

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению практических занятий
по дисциплине «Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых
скважин»
для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

Ставрополь 2026 г.

СОДЕРЖАНИЕ

	Предисловие	
1	Практическое занятие №1 Оперативная оценка порового давления по данным d-экспоненты.	8
2	Практическое занятие №2 Оценка раскрытия каналов фильтрации промывочной жидкости по фракционному составу шлама	17
3	Практическое занятие №3 Гидродинамические исследования ствола скважины для определения зоны поглощения промывочной жидкости	22
4	Практическое занятие №4 Способы определения глубин прихвата бурильной колонны.	30
5	Практическое занятие №5 Расчет установки ванны.	35
6	Практическое занятие №6 Определение вида поступившего в скважину флюида	39
7	Практическое занятие №7 Определение давления в скважине, заполненной газированной жидкостью	42
8	Практическое занятие №8 Технические средства для предупреждения развития и ликвидации газонефтеводопроявлений	46
9	Практическое занятие №9 Контрольно-измерительные и регистрирующие приборы и устройства для фиксирования возникновения ГНВП	56
10	Практическое занятие №10 Профилактика ГНВП и его перехода в открытое фонтанирование	61
11	Практическое занятие №11 Обнаружение ГНВП и первоочередные действия персонала при его возникновении	69
12	Практическое занятие №12 Проектирование инженерно-технологических решений по предупреждению возможных ГНВП	90
13	Практическое занятие №13 Инженерно-аналитические расчеты для управления скважиной при ликвидации ГНВП стандартными методами	98
14	Практическое занятие №14 Расчеты для обеспечения реализации ликвидации ГНВП методом уравновешенного пластового давления	105
15	Практическое занятие №15	113

	Расчеты для обеспечения реализации ликвидации ГНВП методом «ожидания и утяжеления» и непрерывным методом.	
16	Практическое занятие №16 Расчеты для обеспечения реализации ликвидации ГНВП объемным методом.	124
17	Практическое занятие №17 Изучение ловильного и вспомогательного инструмента для ликвидации аварии и технологии их использования.	133
	Список литературы	136

Предисловие

Дисциплина «Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин» является одной из основных в структуре подготовки дипломированного специалиста по специальности 21.05.06 Нефтегазовые техника и технологии.

Цель дисциплины состоит в изучении методов управления технологическими процессами бурения скважины в осложненных горно-геологических условиях.

В результате изучения дисциплины будущий специалист должен приобрести знания, позволяющие ему грамотно владеть практическими навыками по выполнению технологических операций управления давлением в скважине при ликвидации осложнений и аварий в процессе бурения скважины, выполнять мероприятия по предотвращению осложнений и аварий.

Основой для изучения дисциплины " Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин " являются следующие дисциплины: математика, химия, физика, теоретическая и прикладная механика, основы нефтегазового дела, технология бурения нефтяных и газовых скважин, буровое оборудование, буровые промывочные и тампонажные растворы.

Знания, полученные при изучении данной дисциплины необходимы для успешного освоения следующих дисциплин: заканчивание скважин, охрана и организация труда на объектах нефтегазового производства, выполнение ВКР.

Компетенции обучающегося, формируемые в результате:

- Способность выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности (ПК-3);

Практическое занятие 1

Оперативная оценка порового давления по данным d -экспоненты.

Цель: изучить метод оценки порового давления по данным d -экспоненты.

Организационная форма занятия: традиционная

Вопросы для обсуждения

1. Какие методы оценки зон с АВПД вы знаете?
2. Сущность методики ВНИИ нефтепромысловой геофизики.
3. Когда можно применять методику Б.Л. Александрова (СКБТ ПГ).
4. Что учитывает методика Б.Л. Александрова?

Методические рекомендации

Очень важно предсказать местоположение аномально высокого давления, чтобы принять меры, обеспечивающие нормальный процесс бурения во избежание газонефтеводопроявления. На рисунке 1.1 приведены основные методы оценки АВПД.

В интервалах аномально высокого давления непроницаемые породы (чаще всего глинистые) сохраняются относительно неуплотненными, содержат аномально высокое количество воды и обладают повышенной пористостью. Это приводит к аномально высокой проводимости таких пород, повышению времени распространения волн в них и заметному снижению их плотности.

Такие свойства непроницаемых пород дают возможность выявлять местоположение зоны с аномально высоким давлением при помощи геофизических исследований разрезов скважин: кривых проводимости (сопротивления), акустического каротажа и определения плотности непроницаемых пород.

На основании построения графиков изменения (сопротивления) проводимости глин с глубиной, скорости распространения упругих волн в них и плотности устанавливается так называемая линия нормального уплотнения. Отклонение в линии указывает на наличие зоны аномальных давлений.

