



**КОМТЭК**



# **КУРС ОБУЧЕНИЯ ПО БУРОВЫМ РАСТВОРАМ**



# КОМТЭК

## Геологические и техногенные осложнения в бурении

К осложнениям в процессе строительства скважин относятся:

- поглощения;
- ГНВП и заколонные проявления (грифоны);
- потеря подвижности (прихваты) бурильных и обсадных колонн;
- отсутствие свободного хождения инструмента;
- кислотная агрессия (карбонатная, сероводородная);
- цементное загрязнение (разбурка цем.мостов, цем.стаканов);
- пластовый флюид повышенной жесткости, минерализации;
- нестабильные породы, склонные к осыпям и обвалам;
- несовместимые условия бурения по пластовым давлениям.



# КОМТЭК

## Поглощения

Под поглощением бурового раствора понимают полный или частичный уход бурового раствора в пласт вследствие избыточного гидростатического давления и снижения давления в затрубном пространстве.

Негативные последствия при поглощении:

1. Экономические затраты:

- на восполнение объема;
- на мероприятия по ликвидации поглощения (затраты времени);
- на применение кольматантов и изолирующих составов.

2. При поглощениях с понижением уровня бурового раствора в скважине:

- поступление пластового флюида вследствие снижения гидростатического давления на пласт (далее выброс, открытый фонтан);
- обрушение породы, ранее удерживаемой гидростатическим давлением.

## Поглощения

Зависимость типа поглощения от типа проницаемости пласта:

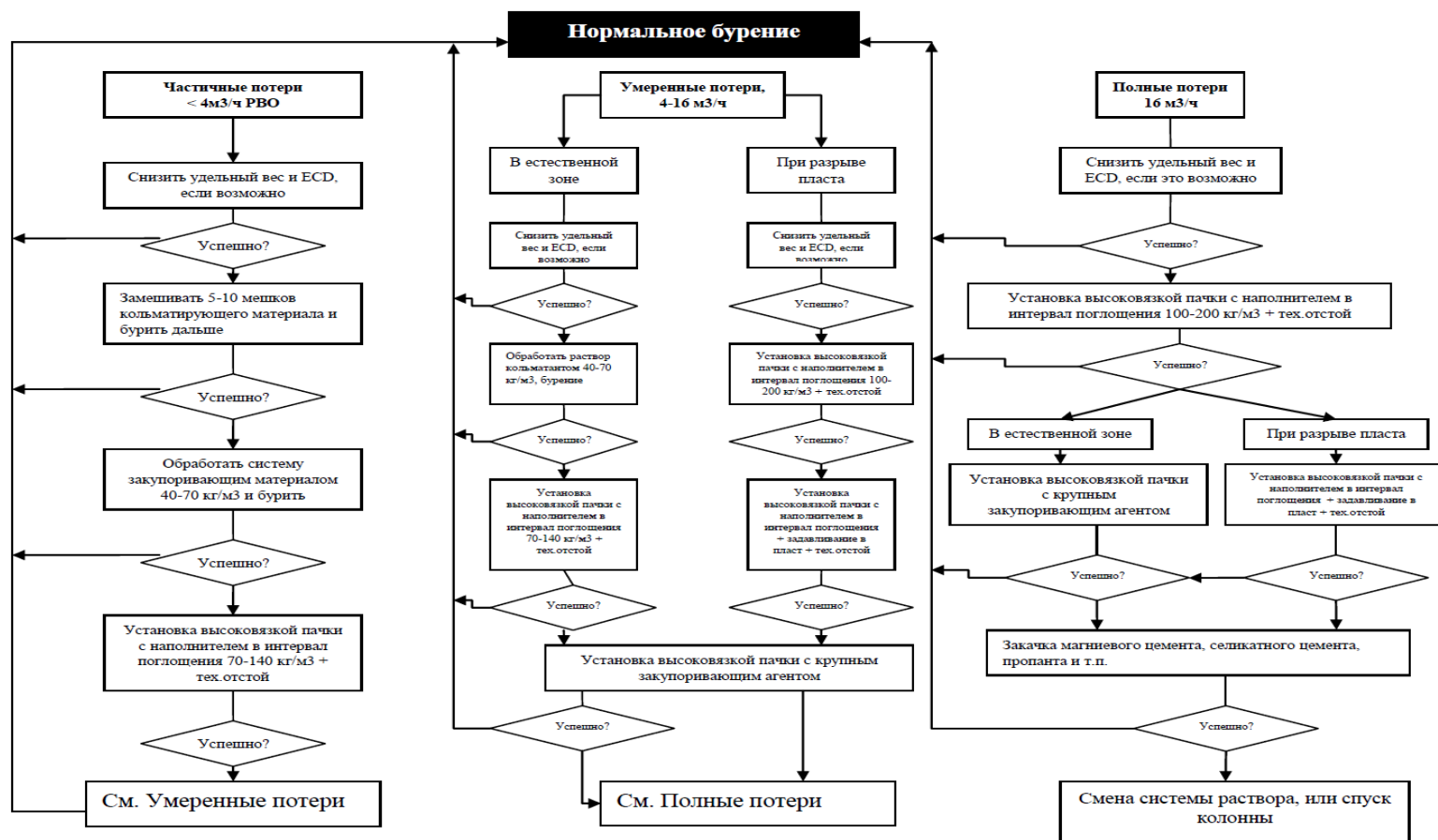
| Тип пласта                         | Тип потери циркуляции    |
|------------------------------------|--------------------------|
| Кавернозный / ячеистый             | Полная или частичная     |
| Высокопроницаемый или трещиноватый | Полная или частичная     |
| Проницаемый                        | Утечка бурового раствора |

