

ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ В БУРЕНИИ

Лектор – доктор технических наук,
профессор
СИМОНЯНЦ Сергей Липаритович

Поглощения буровых и тампонажных растворов

Определение

Поглощением в бурении называется уход бурового или тампонажного раствора в пласт в объеме, превышающем естественную убыль раствора в скважине.

Поглощение буровых и тампонажных растворов в пласты происходит при наличии в проходимых скважиной породах пор, каналов, трещин, пустот и в результате гидроразрыва пород.

Поглощение бурового раствора в скважинах обуславливается пористостью, проницаемостью, прочностью коллектора, пластовым давлением, объемом закачиваемого бурового раствора, его качеством и гидродинамическим давлением, создаваемым в процессе бурения. При превышении давления в стволе скважины над давлением в пласте, вскрытом при бурении, раствор из скважины будет проникать в поры, каналы и трещины пород. Этому же способствуют все факторы, вызывающие увеличение давления в затрубном пространстве при промывке скважины.

$$P_{\text{скв}} = P_{\text{ст}} + P_{\text{гд}} > P_{\text{пл}}$$

$P_{\text{скв}}$ – давление в скважине;

$P_{\text{ст}}$ – гидростатическое давление в скважине;

$P_{\text{гд}}$ – гидродинамическое давление в скважине;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление.

Факторы, влияющие на возникновение поглощений бурового раствора

- **Геологические факторы** (тип поглощающего пласта, его толщина и глубина залегания, наличие и величина раскрытия, направление и распространение каналов в пласте, недостаточная прочность пород гидравлическому разрыву, величина пластового давления и вид пластового флюида).
- **Технологические факторы** (количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ и режим бурения, скорость проведения спускоподъемных операций, геометрические размеры ствола скважины и бурильного инструмента, величина гидродинамического давления).

График изменения давления в стволе скважины при открытии поглощения в отложениях с естественными каналами

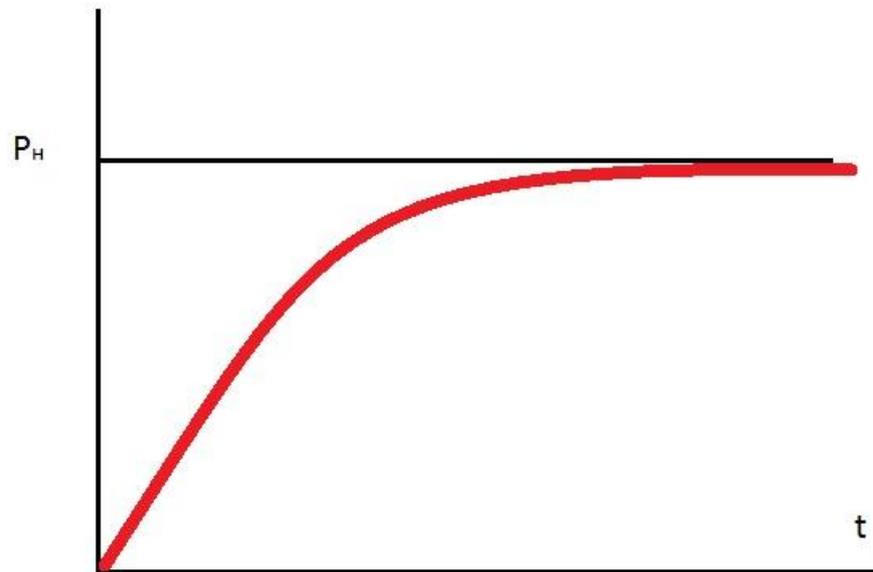
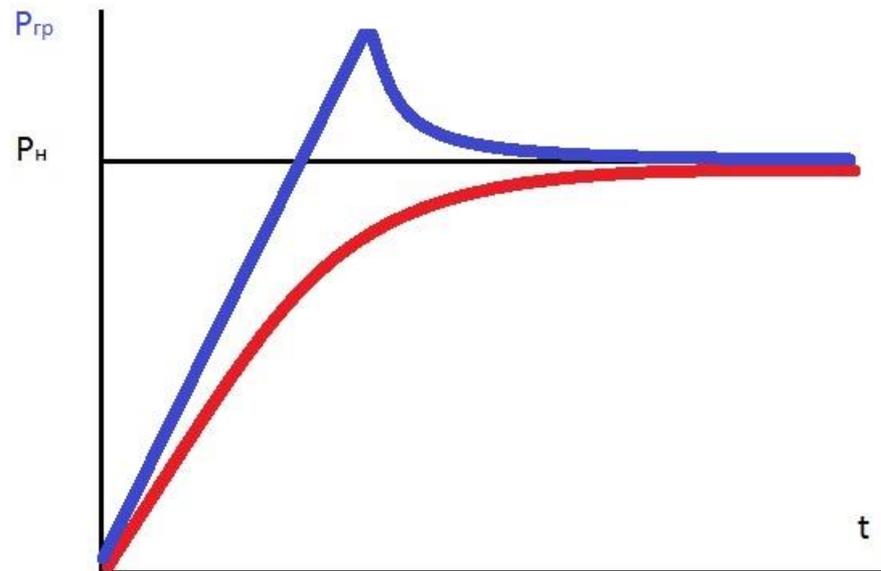


График изменения давления в стволе скважины при гидроразрыве пласта



Признаки вскрытия зоны поглощения

- уменьшение давления и выхода циркуляции;
- уменьшение объема циркулирующего бурового раствора;
- увеличение механической скорости проходки;
- провалы и заклинивание бурильного инструмента.

