

Лекция 8

Ликвидация НГВП в скважине

1. Способ ожидания и утяжеления
2. Способ непрерывного глушения

8.1. Ликвидация НГВП способом ожидания и утяжеления

Название способа раскрывает его суть – в начале требуется время для утяжеления БПЖ до расчетной величины, чтобы затем заглушить скважину.

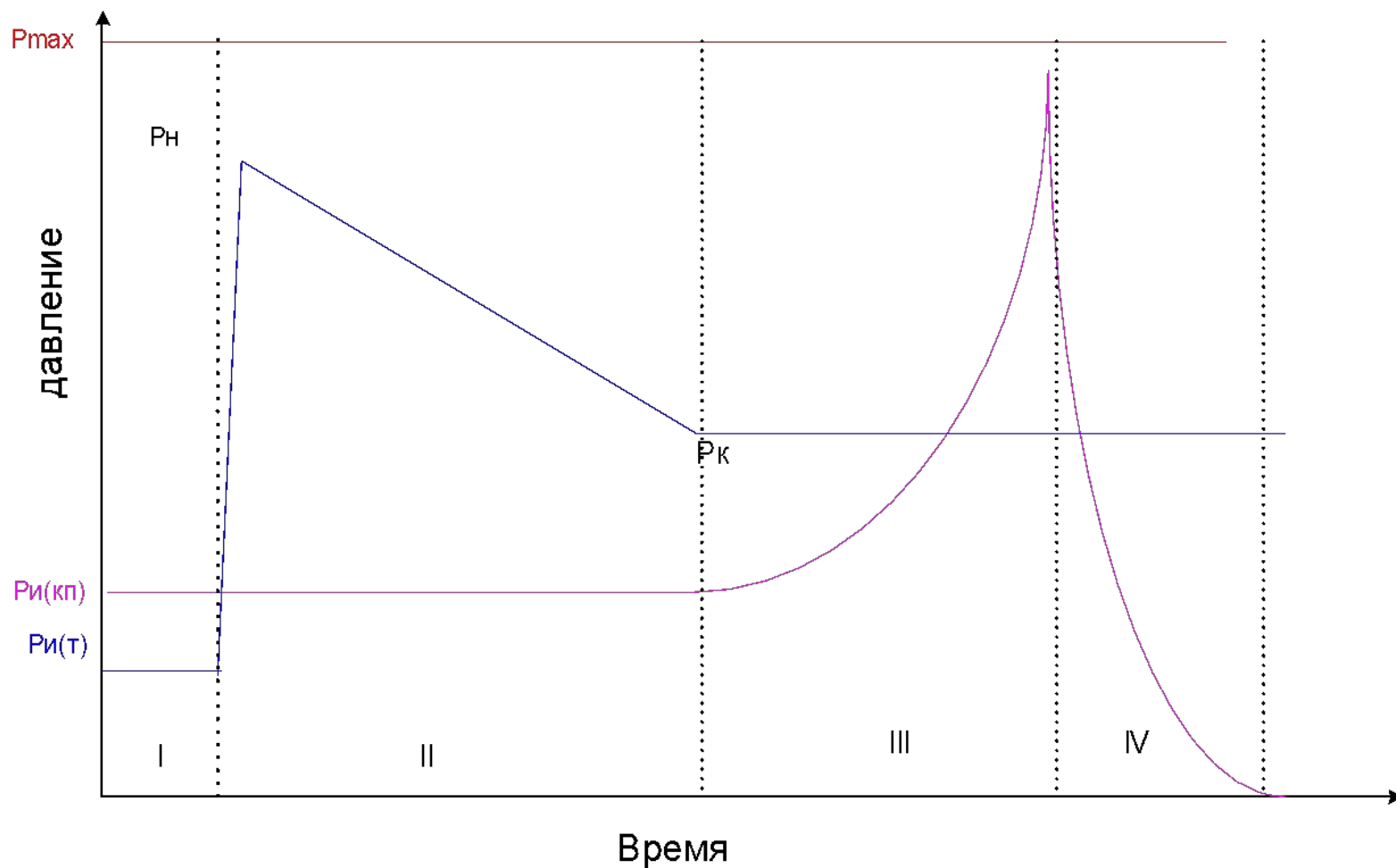
Этот способ является одноцикловой процедурой глушения

При глушении скважины способом ожидания и утяжеления вымывание поступившего пластового флюида и закачка утяжеленного бурового раствора производят одновременно.

Технологически способ ожидания и утяжеления сложный, так как требует проведения инженерных расчетов регулирования давления в скважине при своем осуществлении.

