

ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ В БУРЕНИИ

Лектор – доктор технических наук,
профессор
СИМОНЯНЦ Сергей Липаритович

**Основные понятия и процессы,
определяющие бурение
скважины в осложненных и
аварийных условиях**

- **Основная цель строительства нефтегазовой скважины:**

построить скважину в соответствии с рабочим техническим проектом, в установленный срок, обеспечив безаварийную проводку и крепление ствола, а также сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта.

Определение

Осложнения в бурении – это нарушения непрерывности или нормального характера протекания процесса сооружения скважины при соблюдении условий технического проекта, технологической программы бурения и правил ведения буровых работ. Осложнения не всегда требуют прекращения или остановки процесса бурения, однако приводят к увеличению финансовых, материальных и временных затрат на мероприятия по их предупреждению и ликвидации. Основными причинами возникновения осложнений являются горно-геологические факторы.

Основные виды осложнений в бурении:

- Поглощения бурового или тампонажного раствора.
- Флюидопроявления (газонефтеводопроявления).
- Нарушения целостности стенки скважины (неустойчивость пород стенки скважины, кавернообразование, сужение ствола).
- Осложнения, связанные с работой бурильного инструмента в скважине (жёлобообразование, сальникообразование, посадки и затяжки).
- Произвольное искривление ствола скважины.
- Ухудшение проницаемости продуктивного пласта.

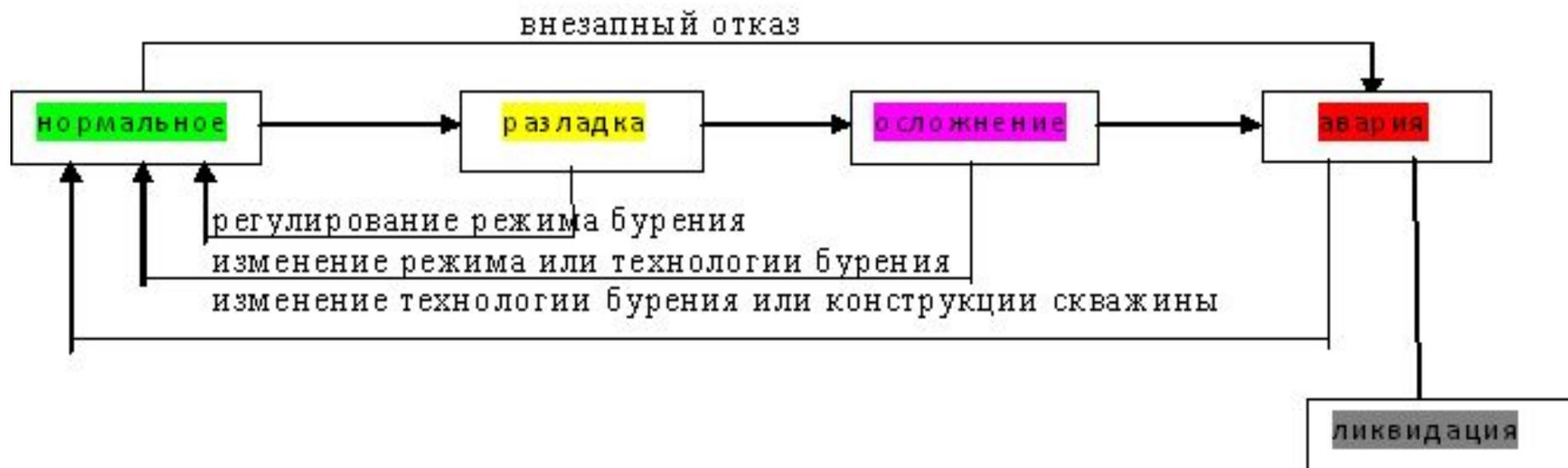
Определение

Аварии в бурении – это нарушения непрерывности процесса сооружения скважины из-за несоблюдения условий технического проекта, невыполнения технологической программы бурения, нарушения правил ведения буровых работ, непринятия должных мер по предупреждению и ликвидации осложнений или внезапного отказа и поломки бурового оборудования, требующие проведения специальных противоаварийных работ, не предусмотренных техническим проектом. Аварии всегда сопровождаются остановками процесса бурения и приводят к значительным потерям финансовых, материальных и временных ресурсов, вплоть до ликвидации скважины или ее частей. Большинство аварий случается по причине т. н. человеческого фактора, из-за низкой квалификации исполнителей работ и нарушения трудовой дисциплины.