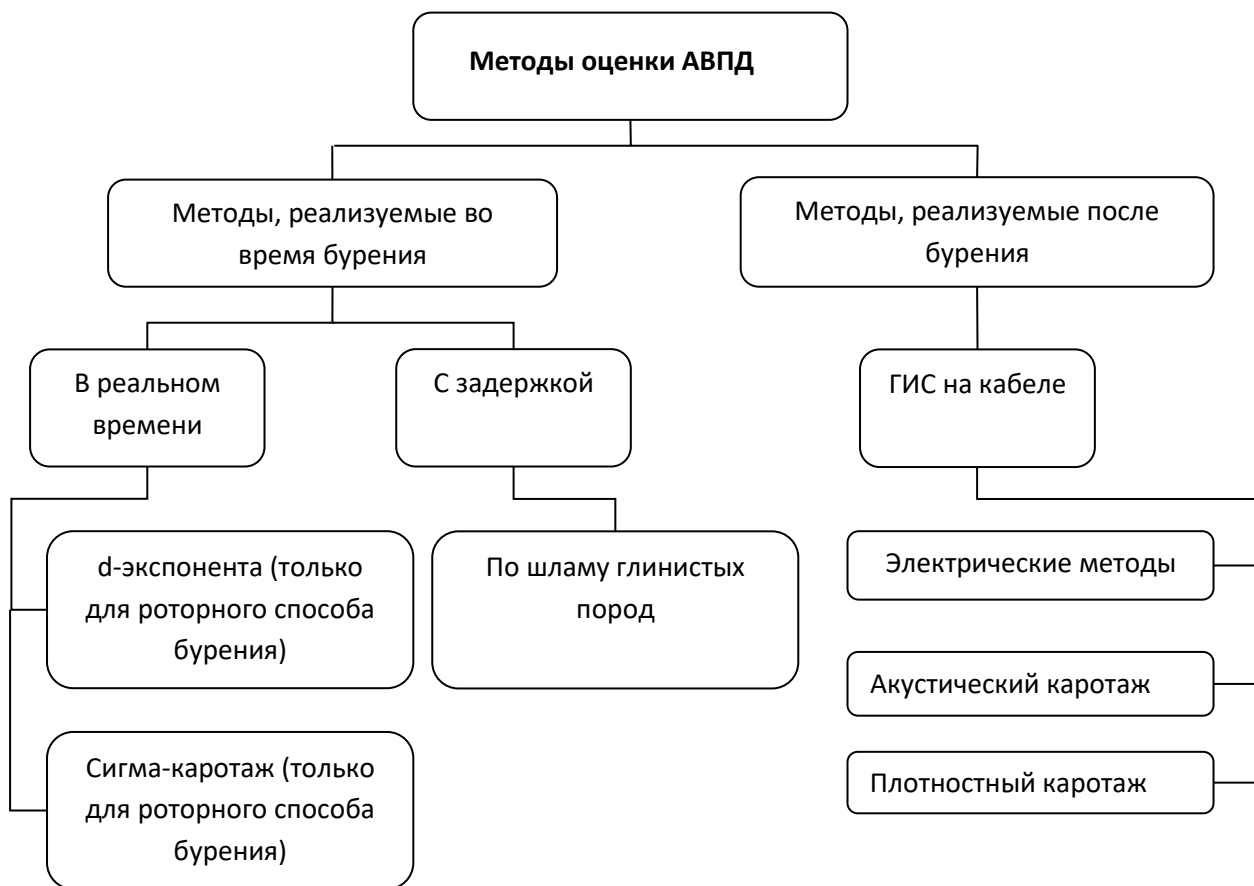


Рис. 1.1-Основные методы оценки зон с АВПД

Определение порового давления с использованием d_s -экспоненты по методике ВНИИ нефтепромысловой геофизики

При наличии в разрезе толщи глин под аномально-высоким поровым давлением оператор за 50-100 м до предполагаемой глубины ее залегания начинает расчет нормализованной скорости проходки d -экспоненты по формуле:

$$d = \frac{\lg \frac{v}{18,3 \cdot n}}{\lg \frac{0,673 \cdot G}{D}} \quad (1.1)$$

где D - диаметр долота, м;

v -механическая скорость бурения, м/ч;

n – частота вращения долота, об/мин;

G – нагрузка на долото, т.

Далее оператор рассчитывает исправленную d_s -экспоненту по формуле:

$$d_s = d \cdot \frac{\text{grad}P_{\text{пл.н}}}{\gamma_{\text{экв}}} \quad (1.2)$$

где $\text{grad}P_{\text{пл.н}}$ - градиент нормального пластового давления, г/см';

$\gamma_{\text{экв}}$ - эквивалентная плотность бурового раствора с учетом потерь давления в кольцевом пространстве скважины (г/см³), которую определяют по формуле:

$$\gamma_{\text{экв}} = \gamma + \frac{\Delta P_{\text{кп}}}{0,0098 \cdot H} \quad (1.3)$$

где $\Delta P_{\text{кп}}$ - потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

H - глубина, для которой произведен расчет d_s -экспоненты, м.

Вычисленные значения d_s -экспоненты наносят на график (рис. 1.2).

