Пример 22. Определение пластового давления по избыточному давлению в буровых трубах на устье скважины.

Определение пластового давления $P_{пл}$ при бурении поисково-разведочных скважин, когда бывает неизвестно пластовое давление и глубина залегания его кровли, легко ошибиться в количественной оценке $P_{пл}$ и установить плотность раствора для вскрытия продуктивного горизонта заниженную. В таких случаях может возникнуть выброс раствора.

При этом преентор 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:

$$P_{\text{изб}} = 0,1\gamma H + P_{\text{изб}}$$

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;

$P_{\text{изб}}$ - избыточное давление на устье в трубном пространстве бурового инструмента, отмечаемое манометром на стояке буровой.

Пример 23. Определение пластового давления в поисково-разведочной скв. №1 Култук (Зап. Узбекистан).

При вскрытии XV горизонта в скв. №1 Култук (Зап. Узбекистан) раствором плотностью $1,60 \text{ г/см}^3$ 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 г/см^2 .

Определить $P_{\text{пл}}$ для задавки скважины

$$P_{\text{пл}} = 0,1 \cdot 1,60 \cdot 2850 + 124 = 580 \text{ г/см}^2.$$

А плотность раствора его уравнивающая составляет $2,03\text{--}2,04 \text{ г/см}^3$.

При опробовании соседней скв. №3 Култук через эксплуатационную колонну и замера пластового давления глубинным манометром, оказалось что она составила 586 г/см^2 .

9. 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.

$$Q_{\text{ж}} > Q_{\text{г}}$$

где $Q_{\text{ж}}$ - весовое количество жидкости, закачиваемой в скважину в одну секунду;

$Q_{\text{г}}$ - 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

$$Q_{\text{ж}} = \frac{Q_{\text{г}} \gamma_{\text{г}} H_{\text{г}} K}{H_{\text{ж}} \gamma_{\text{ж}}}$$

где $\gamma_{\text{ж}}$ - удельный вес закачиваемой жидкости, г/см³;

$\gamma_{\text{г}}$ - удельный вес газа, г/см³;

$H_{\text{г}}$ - глубина залегания кровли газового пласта, м;

$H_{\text{ж}}$ - глубина спуска труб для подачи жидкости (или глубина гидроразрыва), м;

K - безразмерный коэффициент, равный величине отношения забойного давления к устьевому.

Пример 24. Определение количества жидкости для глушения фонтана через аварийную скважину.

Определите $Q_{\text{ж}}$ для глушения фонтана через аварийную скважину при следующих данных:

$$\begin{aligned}
 Q_0 &= 30 \text{ м}^3/\text{сек} & P_{\text{зоб}} &= 210 \text{ кгс/см}^2 \\
 H &= 1970 \text{ м} & P_0 &= 60 \text{ кгс/см}^2 \\
 H_{\text{ж}} &= 1950 \text{ м} & K &= P_{\text{зоб}}/P_0 = 210/60 = 3,5 \\
 \gamma &= 0,8 \cdot 10^{-3} = 0,0008 \text{ г/см}^3
 \end{aligned}$$

Тогда расчетное количество жидкости, прокачиваемой через фонтанирующую скважину для ее глушения, составит

$$Q_{\text{ж}} = \frac{30 \cdot 0,8 \cdot 10^{-3} \cdot 1970 \cdot 15}{1950 \cdot 1,65} = 0,220 \text{ м}^3/\text{сек} \quad 220 \text{ л/сек}$$

Режимы глушения газового фонтана через аварийную скважину

Для задавки аварийно фонтанирующей скважины необходимо произвести гидродинамический расчет параметров режимов глушения, т.е. определить:

- темп заправки задавочной жидкости $Q_{\text{зак}}$ в л/сек;
- объем задавочной жидкости V в м³, 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 стоке газа из ствола аварийной скважины;

$P_{\text{г}}$ - то же при глушении фонтана;