Основные виды аварий в бурении:

- Отказы и поломки глубинного и наземного оборудования и приборов.
- Прихваты бурильного инструмента, обсадных колонн и глубинной аппаратуры.
- Газожидкостные фонтаны.

Состояния скважины в процессе ее сооружения (бурения)



В системе «скважина-пласт» имеют место три вида равновесия:

- Барическое равновесие, при котором давление в скважине больше пластового, но меньше давления поглощения.
- Геомеханическое равновесие, при котором не происходит существенной деформации или разрушения стенки скважины.
- Химическое равновесие, при котором отсутствует или является незначительным химическое взаимодействие между буровым раствором, горной породой, слагающей стенку скважины, и пластовым флюидом.

Нарушение любого из перечисленных видов равновесия может привести к осложнениям при бурении скважины:

Вид равновесия в скважине	Вид осложнения
Барическое	Поглощения бурового или тампонажного раствора
	Флюидопроявления
	Ухудшение проницаемости продуктивного пласта
Геомеханическое	Нарушения целостности стенки скважины
	Желобообразования
	Произвольное искривление ствола скважины
Химическое	Нарушения целостности стенки скважины
	Сальникообразования
	Ухудшение проницаемости продуктивного пласта

Схематичное изображение некоторых видов осложнений

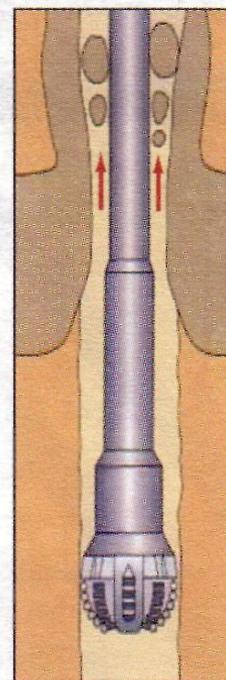
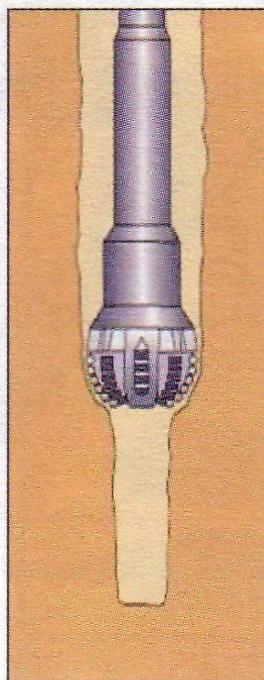
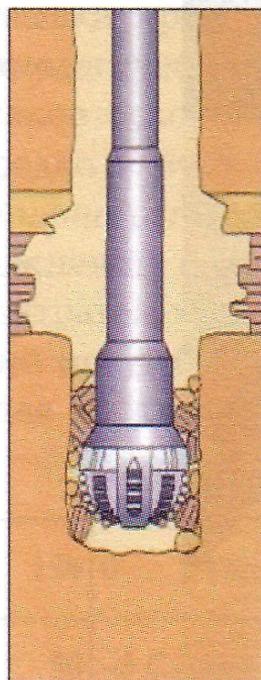
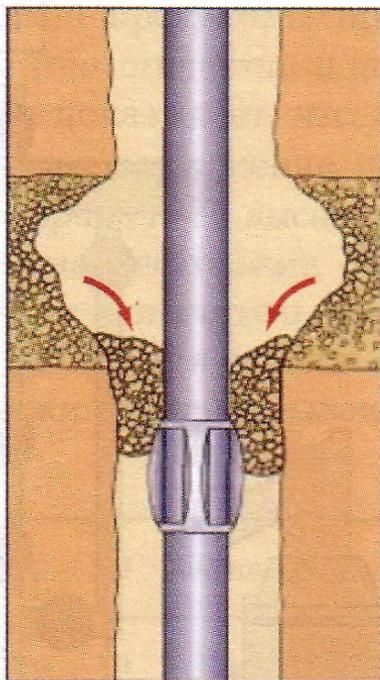
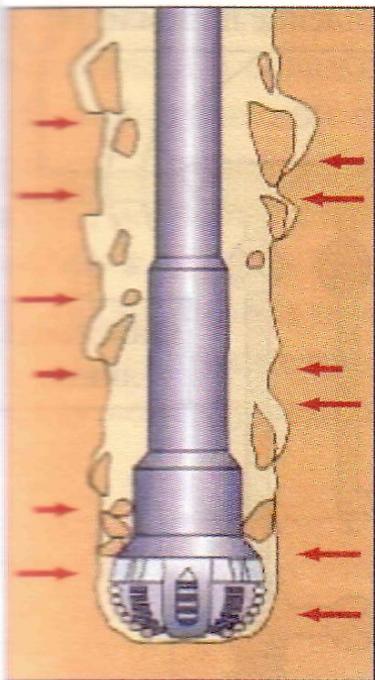
б