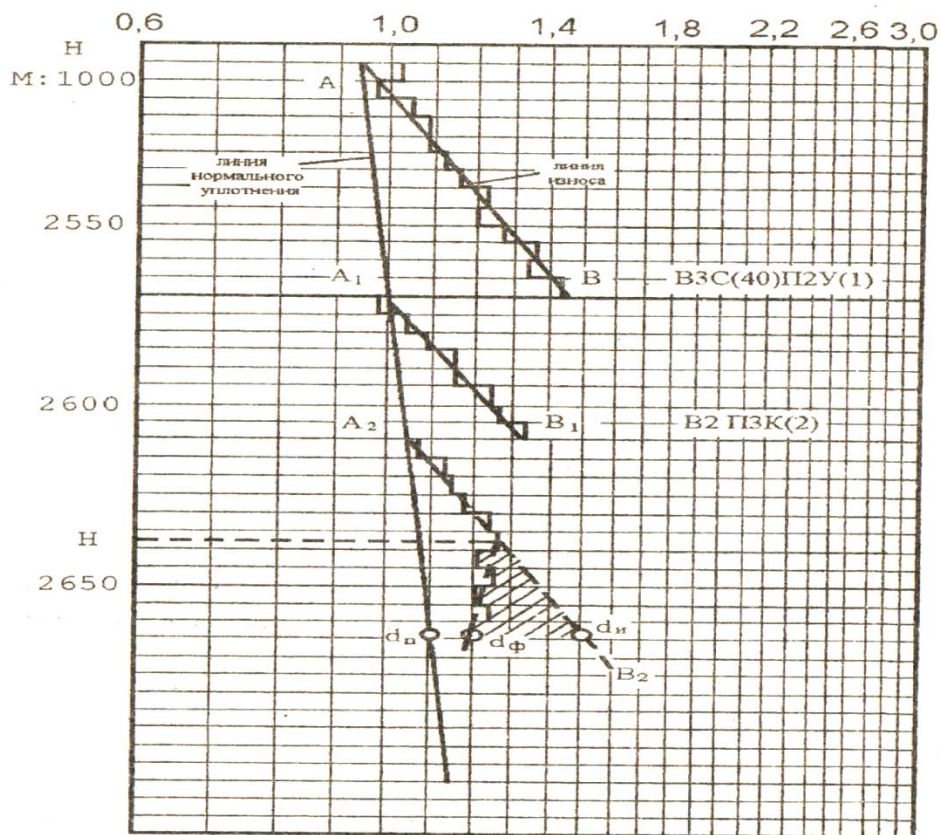


Рис. 1.2 – График построения линии уплотнения

На величину d_s -экспоненты значительное влияние оказывает износ долота, особенно лопастных и шарошечных с фрезерованным зубом. Учет износа

можно производить двумя способами: упрощенно путем графических построений и более точно - вычислительным методом с помощью модели износа.

При отсутствии вычислительной техники или невозможности набрать статистический материал износ долота учитывается упрощенно по следующей методике.

В пределах каждого долбления фактические значения d_s -экспоненты аппроксимируются линиями АВ, A_1B_1 , A_2B_2 и так далее (рис. 1.2), называемыми линиями износа долота. При этой аппроксимации следует исключать точки в начале долбления, относящиеся к приработке долота, а также в конце долбления, где имеются подклинки опор долота.

За 10-20 м до вхождения в предполагаемую зону АВПД проводится линия нормального уплотнения A_1A_2 . Эта линия представляет собой прямую, которая аппроксимирует точки пересечения линий износа с горизонтальными линиями, относящимися к началу долбления. Наклон линии нормального уплотнения к вертикали характеризует темп уплотнения глинистых пород с глубиной в рассматриваемом геологическом разрезе. Линия уплотнения интерполируется в зону больших глубин.

Углы отклонения линий АВ и A_1B_1 , от линии нормального уплотнения называются углами износа. Для долот одного типоразмера, равных гидравлических мощностей и одинаковых промывочных систем, угол износа будет одинаковым, то есть линии износа будут параллельными.

Для долота с твердосплавным вооружением и алмазных долот линии износа большей частью будут совпадать с линией нормального уплотнения до тех пор, пока износ долота станет настолько значительным, что это повлияет на эффективность разрушения забоя.

Вычислительный способ износа основан на модели износа Галле и Вудса.

С учетом этого формула d_s -экспоненты имеет вид:

$$d_s = \frac{\lg \frac{\alpha^P \cdot v}{18,3 \cdot n}}{\lg \frac{0,673 \cdot G}{D}} \cdot \frac{\text{gradP}_{\text{пл.н}}}{\gamma_{\text{экс}}} \quad (1.4)$$

где α - функция проходки (или времени бурения) и износа долота;

p - показатель степени, определяемый типом долота (табл. 3).

$$\alpha = 0,93 \cdot z^2 + 6 \cdot z + 1 \quad (1.5)$$

где z - текущий износ долота в дробных единицах.

В работе [5] предлагается величину z определять по формуле:

$$z = z_0 \frac{t}{t_0} \quad (1.6)$$

где z_0 - степень износа предыдущего долота, доли единицы;

t - время работы используемого долота, час;

t_0 — общее время работы долота, час.

В работе [6] предлагается величину z определять по формуле:

$$z = z_0 \left(\frac{H-H_1}{L} \right) \quad (1.7)$$

где H_1 - первоначальная глубина спуска долота, м;

L - проходка на предыдущее долото, м.

Фактическое значение величины z_0 определяют по формуле:

$$z = 1 - \frac{B_\phi}{B_n} \quad (1.8)$$

Таблица 1.1 - Значения показателя степени p в модели износа долота Галле и Вудса.

Тип долота	Группа твердости пород	Показатель p
Фрезерованные	М,МС	0,6
	С, СТ	0,5
	Т	0,4
Штыревые	МЗ	0,3
	СЗ	0,2
	ТЗ, ТКЗ	0,1
	К,ОК	0-0,01
Алмазные		0-0,01

где B_ϕ и B_n - соответственно проекции высот изношенных зубцов и новых зубцов на биссектрису угла между соседними зубцами периферийных венцов предыдущего долота, мм.

Значения величин B_n для некоторых типоразмеров трехшарошечных долот представлены в табл. 1.2.

