



Ликвидация НГВП при бурении скважин

Лекция 6

Закрытие скважин при НГВП.

Исследование НГВП при бурении и определение основных параметров глушения скважин

- **Общие правила**

В случае обнаружения НГВП необходимо:

- 1. Закрывать скважину, чтобы остановить приток пластового флюида и оценить параметры необходимые для управления скважиной.*
 - 2. Выбрать способ глушения скважины.*
 - 3. Ликвидировать флюидопроявление.*
-

• Последовательность «жесткого» закрытия скважин при ГНВП

Изначально при бурении управляемый дроссель и главная боковая задвижка (на крестовине ПВО) закрыты. Задвижки линии дросселирования открыты. Обратный клапан установлен в БК.

1. Остановить вращение долота (выключить ротор).
2. Поднять БК так, чтобы в зоне плашек привентора находилась гладкая часть трубы.
3. Выключить насос (насосы) и проверить на истечение. Оповестить старшее должностное уполномоченное Лицо.
4. Закрыть привентор (обычно универсальный).
5. Открыть главную боковую задвижку (на крестовине.)
6. Регистрация давления (примерно через 15 минут) в трубах и кольцевом пространстве скважины.

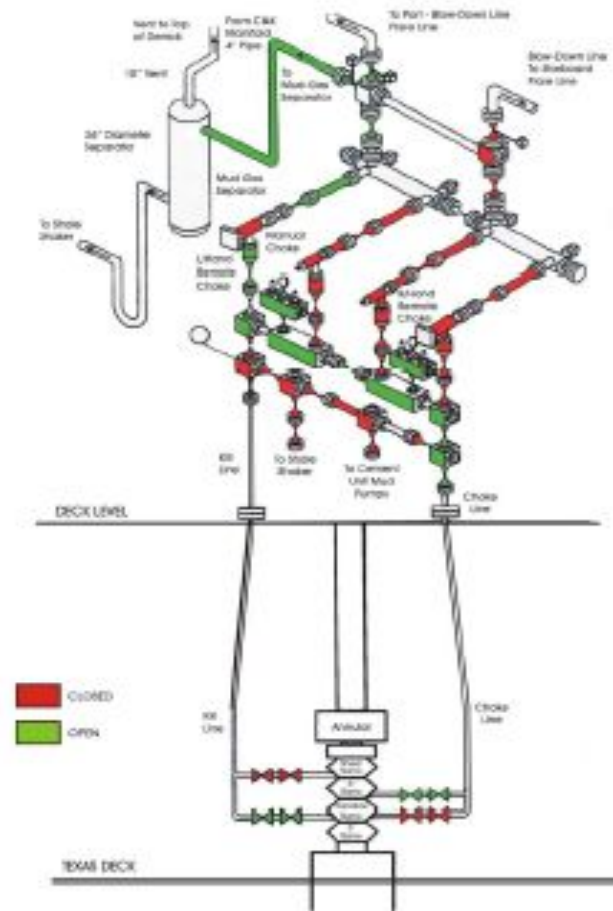


Figure 1 - Fixed Rig Example of Line Up (Shut-In)

This can be used as a reference template to line up the following procedures.

Изначально при бурении управляемый дроссель на линии дросселирования открыт. Главная боковая задвижка (на крестовине ПВО) закрыты. Задвижки линии дросселирования открыты.

1. Остановить вращение долота (выключить ротор).
2. Поднять БК так, чтобы в зоне плашек привентора находилась гладкая часть трубы.
3. Выключить насос (насосы).
4. Открыть главную боковую задвижку на крестовине ПВО
5. Закрыть привентор (обычно универсальный) и задвижку прямого сброса. Оповестить старшее должностное уполномоченное Лицо.
6. Плавно закрыть дроссель.
7. Регистрация давления (примерно через 15 минут) в трубах и кольцевом пространстве скважины