Вследствие этого глушение проявлений этим способом производится под руководством высококвалифицированных специалистов.

График изменения во времени давления при газопроявлении на устье в бурильных трубах и кольцевом пространстве



Порядок глушения скважины:

1. Перед вскрытием пластов с АВПД определить гидродинамические сопротивления ($\Delta P_{\text{прок}}$) в циркуляционной системе при рабочем режиме промывки и при уменьшенной вдвое подаче буровых насосов.
2. При обнаружении НГВП закрыть скважину для стабилизации давления.
3. Записать максимальные установившиеся значения давлений в бурильной колонне ($P_{\text{и.бт}}$) и обсадной колонне ($P_{\text{и.кп}}$).
4. Определить по уровнемеру в приемной емкости объем проявления.
5. Определить вид поступившего в скважину флюида.
6. Заполнить рабочую карту глушения скважины
7. Приготовить утяжеленный буровой раствор требуемой плотности объемом равным 1,5 объема скважины (участок I).

8. Открыть отводы превентора через штуцер на дегазатор или сепаратор. Одновременно включить насосы. Выбрать уменьшенную производительность насосов, записать число двойных ходов, в этот момент давление в кольцевом пространстве должно превышать давление до начала циркуляции на 0,5 – 1,0 МПа. Далее отрегулировать степень открытия дросселя так, чтобы давление в бурильной колонне соответствовало расчетному значению давления начала циркуляции (P_n).

9. Начать закачивание утяжеленного бурового раствора в скважину, снижая открытием дросселя давление в бурильных трубах до значения P_k (участок II) в соответствие с построенным графиком.

10. Продолжить циркуляцию бурового раствора с постоянным давлением P_k в бурильных трубах (участок III, IV) при постоянных значениях производительности насосов и плотности бурового раствора до полного удаления пачки газа из скважины и заполнения скважины утяжеленным раствором

11. После того как из скважины начнет выходить утяжеленный буровой раствор, остановить насосы и проверить, нет ли перетока бурового раствора из скважины ($P_{и.кп} = 0$).

Если перетока раствора нет, то открыть превентор и промыть скважину с полной подачей насосов и выравниванием плотности бурового раствора. Если имеется переток, то вновь закрыть скважину и проверить, не увеличивается ли давление в бурильной колонне или в кольцевом пространстве. При наличии давления процедуру глушения скважины повторить с вновь пересчитанной плотностью бурового раствора

Достоинства способа

- Минимальное время глушения
- Минимальное давление в обсадных трубах

Недостатки этого способа следующие:

- отсутствие циркуляции в скважине в течение периода приготовления утяжеленного бурового раствора;
- большое избыточное давление на устье скважины при всплытии газовой пачки;
- требуется проведения расчетов для заполнения листа глушения скважины.

ДА
В
Л
Е
Н
И
Е

Б
У
Р
Т
Р

ХОДОВ

Лист глушения н/н скважины при НГВП

IWCF CERTIFICATION TEST
 Вар: _____
 ЛИСТ ГЛУШЕНИЯ.
 НАЗЕМНОЕ ПВО (накл. скв.)

ДАТА: _____
 ФАМИЛИЯ: _____
 ЕДИНИЦЫ: МЕТРИЧЕСКИЕ

стр. 1 из 3

ДАННЫЕ ПО ПРОЧНОСТИ ПОРОД:

Давл. испытания на приемистость:
 (A) 7,7 МПа
 Плотность бур. р-ра при испытании:
 (B) 1,25 г/см³
 Макс. допустимая плотность бур. р-ра:
 (A) x 10³ = (C) _____ г/см³
 (B) + _____ = (C) _____ г/см³
 Верт. гл. баш. x 9,81
 Начальное Макс. P_{дон} на устье в КП:
 ((C) - Плотн. бур. р-ра.) x Верт. гл. баш. x 9,81 x 10⁻³
 = _____ МПа

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НАСОСА

Насос 1	Насос 2
_____ х / мин	_____ х / мин
19,08 л/ход	19,08 л/ход
_____ л/сек	_____ л/сек
СКОРОСТЬ ПРОКАЧКИ**	ДАВЛЕНИЕ ПРОКАЧКИ, МПа
Насос 1	Насос 2
30 х/мин	4,31
_____ х/мин	_____