Таблица 1.2 - Значения величин B_n для некоторых типоразмеров трехшарошечных долот

Диаметр долота, мм	Величина B_n для долот с различным типом вооружения, мм				
	М	МС	С	СТ	Т
140,0	-	-	7	-	5
151,0	-	-	10		7
190,5	13	13	13	11	11
215,9	13	13	13	11	11
244,5	16	15	15	-	14
269,9	18	17	17	15	14
295,3	19	18	18	14	14
393,7	24	-	22	-	14

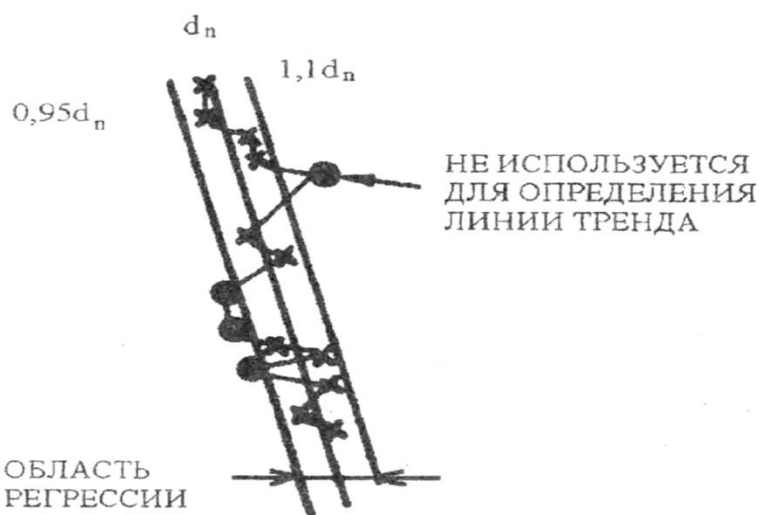
Линия нормального уплотнения пород (тренд) может быть представлена в виде уравнения прямой линии:

$$\log d_n = a \cdot H + b \quad (1.9)$$

где d_n - d-экспонента по линии нормального уплотнения;

a, b- коэффициенты линейной регрессии.

Тренд может быть построен вручную путем графической аппроксимации, либо вычислительным способом. В последнем случае расчет a и b производится методом наименьших квадратов. Коэффициенты уточняются с получением каждого нового значения d_n . Для исключения аномальных отклонений от тренда, не связанных с поровым давлением, слева и справа от него устанавливаются границы нормальных отклонений (как правило, в пределах 5-10 % от d_n). Случайные точки, попавшие в эти пределы, в расчетах не используются (рис. 1.3).

Рис. 1.3 – Определение линии нормального уплотнения по d_n -экспоненте

При определении линии тренда с использованием вычислительной техники должно быть использовано не менее 25 пар значений, прежде чем коэффициенты a и b можно считать верными.

При подходе к предполагаемой зоне АВПД линия тренда экстраполируется в зону больших глубин. То же касается линии нормального износа при графическом учете износа. Стабильное отклонение фактических значений d -экспоненты от линии нормального уплотнения или нормального износа означает начало переходной зоны. Аномальное пластовое давление определяется по соотношению фактических значений d -экспоненты и d -экспоненты по линии нормального тренда на данной глубине.

Расчет градиента пластового давления (г/см^3) производится по формуле:

$$\text{grad}P_{\text{пл}} = \text{grad}P_{\text{г}} - (\text{grad}P_{\text{г}} - \text{grad}P_{\text{пл.н}}) \cdot \left(\frac{d_s}{d_n}\right)^{1,2} \quad (1.10)$$

где $\text{grad}P_{\text{г}}$ - градиент горного давления, г/см^3 .

В формуле (1.10) при графическом учете износа в качестве d_n используются значения d -экспоненты по линии нормального износа d_n . Если же износ учтен в формуле (1.3), то за d_n принимается значение по линии тренда.

Определение порового давления с использованием d_p -экспоненты по методике Б.Л. Александрова (СКБТ ПГ)

Методика может быть использована в однородных толщах глин, когда буровой раствор не переутяжелен. В последнем случае признаки АВПД могут не проявляться. Методика апробирована при бурении скважин в Восточном Предкавказье, Поволжье и Казахстане.

Методика учитывает изменение прочности однородной толщи глин с глубиной только за счет их уплотнения. При вскрытии скважиной массива происходит нарушение естественного залегания горных пород в результате перераспределения напряжений, действующих со стороны массива и скважины. В этих условиях изменение прочности разбуриваемых пород дополнительно ха-

характеризуется перепадом Δp горного давления в массиве над забойным в скважине.

Для расчета величины d -экспоненты, учитывающей изменение перепада давления Δp по разрезу, используют формулу:

$$d_p = \frac{\lg \frac{10^5 \cdot \nu}{n \cdot (\gamma_{п.ср} - \gamma_c) \cdot H}}{\lg \frac{0,673 \cdot G}{D}} \quad (1.11)$$

где $\gamma_{п.ср}$ - средневзвешенная плотность горных пород по разрезу, кг/м³;

γ_c - плотность бурового раствора в скважине, кг/м³;

H – текущая глубина, для которой определено значение d_p -экспоненты, м.

Интервал усреднения режимных параметров в зависимости от механической скорости бурения принимают в пределах 10-50 м. Для учета износа долота последние метры каждого долбления исключают из рассмотрения. Линию нормального уплотнения проводят через точки фактической кривой $d_p=f(H)$, построенной при нормальном поровом давлении.

Поровое давление (Па) в пластах с АВПД рассчитывают по формуле:

$$p_a = 10 \cdot \gamma_{п.ср} \cdot H - (10\gamma_{п.ср}^3 - \eta_n)H_{\text{э}} \quad (1.12)$$

где $\gamma_{п.ср}^3$ - средневзвешенная плотность пород до эквивалентной глубины, кг/м³;

η_n – градиент давления флюида в интервале нормального уплотнения, который рекомендуется принимать равным градиенту пластового давления в пластах-коллекторах этой толщи, где давление обычно известно, или оценивать, исходя из вероятной минерализации порового флюида по разрезу, Па/м;

$H_{\text{э}}$ – эквивалентная глубина (м), определяемая по формуле:

$$H_{\text{э}} = \frac{d_{\text{п}}}{d_n} \cdot H \quad (1.13)$$

где d_n - значение d_r -экспоненты по линии нормального уплотнения для глубины H .