$P_{пл}$ - пластовое давление работающего горизонта;
 $s_{пл}$ - расстояние от точки 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_1 - удельный вес задавочной жидкости.
 Штаб дает задание ВЦ рассчитать режимы для нескольких плотностей задавочной жидкости, например, для: $\gamma_1 = 1.00 \text{ г/см}^3$ - т.е. вода, $\gamma_2 = 1.30 \text{ г/см}^3$, $\gamma_3 = 1.50 \text{ г/см}^3$. А также для различных противодавлений, создаваемых на устье скважины - P_v , например при: $P_v = 60 \text{ кгс/см}^2$, $P_v = 100 \text{ кгс/см}^2$, $P_v = 140 \text{ кгс/см}^2$.

Спустя сутки - два штаба по радиограмме или телефону получает из ВЦ ответ следующего содержания

При $P_v = 60 \text{ кгс/см}^2$ и $\gamma_1 = 1.00 \text{ г/см}^3$

$Q_{изк}$, л/сек 55 60 70 80 90 100 110

V , м³ 600 350 180 100 95 60 50

При $P_v = 60 \text{ кгс/см}^2$ и $\gamma_2 = 1.30 \text{ г/см}^3$

$Q_{изк}$, л/сек 65 70 80 90 100 110

V , м³ 500 300 200 150 120 95

При $P_v = 60 \text{ кгс/см}^2$ и $\gamma_3 = 1.50 \text{ г/см}^3$

$Q_{изк}$, л/сек 85 90 100 110 120 130

V , м³ 700 400 200 150 100 95

Получив такие данные, инженер штаба строит график кривых режимов глушения газового фонтана (рис. 13).

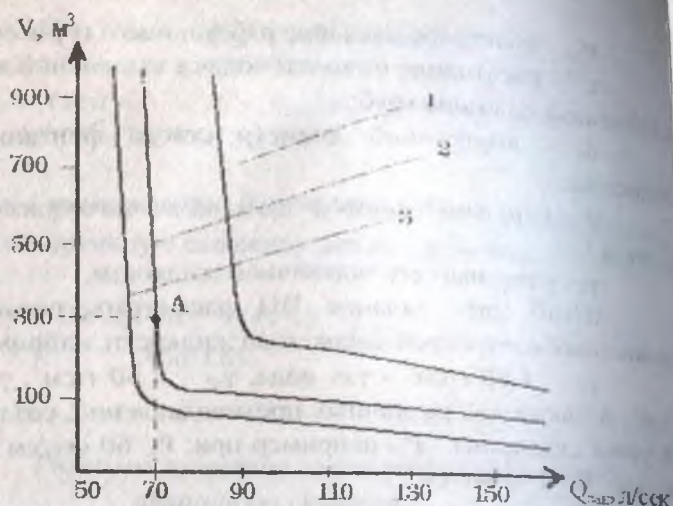


Рис.13. Режимы глушения газового фонтана. График зависимости $V=f(Q_{\text{жл}})$.

Далее, в штабе выбирают один 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

$$P_{\text{гп1}} + P_{\text{гп2}} = P_{\text{н}} + P_{\text{ст}} - P_{\text{здс}}$$

$$Q_{\max} = \sqrt{\frac{\pi^2 g (P_{\text{пор1}} + P_{\text{пор2}})}{8\gamma_3 \left(\frac{\lambda_1 L_1}{d_{11}^5} + \frac{\lambda_2 L_2}{d_{12}^5} \right)}} \quad [\text{м}^3/\text{сек}]$$

где $P_{\text{пор1}}$, $P_{\text{пор2}}$ - потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений в нагнетательной линии от насосов до устья скважины и в колонне труб проходного сечения, спущенных в фонтанирующую скважину;

P_p , $P_{\text{ст}}$, $P_{\text{пл}}$ - соответственно рабочее давление закаченных средств (ЦА), гидростатическое давление столба задавочной гидропневматики (от устья до отметки ввода раствора в ствол фонтанирующей скважины) и пластовое давление газового горизонта.