ЭЛЕМЕНТЫ БУР. КОЛОН.	ДЛИНА м	УДОБЕЖ. л/м	ОБЪЕМ л
БТ (верт. уч-к)	914,4	х 9,13	= 8347
БТ (уч-к набора)	883,9	х 9,13	= 8069
БТ (накл. уч-к)	1743,5	х 9,13	= 15915
Толстостен. БТ	54,9	х 4,54	= 250
УБТ	45,7	х 3,32	= 146
ОБЪЕМ БУР. КОЛОННЫ	(D)	32727	
УБТ-Откр. Ствол	45,7	х 16,85	= 771
СБТ-Толстостен.	1706,9	х 23,94	= 40867
БТ-Откр. Ствол			
ОБЪЕМ ОТКР. СТВОЛА	(F)	41638	
БТ-ОБС. КОЛОННА	1890	х 26,86	(G) 50760
ОБЩИЙ ОБЪЕМ ЗАТР. ПР-ВА	(F+G)=(H)	92398	
ОБЩИЙ ОБЪЕМ СКВ.	(D+H)=(I)	124125	
АКТИВНЫЙ ОБЪЕМ НА ПОВ-ТИ	(J)		
ОБЩИЙ АКТИВНЫЙ ОБЪЕМ	(I+J)		

ДАННЫЕ ПО СКВАЖИНЕ:

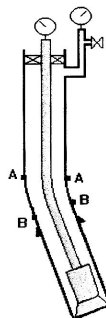
Буровой раствор:
 Плотность, P_{бф}: 1,31 г/см³ (кг/лм³, кг/л)
 Градиент: 0,128 МПа/10м
 Точка нач. набора зен. угла (A)
 Глуб. по стволу 914,4 м
 Верт. глубина 914,4 м
 Точка нач. прямолин. уч-ка (B)
 Глуб. по стволу 1798 м
 Верт. глубина 1539 м

Башмак Обс. колонны:

Диаметр 244,5 мм
 Глуб. по стволу 1890 м
 Верт. глубина 1555 м

Скважина:

Диаметр 216 мм
 Глуб. по стволу 3642 м
 Верт. глубина 1859 м



ХОДОВ НАСОСА, ход	ВРЕМЯ МИН
(L) 438	_____ мин
(M) 423	_____ мин
(N1) 834	_____ мин
(N2) 13	_____ мин
(N3) 8	_____ мин
1716	_____ мин

2183	_____ мин
_____	_____ мин
4843	_____ мин
6559	_____ мин
_____	_____ мин
ХОД.	_____ мин

IWCF CERTIFICATION TEST ЛИСТ ГЛУШЕНИЯ. НАЗЕМНОЕ ПВО (накл. скв.)

ДАТА: _____
 ФАМИЛИЯ: _____
 ЕДИНИЦЫ: МЕТРИЧЕСКИЕ

стр. 2 из 3

ДАННЫЕ ПО ПРОЯВЛЕНИЮ:

Давление на устье в БТ: P_{устьк} 7,7 МПа
 Давление на устье в КП: P_{у.кп} 7,7 МПа
 Приток: _____ м³