Задания для работы на занятии

Студенту необходимо ознакомиться с основными методиками определения порового давления с использованием d -экспоненты

Практическое занятие 2

Оценка раскрытия каналов фильтрации промывочной жидкости по фракционному составу шлама

Цель: определение размеров каналов поглощающего пласта по анализу фракционного состава шлама, выносимого из скважины при бурении до и во время поглощения.

Организационная форма занятия: решение проблемных задач.

Вопросы для обсуждения

1. Какие основные факторы и причины поглощений?
2. Какие основные задачи исследования поглощающих пластов?
3. Какие основные методы оценки и прогнозирования зон поглощений промывочной жидкости?
4. На каком предположении основывается методика оценки размеров каналов поглощения бурового раствора?

Методические рекомендации

Изучение зон поглощений проводится по проектным, фактическим материалам и, по возможности, с учетом всех видов информации, получаемой при бурении скважин: геологической, гидрогеологической, геофизической, буровой (по приборам и личным наблюдениям бурильщика), а также с помощью специальных исследований в скважине, выполняемых силами буровой бригады — оперативный вид и проводимых геофизическими или гидрогеологическими отрядами — специальный.

Оперативный контроль включает наблюдения и оперативные исследования.

Наблюдения ведутся по имеющейся на буровой наземной контрольно-измерительной аппаратуре, включая КУРС-411, КУРС-613 и др., за изменением статического уровня в скважине и объема промывочной жидкости в отстойнике (циркуляционной системе) с помощью различных уровнемеров; количеством промывочной жидкости, входящей и выходящей из скважины, с помощью

расходомеров; изменением давления на насосе; выходом керна и степенью его трещиноватости; процессом углубления скважины по специальной аппаратуре (самопишущим ваттметром, различными анализаторами ситуаций).

Оперативные исследования в скважине включают различные методы оценки поглощающего пласта с помощью определителя зон поглощений промывочной жидкости (например, сигнализатор поглощения раствора); различных пакерных устройств; по изменению приращения механической скорости бурения в зоне поглощений; по шламу и т. д.

Оценка размеров каналов поглощения бурового раствора выполняется по фракционному составу шлама в соответствии с методикой ВолгоградНИПИнефть. Методика основывается на предположении, что размеры каналов поглощения пропорциональны, размерам частиц шлама, которые уносятся в пласт.

Предполагается, что в каналы поглощения попадают частицы шлама, диаметр которых в 2-3 раза меньше поперечных размеров каналов.

Для оценки размеров частиц поглощаемого шлама необходимо отобрать 2-3 пробы шлама до вскрытия поглощающего пласта, во время его бурения и после поглощения. Отбор шлама производится в середине рейса. При отборе каждой пробы ситовый шлагоотборник 5-10 раз устанавливают в желобе непосредственно около устья скважины. Через 30 с шлагоотборник извлекается. Пробу шлама промывают, просушивают и взвешивают. При отборе проб необходима корректировка их привязки к глубине с учетом времени транспорта шлама от забоя к устью. Из каждой подготовленной пробы делают навески по 1 кг. Отобранный шлам подвергают ситовому анализу на установке, состоящей из набора сит с размерами отверстий 10, 7, 5, 3, 2, 1 и 0,5 мм. Каждая навеска просеивается через набор сит в течение 3 минут. Сравнивают результаты анализа шлама, отобранного до вскрытия зоны поглощения, во время поглощения и после поглощения. Цель сравнения - определение размера фракции, содержание которой уменьшилось на максимальную величину. По этим данным ориентировочно определяет размеры

каналов поглощающего пласта. Учитывается, что если поглощающий канал представлен коллектором трещиноватого типа, то диаметр частиц поглощаемого шлама ориентировочно в 2 раза меньше размера трещин. В остальных случаях соотношение размеров частиц шлама и канала принимается равным 1/3.

В случае полной потери шлама в поглощающих каналах размер их засчитывается по величине ячеек сита, через который проходит 90% пробы шлама, отбираемого до вскрытия поглощающего пласта.

Данные по ситовому анализу шлама сводятся в таблицу, форма которой приведена в примере. По этим данным определяется среднее значение для каждой фракции.

Пример. Определение размеров каналов поглощения проводилось на скв. 59 Валанжинской площади. Были отобраны три пробы шлама: до поглощения с глубины 2100 - 2106 м, во время поглощения с глубины 2106 - 2108 м и после проведения изоляционных работ с глубины 2220 - 2240 м.

После проведения лабораторных исследований и определения средних значений для каждой фракции шлама, результаты ситового анализа шлама приведены в таблице 2.1 и построен график изменения процентного соотношения в зависимости от размера частиц (рис. 2.1).

Таблица 2.1 - Результаты ситового анализа шлама

Время отбора	Среднее значение фракций, %							
	0,25	0,5	1	2	3	5	7	10
До поглощения	27,35	8,85	13,17	15,15	15,15	6,50	6,15	5,00
Во время поглощения	5,15	3,43	5,22	7,34	11,60	6,97	9,47	5,5
После поглощения	32,75	8,82	13,15	14,75	10,95	5,95	4,50	2,50

Видно, что пробы, отобранные во время поглощения, состоят из фракций со средним размером 3мм и более. Таким образом, унесены в пласт частицы

шлама размером менее 3 мм. Следовательно, величина раскрытия поглощающих каналов равна $4 \div 6$ мм.