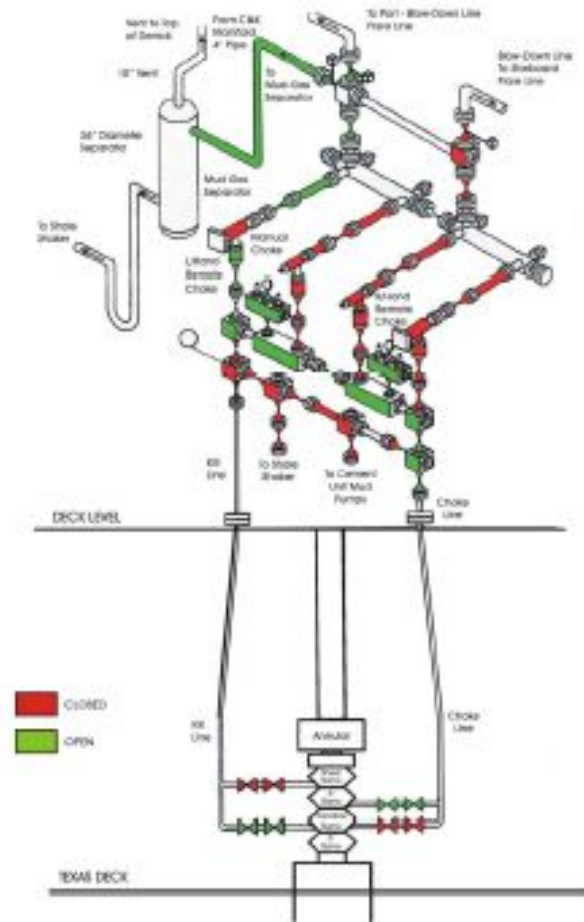
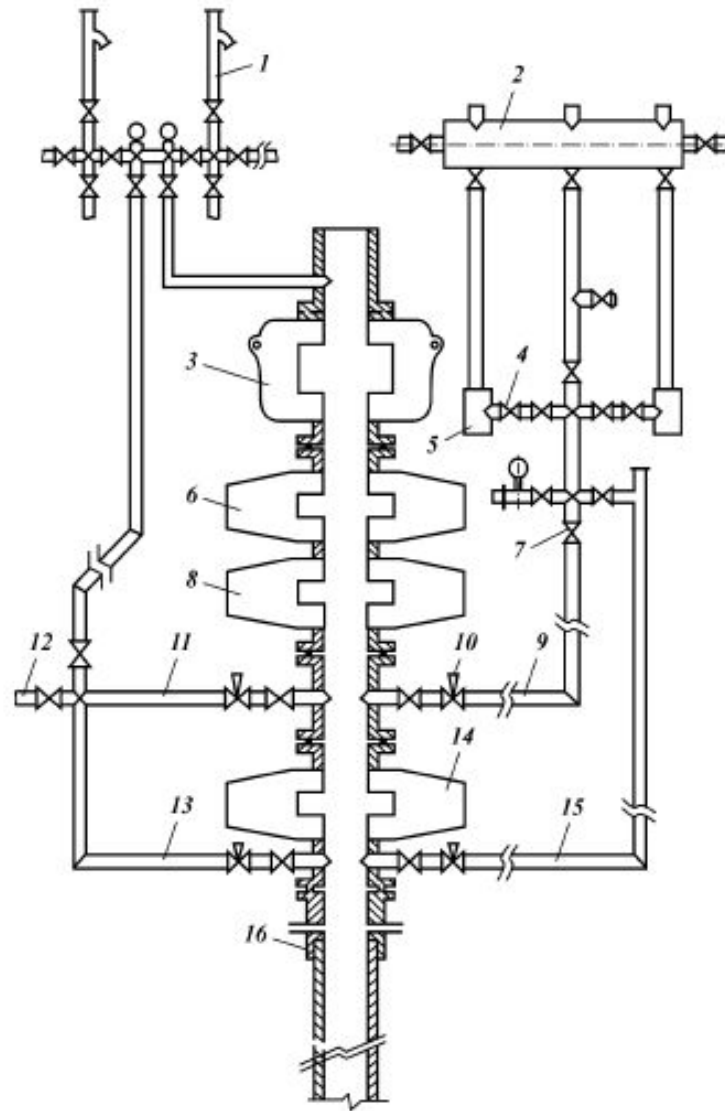


Figure 1 - Fixed Rig Example of Line Up (Shut-In)

This can be used as a reference template to line up the following procedures.