ПЛОТНОСТЬ БУРОВОГО РАСТВОРА ГЛУШЕНИЯ P _{р.глуш}	ПЛОТНОСТЬ СТАРОГО БУР. РАСТВОРА + $\frac{P_{\text{устьк}} \times 10^3}{H_{\text{сж}} \times 9,81}$ _____ x 10 ³ = _____ г/см ³ _____ x 9,81
НАЧАЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ ЦИРКУЛЯЦИИ P _{нач}	ДАВЛЕНИЕ ПРОКАЧКИ + P _{устьк} = _____ МПа
КОНЕЧНОЕ ДАВЛЕНИЕ ЦИРКУЛЯЦИИ P _{кон}	ПЛОТНОСТЬ БУР. Р-РА ГЛУШЕНИЯ x ДАВЛЕНИЕ ПРОКАЧКИ ПЛОТНОСТЬ СТАРОГО БУР. Р-РА _____ x _____ = _____ МПа
ДАВЛЕНИЕ ПРОКАЧКИ В НАЧАЛЕ ИНТЕРВАЛА НАБОРА ЗЕНИТНОГО УГЛА Δ P _A	ДАВЛЕНИЕ ПРОКАЧКИ + [(P _{кон} - ДАВЛЕНИЕ ПРОКАЧКИ) x $\frac{L_A}{L_{\text{сж}}}$] _____ + [(_____ - _____) x _____] = _____ МПа
ОСТАТОЧНОЕ ДАВЛЕНИЕ НА УСТЬЕ В БТ. ПРИ ДОСТИЖЕН. УТЯЖ Р-РОМ НАЧАЛА ИНТ-ЛА НАБОРА ЗЕН. УГЛА P _{ост1}	P _{устьк} - [(P _{р.глуш} - P _{бф}) x 0,00981 x H _A] _____ - [(_____ - _____) x 0,00981 x _____] = _____ МПа
ДАВЛЕНИЕ ЦИРКУЛЯЦИИ В НАЧАЛЕ НАБОРА ЗЕН. УГЛА P _{цирк1}	Δ P _A + P _{ост1} = _____ + _____ = _____ МПа
ДАВЛЕНИЕ ПРОКАЧКИ В КОНЦЕ ИНТЕРВАЛА НАБОРА ЗЕНИТНОГО УГЛА Δ P _B	ДАВЛЕНИЕ ПРОКАЧКИ + [(P _{кон} - ДАВЛЕНИЕ ПРОКАЧКИ) x $\frac{L_B}{L_{\text{сж}}}$] _____ + [(_____ - _____) x _____] = _____ МПа
ОСТАТОЧНОЕ ДАВЛЕНИЕ НА УСТЬЕ В БТ. ПРИ ДОСТИЖЕН. УТЯЖ Р-РОМ КОНЦА ИНТ-ЛА НАБОРА ЗЕН. УГЛА P _{ост2}	P _{устьк} - [(P _{р.глуш} - P _{бф}) x 0,00981 x H _B] _____ - [(_____ - _____) x 0,00981 x _____] = _____ МПа
ДАВЛЕНИЕ ЦИРКУЛЯЦИИ В КОНЦЕ НАБОРА ЗЕН. УГЛА P _{цирк2}	Δ P _B + P _{ост2} = _____ + _____ = _____ МПа
(O) = P _{нач} - P _{цирк1}	
(R) = P _{цирк1} - P _{цирк2}	
(T) = P _{цирк2} - P _{кон}	
(O) x 100 = _____ x 100 = _____ (L)	
(R) x 100 = _____ x 100 = _____ (M)	
(T) x 100 = _____ x 100 = _____ (N1+N2+N3)	

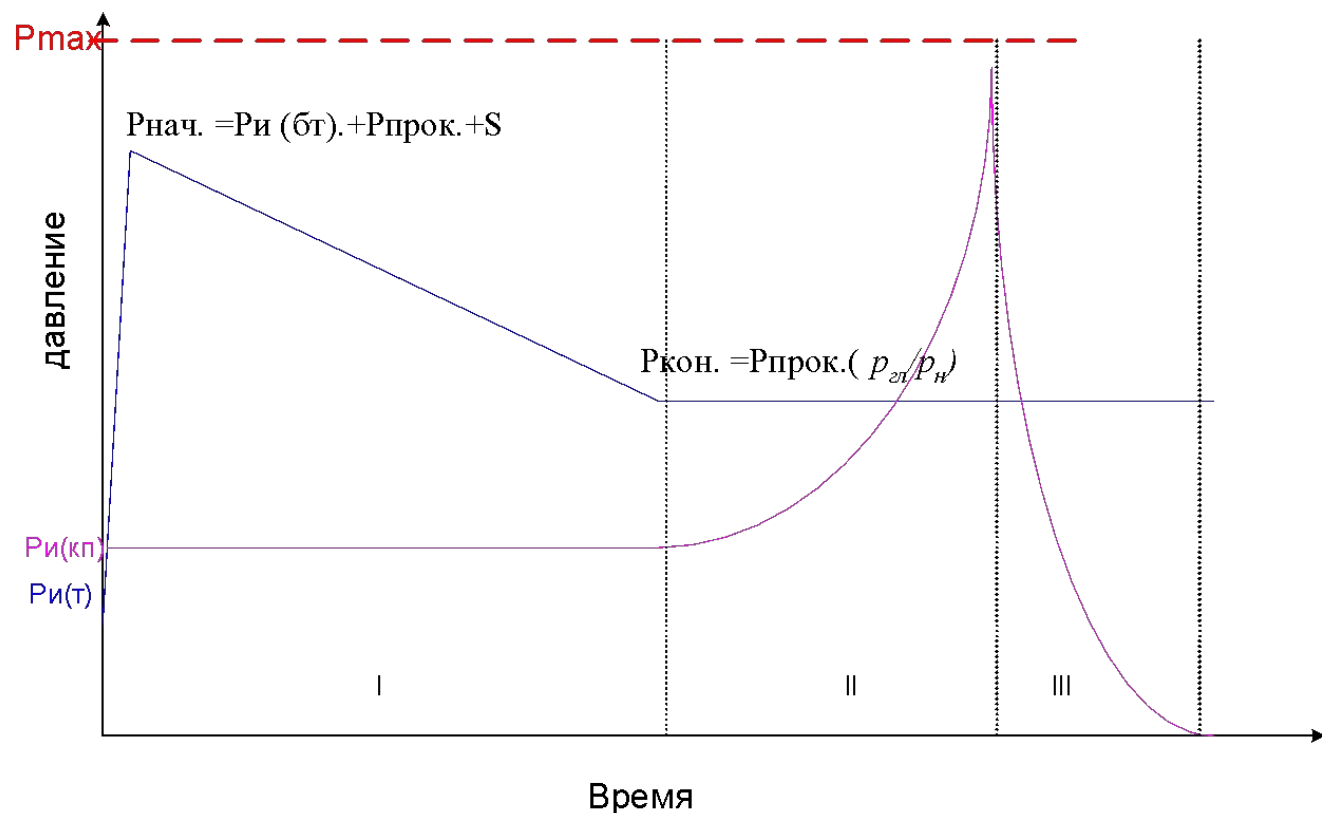
8.2. Ликвидация НГВП способом непрерывного глушения