Задания для работы на занятии

Ознакомившись с учебно-методическим планом, определить размеры каналов поглощения по изучению фракционного состава шлама (табл. 2.2). Построить графики распределения фракций шлама до и после вскрытия зоны поглощения и определить размеры трещин (каналов) поглощения.

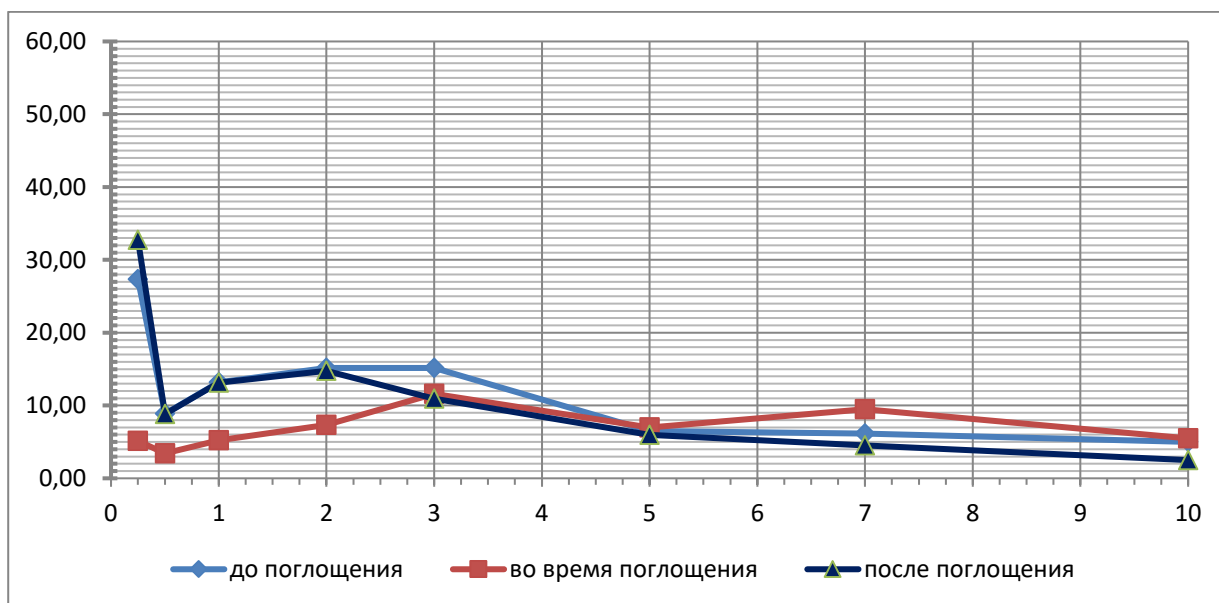


Рисунок 2.1 - Распределение фракций шлама

Таблица 2.2 – Исходные данные

Время отбора шлама	Средние значения фракций, %								Номер варианта
	0,25	0,5	1	2	3	5	7	10	
До поглощения	32,5	5	6	18	19	6	7,5	6	1
	31	9	12	15	15	8	5	5	2
	31	9	12	15	16	8	5	5	3
	6	5	4	17	22	23	9	4	4
	30	20	24	10	6	5	5	-	5
	32	6	6	17	20	6	7	6	6
	16	6	5	16	23	22	8	4	7
	30	8	12	16	15	8	6	5	8
	29	10	10	16	15	9	5	6	9
	31	6	6	17	21	7	6	6	10

	33,4	11,4	15,4	19,4	18,4	11,4	9,4	8,4	11
	28,4	6,4	10,4	14,4	13,4	6,4	4,4	3,4	12
	25,9	3,9	7,9	11,9	14,9	7,9	5,9	4,9	13
	32,2	10,2	14,2	18,2	17,2	10,2	8,2	7,2	14
	23,9	5	5,9	9,9	14,4	7,4	5,4	4,4	15
Во время поглощения	23	3	1,5	9	18,5	10	13	22	1
	26	8	10	6	16	11	11	12	2
	35	8	7	7	8	9	11	14	3
	5	4	3	14	11	13	20	22	4
	20	15	12	4	12	22	15	-	5
	10	5	5	9	20	23	18	16	6
	4	3	3	13	12	14	21	30	7
	24	8	9	6	17	12	11	13	8
	33	8	6	7	9	8	12	15	9
	10	4	4	10	21	22	19	10	10
	22,4	5,9	13,4	17,4	16,4	9,4	7,4	6,4	11
	17,4	3,4	8,4	12,4	11,4	4,4	2,4	1,4	12
	14,9	9,7	5,9	9,9	12,9	5,9	3,9	2,9	13
	21,2	4,5	12,2	16,2	15,2	8,2	6,2	5,2	14
	12,9	2	3,9	7,9	12,4	5,4	3,4	2,4	15

Практическое занятие 3

Гидродинамические исследования ствола скважины для определения зоны поглощения промывочной жидкости

Цель: изучение методов гидродинамических исследований зоны поглощения для определения интенсивности поглощения промывочной жидкости и обоснования способа его ликвидации.

Организационная форма занятия: традиционная.

Вопросы для обсуждения

1. Как изолируются зоны поглощения при бурении скважины?
2. Что включает в себя комплекс исследований для диагностики осложненности зон поглощения?
3. Методика проведения гидродинамических исследований.