Неблагоприятные последствия поглощения

- Потеря в скважине уровня раствора.
- Невозможность проведения оценки пласта.
- Проблемы очистки ствола.
- Обвал ствола.
- Возрастание времени нахождения ствола в открытом состоянии после вскрытия.
- Прихваты колонны.
- Проявление.
- Спуск дополнительной колонны.
- Повреждение продуктивной зоны.

Уровень (мощность) поглощения определяется интенсивностью поглощения, которая характеризует объем поглощённого бурового раствора в единицу времени:

$$Q_i = \frac{Q}{t}$$

Q_i – интенсивность поглощения, м³/ч;

Q – объём раствора, который поглотила скважина, м³;

$$Q = Sh$$

S – площадь приёмной ёмкости, м²;

h – высота снижения уровня жидкости в ёмкости, м;

t – время, за которое снизился на величину h уровень жидкости в ёмкости, ч.

При полном поглощении, когда весь буровой раствор, подаваемый в скважину, уходит в пласт и устанавливается динамический уровень жидкости, определяют коэффициент поглощающей способности пласта:

$$K_{\text{псп}} = \frac{Q_i}{\sqrt{h_{\text{ст}} - h_{\text{дин}}}}$$

$h_{\text{ст}}$ – статический уровень жидкости в скважине, м;

$h_{\text{дин}}$ – динамический уровень жидкости в скважине, м.

При частичном поглощении, когда часть бурового раствора выходит на поверхность, коэффициент поглощающей способности пласта:

$$K_{\text{псп}} = \frac{Q_i}{\sqrt{h_{\text{ст}} + 10p_{\text{кп}}}}$$

$p_{\text{кп}}$ – гидравлические потери в кольцевом пространстве при движении жидкости от зоны поглощения к устью скважины, МПа.

Относительное давление в поглощающем горизонте определяется по формуле:

$$P_o = \frac{\rho_p (h_{\text{погл}} - h_{\text{ст}})}{h_{\text{погл}} \rho_v}$$

ρ_p – плотность бурового раствора, кг/м³;

ρ_v – плотность воды, кг/м³;

$h_{\text{погл}}$ – глубина поглощающего горизонта, м.

Классификация зон поглощения

Зоны поглощения классифицируют в зависимости от величины интенсивности поглощения Q_i и коэффициента поглощающей способности пласта $K_{\text{псп}}$.

$K_{\text{псп}}$	Q_i , $\text{м}^3/\text{ч}$	Тип поглощения	Описание типа поглощения
1	до 3	Слабое	Незначительное поглощение. Работа не прерывается.
1 – 3	3 – 10	Частичное	Постепенное поглощение. Работа не прерывается. Возможны признаки увеличивающегося поглощения.
3 – 5 5 – 15	10 – 50	Сильное (полное) Интенсивное	Резкое снижение уровня раствора после прекращения циркуляции. Замедленный выход раствора на устье после начала циркуляции. Обычно работа прерывается. Необходимо принимать меры противодействия.
15 – 25 и более	> 50	Катастрофическое	Резкое прекращение выхода раствора. Снижение давления насоса. Увеличение веса на крюке. Работа прекращается. Необходимы меры противодействия.

Давление гидроразрыва определяется экспериментально при проведении промышленных исследований. Оно также может быть определено расчетным путём по формуле

Итона:

$$P_{гр} = P_{пл} + \frac{\mu}{1 - \mu} (P_{гор} - P_{пл}) + P_{пр}$$

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва;

$P_{пл}$ – пластовое давление;

μ – коэффициент Пуассона;

$P_{гор}$ – горное давление;

$P_{пр}$ – предел прочности породы на растяжение.