L_1 , d_{11} , γ_1 и L_2 , d_{12} , 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 труб нагнетательной линии и колонны труб, спущенных в скважину.

Пример 25. Выбор режима глушения фонтана.

Выберем режим глушения фонтана для условий примера, изображенного на рис. 13. Задавочная жидкость будет продаваться к скважине по напорному трубопроводу из труб $d_{11}=0,123$ м длиной $L_1=400$ и далее закачивается в скважину по трубам $d_{12}=0,1$ м, спущенным на глубину $L_2=1340$ м. Пластовое давление $P_{\text{пл}}=195$ кгс/см² ($195 \cdot 10^4$ кгс/м²).

Для закачки намечается использовать цементировочные агрегаты ЦПА-400 с втулками диаметром 115 мм, которые способны развивать рабочее давление $P_p=200$ кгс/см². При расходе 10 л/сек ($0,01$ м³/сек).

Тогда при $\gamma_1=1300$ кг/м³, $P_{\text{ст}}=\gamma_1 L_2=1300 \cdot 1340=174 \cdot 10^4$ кгс/м².

$$P_{\text{пор1}} + P_{\text{пор2}} = 200 + 174 - 195 = 179 \cdot 10^4 \text{ кгс/м}^2.$$

Принимая $\lambda_1 = \lambda_2 = 0.021$, получим

$$Q_{\max} = \sqrt{\frac{3,14^2 \cdot 9,81 \cdot 179 \cdot 10^4}{8 \cdot 1300 \left(\frac{0,021 \cdot 400}{0,123^5} + \frac{0,021 \cdot 1340}{0,1^5} \right)}} = 0,073 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Если произвести аналогичный расчет для $\gamma_3 = 1500$ кг/м³, то получим

$P_{\text{сг}} = 201 \text{ кгс/см}^2$, $P_{\text{гп1}} + P_{\text{гп2}} = 206 \cdot 10^4 \text{ кгс/м}^2$ получим также $Q_{\max} = 0,073 \text{ м}^3/\text{сек}$

Для $\gamma_3 = 1000 \text{ кг/м}^3$ (вода) имеем $P_{\text{сг}} = 134 \cdot 10^4 \text{ кгс/м}^2$, $P_{\text{гп1}} + P_{\text{гп2}} = 139 \cdot 10^4 \text{ кгс/м}^2$.

Тогда $Q_{\max} = 0,071 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Если из-за нехватки ЗЦА-400 придется использовать ЦА-320, который при втулках диаметром 130 мм имеет $P_p = 125 \text{ кгс/см}^2$, то при тех же удельных весах задавочной жидкости получим меньшие значения $Q_{\max}$. Данные расчетов сведены в табл. 7.

Таблица 7

$P_p, \text{кг/м}^2$	$\gamma_3, \text{кг/м}^3$	$P_{\text{сг}}, \text{кгс/м}^2$	$P_{\text{гп1}} + P_{\text{гп2}}, \text{кгс/м}^2$	$Q_{\max}, \text{м}^3/\text{сек}$
$200 \cdot 10^4$	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. 7 и рис. 13, видим, что при $\gamma_3 = 1000 \text{ кг/м}^3$ 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 $\gamma_3 = 1300 \text{ кг/м}^3$, при тех же ЦА глушение фонтана может быть

осуществлено после закачки 300 м^3 жидкости с расходом 70 л/сек (точка А кривых, рис. 13).

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 м^3 жидкости с расходом соответственно от 70 до 60 л/сек .

К указанным выше объемам раствора, подлежащих закачке для глушения фонтана, следует прибавить $1,5\text{--}2,0$ 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.

10. ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ В БУРЯЩИХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ.

Практическое занятие по данной теме проводится 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, оборудованных эксплуатационными колоннами.