Методические рекомендации

Для уменьшения затрат на борьбу с поглощением промывочной жидкости необходимо в процессе бурения постоянно контролировать состояние ствола скважины и использовать методику оперативной диагностики категории осложненности для обоснованного выбора оптимального способа изоляции. Диагностика по данным комплекса исследований позволяет предотвратить развитие осложнения путем своевременной изоляции проблемного пласта непосредственно после вскрытия бурением.

В большинстве случаев зоны поглощения успешно изолируют намывом наполнителей и цементированием. Однако если размер проницаемых каналов фильтрации в поглощающем пласте превышает размер частиц наполнителя, то изоляция такого пласта как правило осуществляется с большими затратами времени и материалов. Поэтому наиболее осложненные зоны поглощения следует изолировать профильными перекрывателями. (Инструкция по изоляции зон осложнений оборудованием локального крепления при бурении скважин. РД 153-39.0-337-04. ОАО «ТатНИПИнефть», 2003, г. Бугульма).

По мере вскрытия бурением поглощающего пласта производят комплекс исследований зон поглощения. По результатам исследований определяют способ ликвидации, в частности необходимость использования профильного перекрывателя.

Комплек исследований для диагностики осложненности зон поглощения включает:

- механический каротаж процесса бурения при первичном вскрытии пласта;
- геофизические исследования (радиоактивный каротаж, кавернометрия);
- гидродинамические исследования (ГДИ).

Гидродинамические исследования.

Фильтрационно-емкостные свойства проницаемого интервала характеризуются положением индикаторной линии пласта $P_m = f(Q)$, построенной по результатам гидродинамических исследований с помощью гидравлико-механического пакера. Пример построения индикаторной линии показан на рисунке 3.1.

Для проведения ГДИ пакер устанавливают в кровле исследуемого пласта. При наличии в этом интервале каверн или при низкой механической прочности стенок скважины установку пакера производят в вышележащих устойчивых породах. Место установки пакера уточняют по данным механического каротажа и геофизических исследований.

Нагнетание технической воды в поглощающий пласт при исследовании производят не менее чем на четырех режимах при помощи цементировочного агрегата (ЦА) или бурового насоса. При исследовании зоны поглощения цементировочным агрегатом необходимо закачать 2-5 м³ технической воды до установившегося давления по манометру, после чего приступить к нагнетанию воды соответственно на I, II, III и IV скоростях ЦА, фиксируя давление нагнетания для каждого режима. Данные, полученные в ходе исследования, и расчетные значения интенсивности поглощения Q заносят в таблицу 3.1 и строят индикаторную линию зоны поглощения (рис. 3.1).

Расчет интенсивности поглощения Q , м³/ч производят по формуле

$$Q = \frac{3600 \times V}{t}, \quad (3.1)$$

где V - объем жидкости, закачиваемый в данном режиме, м³;

t - время закачки, с.

Таблица 3.1 – Результаты исследований

Скорость ЦА	Объем закачки V , м ³	Давление P_m , МПа (кгс/см ²)	Время закачки t , с	Интенсивность поглощения Q , м ³ /ч
I	0,4			
II	0,4			
III	0,4			
$IV_{норм.}$	0,4			
$IV_{макс.}$	0,4			