При этом способе скважину начинают глушить сразу после ее закрытия при непрерывном утяжелении бурового раствора, т.е совмещают процесс вымыва пластового флюида с повышением плотности бурового раствора до значения, необходимого для ликвидации притока из пласта. Обычно проявление ликвидируется в течение нескольких циклов циркуляции.

Если буровой раствор утяжеляют в течение нескольких циклов циркуляции, то его плотность повышают ступенями. Плотность подаваемого в скважину раствора поддерживают постоянной до появления раствора с такой же плотностью на устье скважины. Затем снова начинают увеличивать плотность раствора.

Давление в бурильных трубах и кольцевом пространстве регулируется в соответствии с построенным графиком его изменения

Диаграмма давлений на устье в бурильных трубах и кольцевом пространстве скважины при ликвидации НГВП способом «непрерывного глушения скважины»



I - заполнение бурильных труб жидкостью глушения;
II, III – вымывание газа и заполнение кольцевого пространства скважины жидкостью глушения

Порядок выполнения работы

- ▶ 1. Перед вскрытием пластов с АВПД определить гидродинамические сопротивления (ΔP прок) в циркуляционной системе (давление прокачки) при рабочем режиме промывки и при уменьшенной вдвое подаче буровых насосов.
- ▶ 2. При обнаружении НГВП закрыть скважину для стабилизации давления.
- ▶ 3. Записать максимальные установившиеся значения давлений в бурильной колонне ($P_{и.бт}$) и обсадной колонне ($P_{и.кп}$).
- ▶ 4. Определить по уровнемеру в приемной емкости объем проявления.
- ▶ 5. Определить вид поступившего в скважину флюида.
- ▶ 6. Заполнить рабочую карту глушения скважины

- ▶ 7. . Открыть отводы превентора через штуцер на дегазатор или сепаратор. Одновременно включить насосы. Выбрать уменьшенную производительность насосов, записать число двойных ходов, в этот момент давление в кольцевом пространстве должно превышать давление до начала циркуляции на 0,5 – 1,0 МПа. Далее отрегулировать степень открытия дросселя так, чтобы давление в буровой колонне соответствовало расчетному значению давления начала циркуляции (P_n). Поддерживать циркуляцию с постоянной производительностью и давлением в буровых трубах.
- ▶ 8. Начать утяжеление бурового раствора

- ▶ 9. По мере утяжеления и закачивания бурового раствора в бурильные трубы строить график снижения давления нагнетания от значения P_n до значения P_k (участок I). Регулярно следить за повышением плотности бурового раствора. Своевременно снижать давление нагнетания.
- ▶ 10. После заполнения бурильных труб утяжеленным раствором продолжить циркуляцию раствора с постоянным давлением P_k в бурильных трубах при постоянной производительности насосов и плотности раствора ρ_k до полного удаления газа из скважины (участок II, III)..
- ▶ 11. После того как из скважины начнет выходить утяжеленный буровой раствор, остановить насосы и проверить, нет ли перетока бурового раствора из скважины ($P_{и.кп} = 0$). Если перетока раствора нет, то открыть превентор и промыть скважину с полной подачей насосов и выравниванием плотности бурового раствора. Если имеется переток, то вновь закрыть скважину и проверить, не увеличивается ли давление в бурильной колонне или в кольцевом пространстве.

- ▶ **Преимущества этого способа** – отсутствие периода простоя скважины под давлением, низкие давления в обсадной колонне при глушении.
- ▶ **Недостаток способа** – сложность процесса регулирования давления в скважине, обусловленная изменением плотности бурового раствора во время циркуляции.