в

г

д

е



осыпи

обвалы

обрушения

сужение

жёлоб

выпучивание

Физико-механические свойства горных пород

- Сжимаемость
- Проницаемость
- Плотность
- Объёмная плотность
- Прочность
- Твёрдость
- Упругость
- Пластичность
- Ползучесть
- Усталость
- Абразивность

Насыщенность горных пород пластовым флюидом

Жидкость (газ) в порах пород находится под большим или меньшим давлением. Это давление принято называть **поровым**.

Давление жидкости (газа) в коллекторах, т.е. в проницаемых породах, поры которых сообщаются друг с другом, называют **пластовым**.

Пластовое (поровое) давление с глубиной, как правило, возрастает. Обычно оно равно статическому давлению столба пресной или умеренно соленой воды высотой от рассматриваемой точки породы до поверхности моря, однако нередки случаи значительных отклонений от этого правила. Такое давление также называют **«нормальным» гидростатическим давлением**.

Коэффициент аномальности пластового (порового) давления

Отношение фактического пластового (порового) давления к нормальному гидростатическому давлению столба пресной воды высотой от рассматриваемой точки породы до дневной поверхности называется **коэффициентом аномальности**:

$$K_a = \frac{P_{пл}}{\rho_v g H}$$

где $P_{пл}$ - пластовое (поровое) давление на глубине H , Па;

$\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$ - плотность пресной воды;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ - ускорение свободного падения;

H – глубина, м.

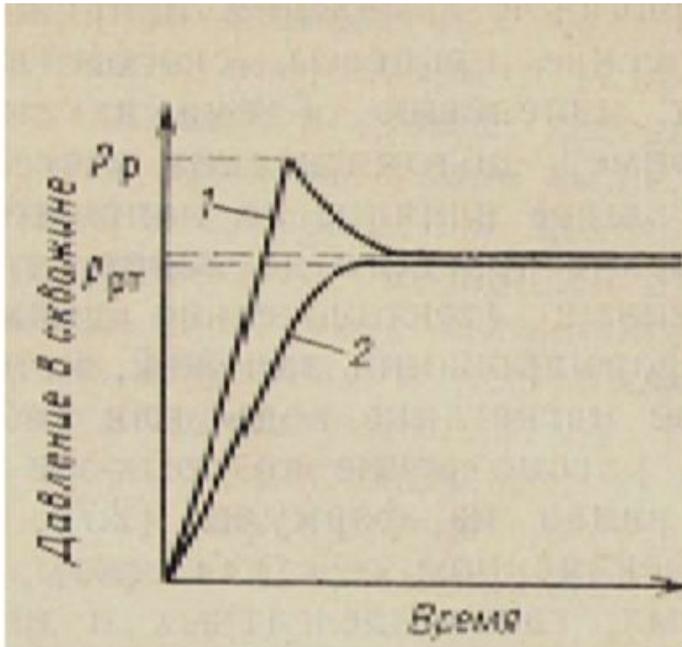
Если коэффициент аномальности находится в диапазоне от 1,0 до 1,1, то пластовое давление считается нормальным. Если $K_a > 1,1$, пластовое давление считается повышенным или аномально высоким (АВПД), а при $K_a < 1,0$ — пониженным или аномально низким (АНПД).

Индекс давления поглощения (гидроразрыва)

Если в скважине, заполненной жидкостью, постепенно увеличивать давление, напряжения в стенках и примыкающей к ним области будут возрастать до тех пор, пока порода не будет разорвана и жидкость из скважины начнет растекаться по образовавшимся трещинам. То критическое давление, при котором разрывается порода в стенках скважины и прилегающей к ним области, принято называть **давлением гидроразрыва** $P_{гр}$.