• Последовательность закрытия скважины при СПО («жесткое» закрытие)

Изначально: линии манифольдов закрыты. Обратный клапан установлен в подвеске

1. Установить клинья ниже первого трубного участка (не оставлять инструмент напротив срезных плашек превентора)
2. Установить предохранительный клапан на верхнюю трубу и закрыть его.
3. Закрыть превентор и открыть главную дистанционно управляемую задвижку на штуцерной линии.
4. Оповестить старшее должностное уполномоченное Лицо.
5. Установить ведущую трубу и открыть предохранительный клапан.
6. Зарегистрировать давление в трубах БК, кольцевом пространстве, увеличение объема в приемной емкости.

• Сравнение методов закрытия скважины при НГВП

«мягкое» закрытие скважины

Преимущества

- снижен эффект гидравлического удара в скважине.

Недостатки

- более сложный для выполнения закрытия скважины;
- образуется больший приток пластового флюида в скважиную.

«жесткое» закрытие скважины

Преимущества

- простая и быстрая процедура закрытия скважины;
- образуется меньший приток пластового флюида в скважину.

Недостатки

- возникает опасность гидравлического удара;
- эффективность его ограничена.

• Исследование НГВП

После закрытия скважины и стабилизации давлений в БК и КП через 10-15 минут регистрируют следующую устьевую информацию о флюидопроявлении

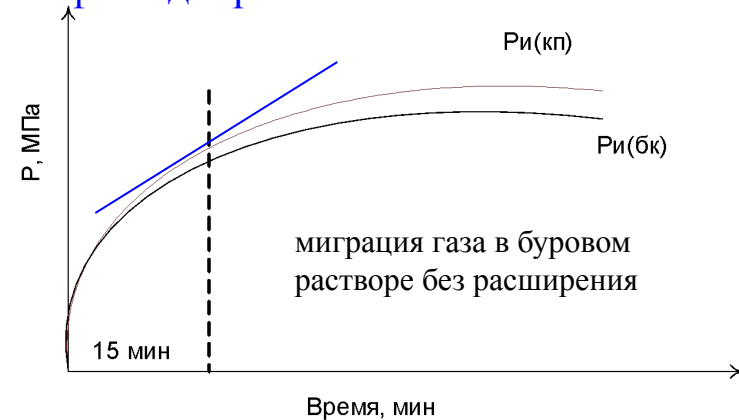
1. Регистрируют показания манометров

$P_{и} (БК); P_{и} (КП).$

$P_{и} (КП) > P_{и} (БК) !$

$P_{и} (БК) = P_{пл} - P_{гс} (БК)$

$P_{и} (КП) = P_{пл} - P_{гс} (КП)$



2. Регистрируют время возникновения НГВП

3. Регистрируют вес инструмента на крюке

4. Регистрируют параметры БПЖ

5. Определяют давление проявляющего пласта

$P_{пл.} = P_{и} (б к) + \rho g H$

6. Определяют объем (V_0) поступившего флюида

7. Определяют вид поступившего флюида
визуально и по формуле:

$$\rho_{\phi} = \rho_n - \frac{P_{u(КП)} - P_{u(БТ)}}{gl_{\phi}}$$

где: $l_{\phi} = \frac{V_0}{S}$

если: $\rho = 10-360 \text{ кг/м}^3$ – газ
 $\rho = 360 - 700 \text{ кг/м}^3$ – газоконденсат
 $\rho = 700-1080 \text{ кг/м}^3$ – газированная нефть
 $\rho = 1080-1200 \text{ кг/м}^3$ – пластовая вода

8. Определяют плотность жидкости глушения

$$\rho_{\tilde{a}} = \rho_i + \frac{D_{\dot{e}(\dot{a}.\dot{o})} + \Delta D}{gI_{\ddot{e}}}$$

9. Максимально допустимые давления при глушении скважин

$$P_{\max} \left[\begin{array}{l} [P_{u(кп)}] \leq 0,8P_{опр} \\ [P_{u(кп)}] \leq P_{гр} - \rho_{бпжс} gH^* \end{array} \right.$$

H^* - глубина залегания наименее прочных горных пород