При отсутствии этих данных можно принять, что

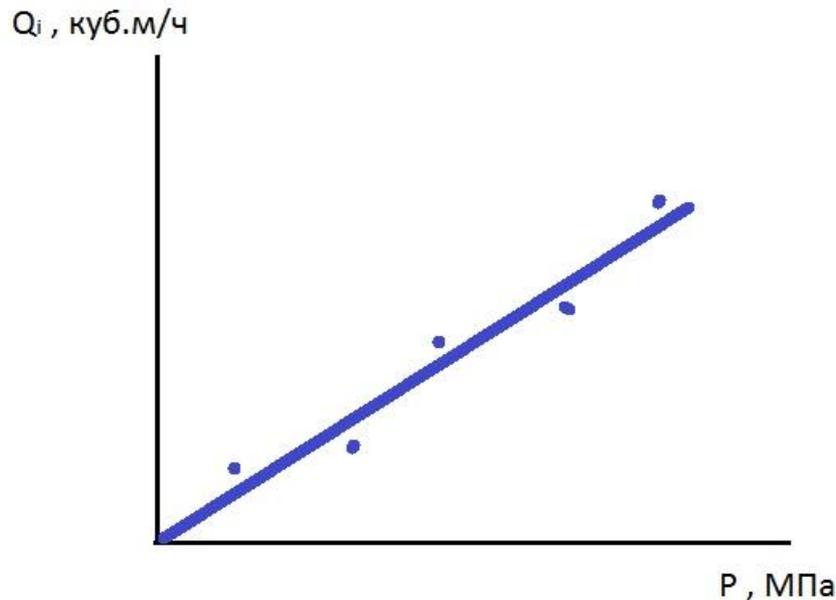
$$P_{гр} = (0,49 \dots 0,91) P_{гор}$$

Гидродинамические исследования поглощающих пластов

Гидродинамические исследования поглощающих пластов проводятся при установившихся и неуставившихся режимах фильтраций (течения) жидкости.

Основная цель гидродинамических исследований — получение индикаторной диаграммы поглощающего пласта, которая позволяет определить коэффициент приемистости поглощающего пласта, оценить размеры поглощающих каналов.

По полученной индикаторной линии ($\Delta p - Q_i$) определяют интенсивность поглощения и коэффициент приемистости поглощающего пласта.



Факторы, способствующие профилактике поглощений



Рекомендации по предупреждению поглощений

- **Регулирование свойств буровых растворов.** Регулирование плотности бурового раствора за счет применения совершенной очистки его от песка и частиц выбуренной породы. Использование буровых растворов с низким содержанием твердой фазы, с низким предельным статическим напряжением сдвига и с низкой вязкостью приводит к снижению давления при спуске и подъеме труб. Добавление в раствор нефти и наполнителей с целью снизить его плотность и увеличить закупоривающую способность. Аэрация бурового раствора. Бурение с промывкой забоя технической водой, где позволяют геологические условия.
- **Регулирование скорости спускоподъемных операций** и других технологических операций, проводимых в скважине (скорость проработки, промежуточные промывки и восстановление циркуляции и др.).
- **Определение оптимального зазора между бурильными трубами и стенкой скважины.** За счет этого уменьшаются перепад давления в затрубном пространстве и возможность сужения ствола скважины.
- **Изменение конструкций скважин** с целью избежать воздействия утяжеленных растворов на необсаженную часть горных пород, склонных к гидроразрыву.

Профилактические меры по предупреждению поглощений сводятся в основном к регулированию свойств буровых растворов и соблюдению технологических правил проводки скважин, направленных на снижение давления на стенку скважины.

Наполнители для изоляции зон поглощения

	В %%	В %%
Наполнители (размер частиц)	при бурении ГЗД	при роторном бурении
Целлофан (до 7-12 мм)	0,1-1,0	0,1-0,3
Кожа-«горох» (до 8-10 мм)	0,1-0,5	0,5-7,0
Кордное волокно	0,1-0,2	0,2-5,0
Слюда-чешуйка (до 7-10 мм)	0,1-0,2	2,0-7,0
Керамзит (до 5 мм)	-	0,5-5,0
Резиновая крошка (до 8 мм)	-	0,5-5,0
Подсолнечная лузга	-	0,5-5,0
Перлит вспученный	-	0,5-5,0
Опилки древесные	-	0,5-5,0

Тампоны

- Смесь бурового раствора с наполнителями (или их смесью).
- Бентонито-битумная паста.
- Тампоны на углеводородной основе:
- соляробентонитовая смесь (СБС) с добавкой или без добавки ПАВ.
- нефтебентонитовая смесь (НБС).
- Замазки.
- Латекс.

Тампонажные цементы и растворы

- Распространенным методом изоляции поглощающих пластов является закачка в скважину цементной смеси.
- Изоляция поглощающих пластов осуществляется растворами, пастами и **быстрохватывающимися смесями** (БСС), приготовленными из тампонажных цементов.
- Полимерные тампонажные растворы.
- **Тампонажные пасты** приготавливают на глинистой основе или на основе неорганических вяжущих веществ. Пасты на глинистой основе представляют собой высоковязкие тампоны, которые применяют для проведения тампонажных работ по снижению интенсивности поглощения с последующим закачиванием БСС или как самостоятельные изолирующие смеси при низкой интенсивности поглощения. Пасты на основе неорганических вяжущих веществ являются твердеющими материалами.

Изоляция зон поглощения перекрывающими устройствами

- **Брезентовая оболочка.**
- **Нейлоновая оболочка.**
- **Капроновая сетка.**
- **Гофрированная труба.**

Приспособление для изоляции зон поглощения:

- 1 - установочная вулка; 2 - левая резьба;
3 - верхний стабилизатор (алюминиевый);
4 - шариковый запорный клапан; 5 - медная пружина; 6 - алюминиевая прокладка;
7, 11 - зажим; 8 - алюминиевая труба сердечника с наружным диаметром $2\frac{3}{4}$ " и внутренним - 2";
9 - нейлоновый мешок необходимого диаметра;
10 - девять отверстий диаметром $\frac{7}{8}$ ";
12 - нижний стабилизатор (алюминиевый)