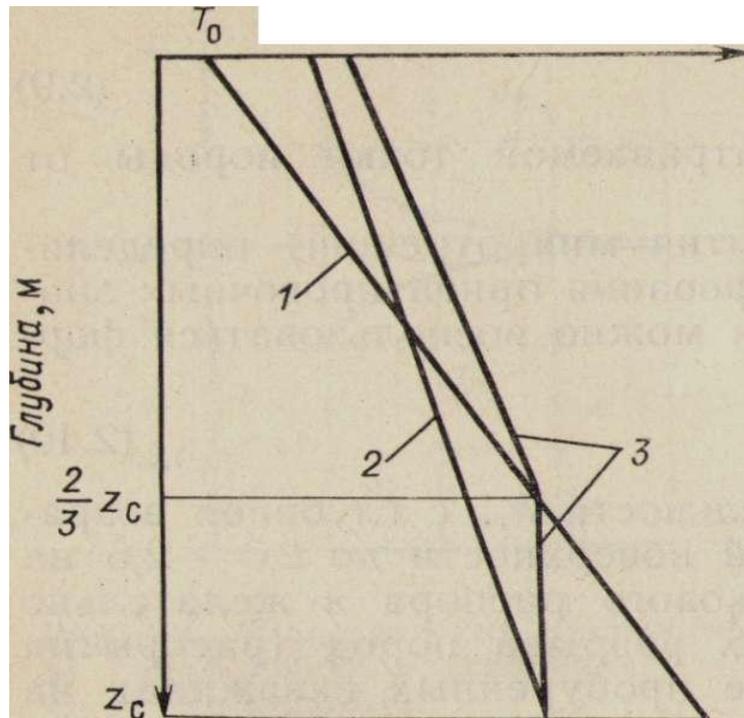
Если в породе в условиях естественного залегания имеются сомкнутые микротрещины, последние раскроются при давлении $P_{рт}$, несколько меньшем давления гидроразрыва.

Отношение давления гидроразрыва монолитных пород или давления раскрытия микротрещин прочих пород к давлению столба пресной воды называется индексом давления поглощения



$$K_{п} = \frac{P_{гр}}{\rho_{в} g H}$$

Тепловой режим скважины



Распределение температуры по глубине скважины:

- 1 – геостатическая температура;
- 2 – температура нисходящего потока бур. р-ра в бурильной колонне;
- 3 – температура восходящего потока бур. р-ра в кольцевом пространстве.

С глубиной геостатическая температура возрастает. Величина прироста температуры при увеличении глубины на 1 м называется **геотермическим градиентом**.

В среднем геотермический градиент примерно равен 0,03 град/м

Основные гидро- и гео- механические характеристики

- **Глубина скважины** – расстояние по вертикали от забоя до устья на дневной поверхности – H (м).
- **Длина скважины** – расстояние по оси скважины от забоя до устья на дневной поверхности – H или L (м).
- **Горное давление** – геостатическое давление, обусловленное весом вышерасположенной толщи пород – $P_{гор}$.

$$P_{гор} = \sum [(1 - \Pi_i) \rho_{скi} + \Pi_i \rho_{ф}] h_i g = \rho_{об} g H$$

где Π_i – пористость i -го пласта горной породы, доли ед.;

$\rho_{ск}$ – плотность скелета данной породы, $кг/м^3$;

h_i – толщина i -го пласта породы, м;

$\rho_{ф}$ – плотность пластового флюида, $кг/м^3$;

$\rho_{об}$ – объёмная плотность горной породы, $кг/м^3$.

- **Плотность скелета** – масса единицы объёма горной породы (в «чистом» виде) - $\rho_{ск}$, $кг/м^3$.
- **Объёмная плотность породы** – масса единицы объёма породы в её естественном состоянии, т.е. с учетом наличия пор и их содержимого – пластового флюида - $\rho_{об}$, $кг/м^3$.

Основные гидро- и гео- механические характеристики

- **Пластовый флюид** - пластовая вода, нефть или газ, содержащиеся в порах горных пород.
- **Поровое давление** – давление пластового флюида в закрытых порах горной породы – $P_{\text{пор}}$.
- **Пластовое давление** – давление пластового флюида в открытых порах (трещинах) горной породы – $P_{\text{пл}}$.
- **Градиент пластового (порового) давления** – отношение величины пластового (порового) давления к глубине.