Основной ловильный и вспомогательный инструмент, подлежащий изучению по натуральным образцам и рисункам на ватмане, следующий:

- метчики разные;
- колокол для захвата за тело трубы;
- колокол для захвата муфты и УБТ;
- воронка и предохранительные кожуха;
- шпиль с промывкой освобождающийся;
- магнитный фрезер (ловитель);

- торцовый фрезер;
- труболовка внутренняя освобождающаяся;
- труборезы наружные и внутренние;
- механизмы для ликвидации прихватов (ясы);
- свинцовая печать;
- отводной крючок и ерш с ограничителем.

Перед спуском в скважину аварийного инструмента должен быть подготовлен эскиз компоновки с указанием необходимых размеров.

Ловильный инструмент для ликвидации аварий.

На инструментальной площадке буровой должен находиться ловильный вспомогательный (переводники, предохранительные кожухи и др.) инструмент для первоначальных работ по ликвидации аварий.

Перечень видов необходимого ловильного инструмента определяется руководством бурового предприятия в соответствии с условиями буровых работ, а также наличием средств для их осуществления. Для первоочередных работ по ликвидации наиболее распространенных видов аварий рекомендуется иметь на буровой следующий минимум ловильного инструмента: овершот, шлипс (ловитель) с промывкой, колокол, метчик универсальный, магнитный фрезер, торцовый фрезер.

Овершот (рис.14) предназначается для ловли оставшихся в скважине, не прихваченных бурильных труб «под муфту» при условии, если в скважине осталось не более 10-15 свечей, т.е. 250-400 м. При большем количестве оставшихся в скважине труб овершот из-за недостаточной прочности плоских пружин поднять трубы не может.

Овершот состоит из корпуса 2, имеющего на верхнем конце резьбу для соединения при помощи переводника с обсадной трубой и далее с бурильной колонной. В нижней части корпуса овершота имеется резьба для соединения его с направляющей коронкой 1. К внутренней части овершота при помощи потайных заклепок 3 крепятся термообработанные пластинчатые пружины 4.

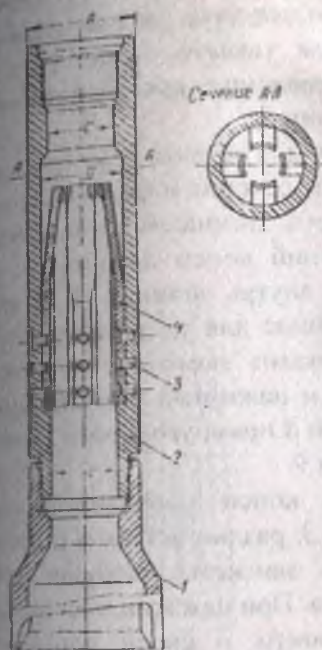


Рис. 14. Овершот

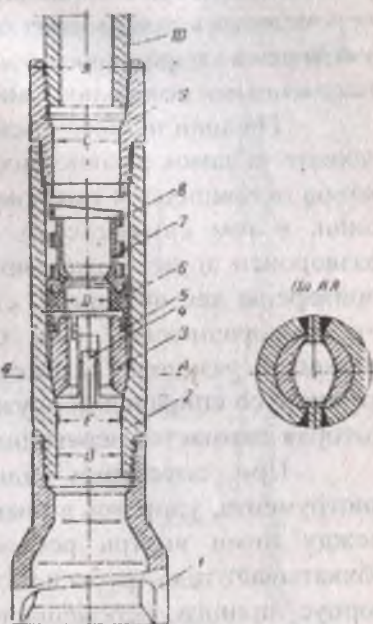


Рис. 15. Шлипс

Овершот спускается в скважину с воронкой 1, диаметр которой на 50-70 мм меньше диаметра скважины. Наличие косою выреза на воронке позволяет при медленном вращении ротора завести верхнюю часть ловильной трубы внутрь овершота.

Шлипс (ловитель) предназначен для ловли за наружную поверхность оставшихся в скважине труб в любом месте.