Определение зоны поглощения:

| Если                                       | Высока вероятность нахождения зоны поглощения бурового раствора                      |
|--|--|
| Имеются признаки перехода к другому пласту | У бурового долота  |
| Произошло увеличение плотности             | У самой слабой точки ствола скважины (т.е. ниже башмака предыдущей обсадной колонны) |



## Схема ликвидации поглощения





# КОМТЭК

## ГНВП

ГНВП (НГВП) – газонефтеводопроявление, выражающееся в поступлении пластового газа или флюида в скважину.

Выявление ГНВП:

1. Увеличение скорости в циркулирующем растворе и движение в статическом состоянии, которое может быть зафиксировано датчиком на устьевом желобе.
2. Увеличение объема раствора в активных емкостях.
3. Уменьшение давления прокачки и увеличение числа ходов насоса (принимается как фактор только при наличии увеличения объемов).



## ГНВП

ГНВП может происходить во время подъема инструмента. При подъеме инструмента возможно возникновение эффекта свабиrowания, понижающего гидростатическое давление в стволе скважины.

Другая причина падения гидростатического давления при подъеме инструмента – это понижение уровня раствора в стволе скважины на величину вытесненного объема инструмента. Поэтому важно при СПО осуществлять своевременный долив раствора в скважину для поддержания гидростатического давления.

Для своевременного выявления ГНВП при СПО следует контролировать:

- объем раствора, необходимый для заполнения ствола скважины;
- движение раствора в устьевом желобе при отсутствии циркуляции.



## Грифоны

Грифоны – это визуально наблюдаемые газонефтеводопроявления за пределами устья скважины.

Грифоны образуются вследствие движения вверх газа, нефти или воды из пластов с относительно высоким давлением по естественным трещинам в зоне технологических нарушений, пересекаемых скважиной в процессе бурения или расположенных вблизи от ствола. Грифоны нередки при проводке и креплении скважин в многолетнемерзлых породах, когда после растепления в породах образуются каналы.

Грифоны могут также возникнуть или усилиться при очень больших противодавлениях при глушении, избыточном утяжелении раствора, восстановлении циркуляции при обвалах, опрессовках, вызывающих разрыв, расслоение пластов в зонах залегания непрочных, неустойчивых горных пород.





## Грифоны

Грифоны более опасны, и ликвидация их более трудоемка, чем проявления той же интенсивности через устье, т.к. воздействовать на них можно лишь косвенно, часто через другие скважины.

Для предупреждения грифонов необходимо:

1. Место заложения и проектный профиль скважины подбирать с учетом тектонических нарушений и по возможности обходить их;
2. Надежно изолировать всепоглощающие и высоконапорные пласты, обеспечивать подъем цементного раствора до устья, и за другими обсадными колоннами до перекрытия башмака предыдущей колонны;
3. Обеспечивать герметичность всей обсадных колонн применением соответствующих труб, герметизирующих смазок при их соединении, креплением соединений с контролем крутящего момента;
4. Недопускать чрезмерно высоких противодавлений, высоких значений СНС и вязкости раствора, сальникообразований, обвалов стенок скважины, иметь достаточные зазоры между бурильной колонной и стенками скважины в необсаженных интервалах, ограничивать скорость спуска бурильной колонны.



# КОМТЭК

## Грифоны

Для ликвидации начавшегося грифона необходимо:

1. Уточнить, через какую из скважин питается грифон.
2. Уменьшить давление на нарушенный трещинами пласт.
3. Увеличить отбор из проявляющего пласта через соседние скважины, а при необходимости начать отбор флюида из бурящейся скважины.
4. Изолировать нарушенный трещинами пласт и проявляющий горизонт закачкой в них цементного раствора или другого тампонажного материала с последующим спуском и цементированием обсадной колонны.