$$\Delta P_{\text{пл}} = P_{\text{пл}}/H$$

$$\Delta P_{\text{пор}} = P_{\text{пор}}/H$$

- **Коэффициент аномальности пластового давления**

Основные гидро- и гео- механические характеристики

- **Давление поглощения** – давление в скважине, при котором начинается утечка в пласт всех фаз бурового раствора – $P_{\text{погл}}$. Утечка происходит по искусственным трещинам, образовавшимся в результате гидроразрыва связной породы или по естественным каналам в трещиноватых породах.
- **Давление гидроразрыва** – давление в скважине, при котором возникает разрыв и расширение пор связной породы и образование в ней трещин – $P_{\text{гр}}$.
- **Индекс давления поглощения (гидроразрыва)**
- **Фильтрация** бурового раствора – явление, при котором в пласт уходит (фильтруется) только жидкая (водная) фаза раствора, а твердая остается на стенке скважины и образует фильтрационную корку.
- **Давление в скважине** – гидростатическое давление столба бурового раствора в скважине плюс гидродинамическая составляющая от движения бурового раствора – $P_{\text{ск}} = P_{\text{гс}} + P_{\text{гд}}$, Па.
- **Депрессия** в скважине, когда $P_{\text{ск}} < P_{\text{пл}}$.
- **Репрессия** в скважине, когда $P_{\text{ск}} > P_{\text{пл}}$.

Основные гидро- и гео- механические характеристики

- **Плотность бурового раствора** – масса единицы объёма бурового раствора – ρ_p , кг/м³.
- **Относительная плотность бурового раствора** – отношение плотности бурового раствора в скважине к плотности пресной воды.

$$\rho_0 = \frac{\rho_p}{\rho_v}$$

- **Циркуляционная плотность бурового раствора** – отношение давления в скважине на глубине H к произведению gH .

$$\rho_{цп} = \frac{P_{гс} + P_{гд}}{gH} = \frac{\rho_p gH + P_{гд}}{gH}$$

- **Относительная циркуляционная плотность бурового раствора** – отношение давления в скважине на глубине H к статическому давлению столба пресной воды такой же высоты H .

$$\rho_{цп} = \frac{\rho_p gH + P_{гд}}{\rho_v gH} = \rho_0 + \frac{P_{гд}}{\rho_v gH}$$

- **Геостатическая температура** – температура горной породы в естественных условиях залегания в земной коре, °С или К.
- **Геотермический градиент** – величина прироста геостатической температуры при увеличении глубины – Γ , в среднем $\Gamma=0,03$ град/м.

Несовместимость условий бурения

Фактором, сопутствующим осложнениям, является технологическая несовместимость отдельных интервалов бурения скважины. Несовместимыми считаются такие условия, при которых параметры технологического процесса бурения нижележащего интервала скважины вызывают осложнения в пробуренном ранее вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной и если проведение специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

Зоны несовместимости определяют по **совмещенному графику изменения давлений** – кривым, показывающим изменение по глубине пластового (порового) давления, давления поглощения и гидростатического давления столба бурового раствора.

Совмещенный график изменения давлений используется для:

- определения зон несовместимости условий бурения;
- выбора количества обсадных колонн и глубины их спуска;
- выбора плотности бурового раствора для интервала с совместимыми условиями бурения;
- определения допустимых пределов изменения плотности бурового раствора в процессе бурения интервала с совместимыми условиями;
- прогнозирования зон возможных осложнений и аварий при бурении.

Условия бурения без осложнений

- Правильно выбранные параметры бурового раствора не должны приводить к возникновению осложнений, в первую очередь поглощений и проявлений, неустойчивости пород в стенках скважины, а также к ухудшению проницаемости продуктивного пласта. Вышеперечисленные условия можно представить в виде системы неравенств (Е.Г. Леонов):

$$\begin{cases} k_{зпл} P_{пл} \leq P_c \leq k_{зн} P_n; \\ v_\phi < v_\delta; \\ ОП \rightarrow max, \end{cases}$$

где $P_c, P_{пл}, P_n$ - давление в скважине, пластовое и начала поглощения;

k_z - коэффициенты запаса давления в скважине над пластовым давлением и давлением начала поглощения;

v_ϕ, v_δ - фактическая и технологически допустимая скорости кавернообразования или сужения, характеризующие хрупкое или пластическое разрушение пород стенок скважины;

ОП - относительная продуктивность, равная отношению фактической продуктивности к естественной.

Рекомендуемая литература

- Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. Учебник для вузов. М. ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2000.
- Булатов А.И., Проселков Е.Б. Практикум по дисциплине «Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин». 2009.
- Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И. Расчеты в бурении: справочное пособие. 2007.
- Куксов А. К., Бабаян Э. В., Шевцов В. Д. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении. М. Недра, 1992.
- Курочкин Б.М. Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин. В 2-х ч. М. ВНИИОЭНГ. 2008.
- Леонов Е.Г., Исаев В.И. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учебник. 2006.
- Пустовойтенко И.П. Предупреждение и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении. 1985.
- Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: справочное пособие. 1991.
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М. ЗАО «НТЦ исследований проблем промышленной безопасности». 2013.