Массивный цилиндрический корпус 2 шлипса (рис. 15) имеет в верхней части внутреннюю резьбу под переводник 9, посредством которого шлипс соединяется с колонной буровых труб 10. В нижней части корпуса соединяется на резьбе с воронкой.

Внутри корпуса на конической его части расположены две плашки 3, которые могут свободно перемещаться вверх-вниз и тем самым увеличивать или уменьшать в радиальном направлении расстояние между насеченными поверхностями плашек.

Плашки шлипса сменные: для захвата тела труб и для захвата за замок в зависимости от сечения и формы верхнего конца оставшихся в скважине труб. Шлипсом не пользуются лишь в том случае, если верхний конец аварийных труб разворочен и не может войти внутрь шлипса. К корпусу приварены две шпонки 4, служащие для удержания плашек от проворачивания. Над плашками помещается упорное кольцо 5, резиновая манжета 6 и нажимная, направляющая втулка 7 со спиральной пружиной 8 прямоугольного сечения, которая сжимается переводником 9.

При опускании шлипса конец оборванной части инструмента, упираясь в плашки 3, раздвигает их и проходит между ними внутрь резиновой манжеты, которая плохо обхватывает тело трубы или замка. При нажатии инструмента корпус шлипса перемещается вверх и своей конической частью затягивает плашки и надежно захватывает аварийную трубу. При этом резиновая манжета позволяет осуществлять циркуляцию раствора через аварийные трубы и долото.

Колокол предназначается для ловли за наружную поверхность конца оставшихся в скважине труб, слом которых произошел в утолщенном месте или в теле. Колокол (рис. 16) представляет собой кованный потрубок специальной формы. На верхнем конце колокола нарезана замковая резьба для соединения его с колонной буровых труб, на которых он спускается в скважину. На внутренней поверхности колокола нарезана ловильная резьба (8-9 ниток на длине 25,4 мм, конусность 1:16) и сделано 4-5 продольных канавок для выхода стружки.

При ловле колонну буровых труб с привинченным к ним колоколом вращают, колокол своей ловильной резьбой, нарезая на голове обрыва резьбу, врежется в тело оставшейся в скважине аварийной трубы.

При работе в скважинах с небольшим зазором между стенкой и колонной буровых труб колокола применяют без воронки. И при больших зазорах применяют колокол с навинченной воронкой, облегчающей ввод ловильной трубы в колокол.

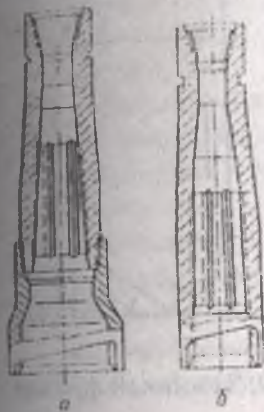


Рис.16. Колокол: а - с воронкой; б - без воронки.

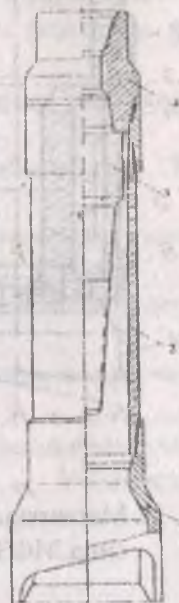


Рис.17. Метчик с центрирующим приспособлением

Метчик-универсальный (рис.17) предназначен для ловли оставшейся в скважине колонны буровых труб за внутреннюю поверхность бурового замка (нипель или муфта) или за утолщенную часть трубы.

Метчик универсальный состоит из собственно метчика 3, воронки 1, направляющей 2 и головки 4. Нижний удлиненный конус метчика имеет ловильную резьбу (8 ниток на длине 25,4 мм с углом при вершине 55°) и 4-5 продольных канавок для выхода стружки. В зависимости от диаметра скважины метчик опускают с центрирующей воронкой или без нее.