**КОМТЭК**

## Потеря подвижности (прихват)

При проведении буровых работ бурильная труба считается прихваченной, если ее невозможно приподнять, опустить или вращать.

Прихват труб может быть вызван несколькими различными причинами.

Как правило прихват труб происходит в следующих ситуациях:

1. Действие дифференциального давления.
2. Закупоривание ствола в результате обрушения породы.
3. Сужение ствола скважины.
4. Прихват инструмента в результате желобообразования.



## Потеря подвижности (прихват)

Большинство случаев прихвата вызвано действием дифференциального давления. Избыточное дифференциальное давление, возникающее на участке проницаемой зоны с низким давлением может «вдавить» бурильную колонну в стенку скважины и вызвать ее прихват. Такой прихват называется дифференциальным.

Дифференциальный прихват можно определить по следующим признакам:

1. Труба прихватывается после того, как на какое-то время было прекращено ее движение.
2. При продолжающейся циркуляции бурового раствора трубу невозможно повернуть или приподнять/опустить.



**КОМТЭК**

## Потеря подвижности (прихват)

Чтобы избежать дифференциального прихвата или свести к минимуму риск его возникновения, необходимо следовать следующим указаниям:

1. Плотность бурового раствора должна быть минимально возможной для данного интервала.
2. Обеспечивать низкую фильтрацию.
3. Свести к минимуму содержание твердой фазы.
4. Не оставлять бурильную трубу без движения.
5. Расширить участок ствола скважины диаметром меньше номинального.
6. Добавить кольматант.
7. Заменить буровой раствор на раствор на углеводородной или синтетической основах.



# КОМТЭК

## Потеря подвижности (прихват)

Определение глубины прихвата:

Для определения глубины прихвата измеряется растяжение бурильного инструмента по следующей формуле:

$$L = \frac{E \cdot e \cdot W}{40,8 \cdot P}$$

где

$L$  – длина неприхваченной трубы (фут);

$E$  – модуль упругости ( $30 \times 10^6$ ) (psi);

$e$  – растяжение (дюйм);

$W$  – вес трубы (на фут);

$P$  – величина приложенного натяжения (фунт/фут).



# КОМТЭК

## Потеря подвижности (прихват)

Методы освобождения от дифференциального прихвата:

1. Снижение плотности бурового раствора при наличии циркуляции.
2. Встряхивание бурового инструмента (яс, шнуровые торпеды).
3. Закачка в зону прихвата жидкостей специального состава:
  - нефтяные ванны и разглинизирующие растворы (для глин);
  - кислотные ванны (для известняков);
  - тех.вода (для хемогенных пород).



**КОМТЭК**

## Потеря подвижности (прихват)

Закупоривание ствола в результате обрушения породы

Факторы, которые могут быть причиной обрушения стенок и закупоривания ствола скважины:

1. Дисбаланс давления.
2. Гидратация глинистых сланцев.
3. Удары труб и КНБК о стенку ствола скважины.





**КОМТЭК**

## Потеря подвижности (прихват)

Сужение ствола скважины может быть обусловлено рядом причин:

1. Пластичные текучие горные породы.
2. Образование толстой глинистой корки на стенках скважины в проницаемых пластах.
3. Разбухание глинистых сланцев.



# КОМТЭК

## Потеря подвижности (прихват)

Пластичные текучие горные породы – это легко деформируемые при напряжении породы, которые могут «затекать» в ствол скважины. При проходке данного типа пород долотом, диаметр ствола скважины получается номинальный. Однако, при депрессии, когда гидростатическое давление столба бурового раствора меньше гидростатического давления пласта, происходит «затекание» пластичных пород в ствол, что приводит к сужению диаметра скважины.

Стол скважины диаметром меньше номинального – это общая проблема, возникающая при бурении мощных соляных интервалов (до 200 м) с использованием бурового раствора на углеводородной основе. При этом может произойти «затекание» соли в ствол, что приводит к уменьшению диаметра ствола скважины в данном интервале.



# КОМТЭК

## Потеря подвижности (прихват)

Увеличение толщины глинистой корки может происходить:

1. В случаях несоответствия показателя фильтрации проницаемой зоне.
2. При высоком содержании твердой фазы с низкой плотностью.
3. При высоком дифференциальном давлении (высокой плотностью бурового раствора).

Разбухание глинистых сланцев происходит под действием фильтрата бурового раствора.

Для снижения гидратации в раствор вводят реагенты-ингибиторы, снижают время контакта с активными глинами.



# КОМТЭК

## Потеря подвижности (прихват)

**Прихват инструмента в результате желобообразования** часто происходит в наклонных или искривленных стволах скважины, когда бурильная труба «въедается» в стенку скважины. Во время бурения вращаемая колонна бурильных труб врезается в породу стенки скважины на искривленных участках, где создается давление колонны бурильных труб на стенки скважины.