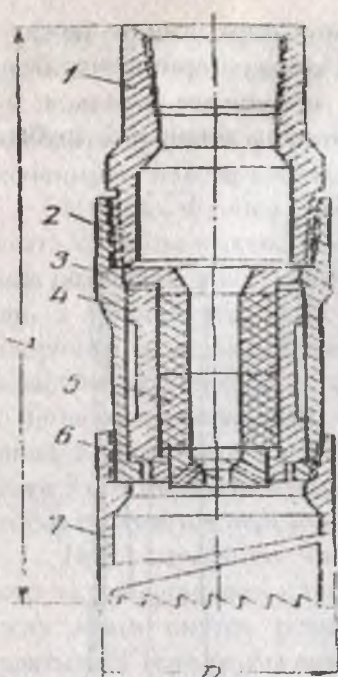


Рис. 18 Магнитный фрезер типа МФЗМ.

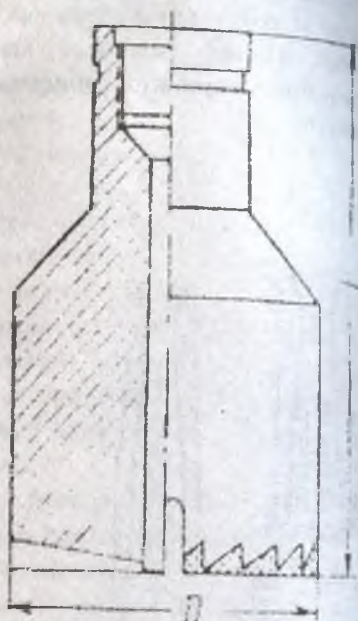


Рис. 19. Забойный фрезер

На инструментальной площадке предприятия рекомендуется иметь полный набор ловильного инструмента для возможного применения в случае возникновения аварии, а именно:

колокола и метчики гладкие и нарезные, труболовки, шипсы (ловители), торцовые фрезы, механизмы для ликвидации прихватов, металлоуловители, труборезы, свинцовые печати, ловильные удочки и ерши, гидравлические домкраты, гидроотклонители, магнитные фрезеры, устройства для завода извлекаемых предметов в ловильный инструмент, отклонители. Все они должны быть укомплектованными и иметь соответствующую техническую документацию. Кроме того, для оперативной установки ваши желательно иметь аварийный запас 25-30 м³ нефти и 1 т ПАВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Малеванский В.Д. Открытые газовые фонтаны и борьба с ними. Гостехиздат, М., 1963 .
2. Малеванский В.Д. Гидродинамические расчеты для глушения нефтяных и газовых фонтанов. М.: Недра, 1992 .
3. Алиев Р.А. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Москва: Недра, 1988 .
4. Аммян В.А., Васильева Н.П. 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. Олияшевский 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.....	4
1. Виды аварий и осложнений при бурении, прихваты бурового инструмента и мероприятия по их предупреждению.....	4
1.1. Виды аварий и осложнений в процессе бурения скважин.....	4
1.2. Виды прихватов бурового инструмента.....	6
1.3. Мероприятия по предупреждению прихватов.....	10
Контрольные вопросы.....	12
2. Способы ликвидации прихватов, расхаживание прихваченного бурового инструмента талыми и отбивка ротором, определение глубины прихвата буровой колонны.....	13
2.1. Способы ликвидации прихватов бурового инструмента.....	13
2.2. Расхаживание прихваченной колонны талыми и отбивка ротором.....	14
2.3. Определение допустимой степени закручивания ротором свободной части колонны.....	15
2.4. Определение верхней части границы прихвата бурового инструмента.....	18
2.5. Определение верхней границы прихвата с применением специальной аппаратуры.....	21
Контрольные вопросы.....	22
3. Обвалы стенок скважины и их геолого-технические причины. Технология бурения на уравновешенном давлении. Определение P_0 и $P_{пл}$ по данным механического каротажа. Классификация глинистых пород.....	23
3.1. Геолого-технические причины обвалов стенок скважины и процесса бурения.....	23
3.2. Технология бурения зоны обвалов глин на уравновешенном давлении в системе скважина-пласт.....	24
3.3. Определение поровых P_0 и пластовых давлений $P_{пл}$ по данным механического каротажа, по методике d-экспоненты.....	26

3.4. Классификация глинистых пород по степени устойчивости в процессе их вскрытия.....	29
Контрольные вопросы.....	32
4. Газонефтепроявления и открытые фонтаны при бурении скважин, причины их возникновения и перехода в открытое фонтанирование. Гидростатическое давление столба газированного раствора на забой.....	33
4.1. Газонефтепроявления и открытые фонтаны при бурении скважин.....	33
4.2. Причины возникновения газонефтепроявлений и открытых фонтанов.....	34
4.3. Пути попадания газа в буровой раствор.....	36
4.4. Гидростатическое давление столба бурового раствора, насыщенного газом, на забой скважин.....	38
4.5. Нормирование плотности бурового раствора.....	39
Контрольные вопросы.....	41
5. Аварии в бурении скважин. Виды аварий в бурении и наземном оборудовании. Аварии с долотами, бурильными и обсадными колоннами, прочие виды аварий.....	42
5.1. Аварии в бурении и наземном оборудовании.....	42
5.2. Аварии с долотами.....	43
5.3. Аварии с бурильной и обсадной колоннами.....	44
5.4. Падение в скважину посторонних предметов.....	45
5.5. Аварии при проведении геофизических исследований скважин (ГИС).....	46
5.6. Аварии, связанные с неудачным цементированием скважин.....	47
5.7. Ловильный инструмент.....	47
Контрольные вопросы.....	49
6. Образование песчаных пробок при эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Три направления борьбы с песчаными пробками и выбор жидкости для их промывки. Промывка песчаных пробок.....	50
6.1. Образование песчаных пробок при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.....	50
6.2. Три направления борьбы с песчаными пробками.....	51

6.3. Выбор жидкости для промывки песчаной пробки.....	52
6.4. Технология промывки песчаных пробок.....	53
6.5. Схема промывки песчаных пробок.....	55
Контрольные вопросы.....	57
7. Отложения парафина в скважинах и трубопроводах. Гидроразрыв пласта.....	58
7.1. Борьба с отложениями парафина в скважинах.....	58
7.2. Борьба с отложениями парафина в трубопроводах.....	59
7.3. Гидравлический разрыв пласта.....	62
Контрольные вопросы.....	66
8. Гидраты природных газов и способы предупреждения их образования.....	67
8.1. Краткая история изученности вопроса о гидратообразовании.....	67
8.2. Предупреждение образования гидратов.....	68
8.3. Ввод метанола в газовый поток.....	69
8.4. Подогрев газа.....	71
8.5. Осушка газа.....	71
8.6. Резкое снижение давления.....	72
8.7. Осложнения при эксплуатации газовых скважин.....	72
Контрольные вопросы.....	73
9. Аварии при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.....	74
9.1. Аварии при глубиннонасосной эксплуатации скважин.....	74
9.2. Аварии при фонтанной эксплуатации скважин.....	78
9.3. Аварийные фонтаны и способы их глушения.....	79
Контрольные вопросы.....	80
10. Затрубные газопроявления при ОЗЦ после цементирования обсадной колонны, перетоки и прорывы газа в процессе бурения и межколонные давления при эксплуатации скважин.....	81
10.1. Затрубные газопроявления при ОЗЦ после цементирования обсадной колонны.....	81