Признаком желобообразования может служить ситуация, когда расхаживание бурильной колонны возможно только в пределах длины замкового соединения или до тех пор, пока соединительная муфта не упрется в край желоба. При этом вращение бурильной колонны и циркуляция остаются нормальными.



# КОМТЭК

## Потеря подвижности (прихват)

В качестве превентивной меры прихвата инструмента из-за желобообразования рекомендуется четко контролировать отклонение верхнего участка ствола и интенсивность естественного искривления ствола по всей траектории скважины. Эта мера позволит устранить силу, которая приводит к образованию желоба.

В случае образования желоба наилучшим решением является проработка секций ствола с малым диаметром с помощью расширителей. Проработка ствола поможет решить проблему прихвата колонны труб, однако без принятия превентивных мер желоб может образоваться снова.



**КОМТЭК**

## Химическая агрессия

При бурении в буровой раствор возможно поступление из пластов:

1. Сероводорода и кислых газов.
2. Цемента.
3. Пластовой воды высокой жесткости или минерализации.



# КОМТЭК

## Химическая агрессия

Поступление в буровой раствор пластовой воды высокой жесткости или минерализации может оказывать негативное влияние на параметры бурового раствора, отмечается рост вязкости, реологии и водоотдачи.

Выявление поступления пластовой воды высокой жесткости:

- по замеру общей,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  жесткости.

Выявление поступления минерализованной пластовой воды:

- по замеру содержания хлоридов.

При этом при поступлении минерализованной пластовой воды в условиях использования минерализованного бурового раствора может отмечаться понижение содержания хлоридов.



# КОМТЭК

## Потеря устойчивости ствола скважины

Потеря устойчивости ствола происходит как в силу механических причин, изменения напряжений и давлений, действующих на стенки скважины, так и в результате физико-химических взаимодействий бурового раствора с породой, вскрытой при бурении.

Чаще всего неустойчивость ствола проявляется в виде осыпей и обвалов глинистых пород, что приводит к увеличению диаметра ствола, образованию шламовых пробок, заполнению отдельных интервалов породой во время СПО.





**КОМТЭК**

## Геологические и тектонические факторы

Геологические и тектонические факторы, влияющие на устойчивость ствола скважины:

1. Тектонические напряжения;
2. Угол падение пластов;
3. Время строительства скважины.



**КОМТЭК**

## Причины потери устойчивости ствола скважины

Механическое воздействие:

1. Разрушение под действием растягивающих нагрузок — растрескивание и потеря циркуляции;
2. Разрушение под действием сжимающих нагрузок – обваливание (обрушение) породы или ее пластическая деформация (выпирание);
3. Абразивное разрушение и разрушение под действием ударной нагрузки.

Химическое взаимодействие с буровым раствором:

1. Гидратация глин, набухание и диспергирование;
2. Растворение хемогенных отложений.

Физическое взаимодействие с раствором:

1. Эрозия;
2. Смачивание вдоль уже существующих трещин (ломкие глины);
3. Вторжение флюида – перенос перепада давления в глубь пласта.



# КОМТЭК

## Причины потери устойчивости ствола скважины

Дополнительными причинами потери устойчивости ствола скважины являются:

1. Свабирование и поршневание.
2. Закупорка насадок долота.
3. Сальникообразование.
4. Слабосцементированные породы.
5. Высокоактивные глинистые породы.
6. Физико-химические свойства бурового раствора.
7. Седиментация барита.
8. Дюнообразование.
9. Механическое воздействие инструмента.



# КОМТЭК

## Решение проблем при бурении в нестабильных породах

Для решения проблем при бурении в нестабильных породах:

1. Использование рецептуры бурового раствора, стабилизирующей породы, слагающие стенки скважины (асфальтены, ингибиторы, близкая к нулевой фильтрация, изолирующая кольматация).
2. Использование КНБК, близкой к номинальному диаметру.
3. Снижение количества используемых лопастей расширителей, калибраторов, долота и ловильного инструмента.
4. Снижение скорости вращения инструмента.
5. Контроль режимов бурения.



# КОМТЭК

## Несовместимые условия бурения по пластовым давлениям

При разработке программы на бурение скважины учитываются пластовые давления интервала, значения которых определяют плотность бурового раствора на протяжении каждого интервала.

Плотность бурового раствора подбирается таким образом, чтобы одновременно создать необходимое противодействие и не привести к гидроразрыву пласта.

Однако в процессе бурения возможно возникновение АВПД или АНПД, что потребует изменения плотности бурового раствора. Это сделает невозможным дальнейшее бурение, поскольку существенная разница между давлениями вскрытого пласта и продуктивных пластов, расположенных ниже, приведет к гидроразрыву и поглощению (в случае АВПД) или ГНВП (в случае АНПД).