10.2. Перетоки и прорывы газа, грифоны в процессе бурения.....	84
10.3. Межколонные давления при эксплуатации скважин.....	87
Контрольные вопросы.....	89
Раздел II.....	90
1. Способы ликвидации прихватов бурового инструмента.....	90
1.1. Использование взрывного способа.....	90
1.2. Гидровибрирование колонны бурильных труб.....	90
1.3. Гидроимпульсный способ (ГИС).....	91
1.4. Преднамеренный вызов фонтанирования бурящейся скважины.....	92
1.5. Значения коэффициента К для определения глубины прихвата для стальных и легкосплавных бурильных труб.....	93
1.6. Методика определения удлинения бурильной колонны ДП в зависимости от нагрузки на крюке Р ₂ -Р ₁	94
2. Расчеты по определению свободной и прихваченной части бурильной колонны и допустимых оборотов при отбивке ротором.....	95
Пример 1. Определение длины свободной и прихваченной части одноразмерной бурильной колонны.....	95
Пример 2. Определение допустимого числа оборотов ротора для отбивки одноразмерной бурильной колонны.....	96
Пример 3. Определение верхней границы прихвата многоразмерной колонны бурильных труб.....	96
Пример 4. Определение верхней границы прихвата многосекционной бурильной колонны в скв. №3 Хартум.....	99
Пример 5. Определение степени закручивания свободной части секционной бурильной колонны ротором.....	101
3. Расчеты по установке жидкостных ванн.....	102
Пример 6. Установка нефтяной ванны.....	102
Установка кислотной ванны.....	105
4. Расчеты по данным показаний гидравлического индикатора веса ГИВ-6М.....	106
Пример 7. Определение нагрузки на крюке.....	108

Пример 8. Определение нагрузки на долото.....	108
Пример 9. Определение нагрузки на вышку.....	109
5. Решение некоторых задач по данным показаний ГИВ-6М.....	110
Пример 10. Определение длины не прихваченной части буровой колонны.....	110
Пример 11. Определение растягивающей нагрузки на тело трубы до предела текучести σ_t	110
Пример 12. Определение цены деления ГИВ-6М.....	112
Пример 13. Проверка пригодности ГИВ-6М к дальнейшей эксплуатации на буровой.....	113
6. Борьба с обвалами стенок скважин, сложенных глинами с АВПоД.....	114
Пример 14. Количественная оценка (расчет) поровых давлений по методике нормально уплотненных глин.....	117
7. Борьба с газонефтепроявлениями и открытыми фонтанами.....	119
Пример 15. Определение количества газа, поступающего в буровой раствор вместе с выбуренной породой.....	119
Пример 16. Количественная оценка (расчет) количества газа, поступающего из пласта в буровой раствор при депрессии давления.....	120
Пример 17. Определение гидростатического давления столба газированного бурового раствора.....	121
Пример 18. Определение снижения гидростатического давления газированного бурового раствора по эмпирической формуле Стронга-Уайта.....	125
8. Определение основных характеристик фонтана для расчета параметров его глушения.....	126
Пример 19. Определение дебита Q_0 открыто фонтанирующей скважины при наличии кратера на устье.....	127
Пример 20. Определение дебита газа Q_0 при истечении его в атмосферу при не разрушенном устье скважины.....	128

Пример 21. Определение дебита газа Q_0 , когда скважина фонтанирует вверх при разрушенном устье скважины.....	130
Пример 22. Определение пластового давления по избыточному давлению в буровых трубах на устье скважины.....	131
Пример 23. Определение пластового давления в поисково-разведочной скв. №1 Култук (Зап. Узбекистан).....	132
9. Расчет параметров глушения фонтана.....	133
Пример 24. Определение количества жидкости для глушения фонтана через аварийную скважину.....	133
Пример 25. Выбор режима глушения фонтана.....	137
10. Ловильный инструмент для ликвидации аварий в бурящихся и эксплуатационных нефтяных и газовых скважинах.....	139
Литература.....	145

Подписано к печати 29.03.2004. Формат 60x84 1/16.

Объем 9,5 п.л. Тираж 100. Заказ № 226.

Отпечатано в типографии ТГТУ. г.Ташкент ул. Талабалар, 54.