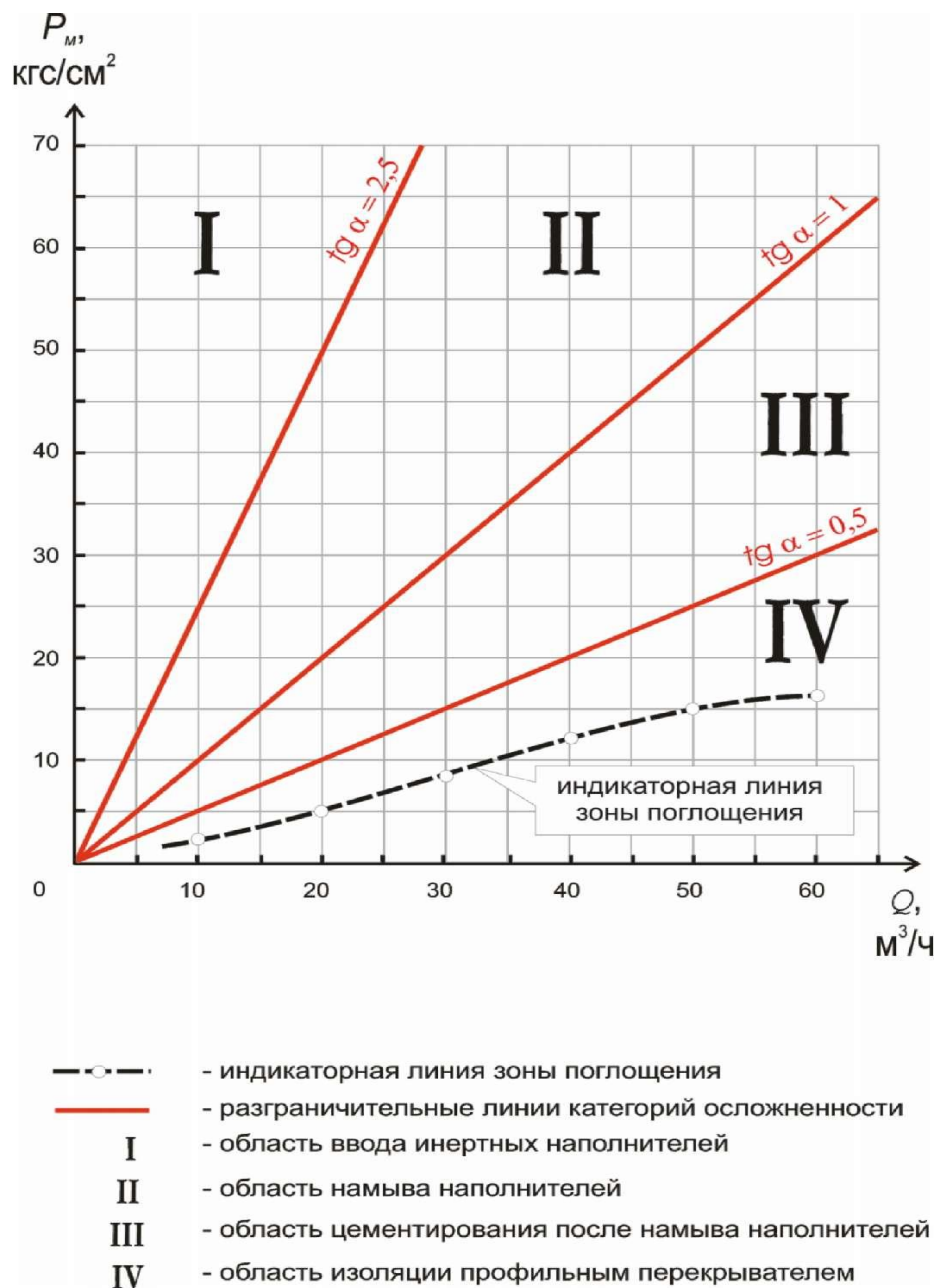


Рисунок 3.1 - Построение индикаторной линии зоны поглощения

Исследование поглощающего пласта буровым насосом допускается производить только при наличии мерной технологической емкости. Всасывающую линию бурового насоса обвязывают с мерной емкостью. На манифольде устанавливают выкид насоса с задвижкой, направленный в мерную емкость.

Исследование производят следующим образом:

Мерную емкость заполняют водой, включают буровой насос при открытой задвижке. Постепенным закрытием задвижки создают репрессию на

пласт. При постоянном давлении производят закачку жидкости в пласт в течение времени. Объем жидкости, закачиваемый в пласт, определяют в установившемся режиме по изменению уровня в мерной емкости. Результаты исследований заносят в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Результаты исследований

Давление на манометре P_m , МПа (кгс/см ²)	2 (20)	3 (30)	4 (40)	5 (50)	6 (60)
Время зачекит, мин	5	5	5	5	5
Объем закачиваемой жидкости V , м ³					
Интенсивность поглощения Q , м ³ /ч					

При исследовании буровым насосом интенсивность поглощения Q , м³/ч определяют по формуле

$$Q = \frac{60 \times V}{t}, \quad (3.2)$$

где V - объем жидкости, закачиваемый в данном режиме, м³;

t - время зачекки, мин.

По данным таблиц 3.1 или 3.2 строится индикаторная линия в координатах P_m - Q , как показано на рисунке 1.

Для исследованной зоны поглощения определяют коэффициент индикаторной линии C_{cp} , 10м³ /(ч·МПа), численно равный котангенсу угла наклона индикаторной линии к оси Q :

$$C_{cp} = \frac{Q_n - Q_1}{P_m^n - P_m^1}, \quad (3.3)$$

где Q_n, Q_1 - наибольшая и наименьшая интенсивность поглощения, м³/ч;

P_m^n, P_m^1 - давление на манометре при интенсивности поглощения соответственно Q_n , и Q_1 , МПа·10⁻¹ (кгс/см²).

Так как величина гидравлических потерь в обвязке принимается постоянной, использование коэффициента индикаторной линии C_{cp} позволяет определить характеристику зоны поглощения без учета значений пластового давления, глубины залегания зоны и гидравлических потерь в обвязке. Значение

коэффициента индикаторной линии зон, подлежащих изоляции перекрывателем $C_{cp} \geq 2,0$.

Критерии применения профильных перекрывателей для изоляции зон поглощения:

Параметр поглощающего пласта	Единицы измерения	Значение
Основные:		
Местоположение индикаторной линии в координатах $P_m - Q$	область	IV
Коэффициент индикаторной линии	$10\text{м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$	$\geq 2,0$
Вспомогательные:		
Провал бурильного инструмента	м	0,1-2
Кратность увеличения механической скорости бурения	раз	≥ 2
Потеря циркуляции	%	100
Диаметр каверн	мм	≥ 300
Суммарная толщина каверн	м	≥ 2

Задания для работы на занятии

1. По данным таблиц 3.3 или 3.4 строится индикаторная линия в координатах $P_m - Q$, как показано на рисунке 3.1. Затем для исследованной зоны поглощения определить коэффициент индикаторной линии C_{cp} , численно равный котангенсу угла наклона индикаторной линии к оси Q .

2. В зависимости от величины коэффициента индикаторной линии выбрать метод изоляции зоны поглощения промывочной жидкости.

Таблица 3.3 – Исходные данные

№ варианта	Скорость ЦА	Объем закачки V , м^3	Давление P_m , МПа ($\text{кгс}/\text{см}^2$)	Время зачекит, с
1	I	0,4	1,46	129
	II	0,4	2,92	62
	III	0,4	3,89	46
	$IV_{\text{норм}}$	0,4	5,28	33

	$IV_{\text{макс.}}$	0,4	5,92	30
2	I	0,5	0,69	186
	II	0,5	1,95	75
	III	0,5	2,43	61
	$IV_{\text{норм.}}$	0,5	2,83	53
	$IV_{\text{макс.}}$	0,5	4,24	36
3	I	0,6	0,83	220
	II	0,6	1,77	90
	III	0,6	2,13	74
	$IV_{\text{норм.}}$	0,6	2,43	64
	$IV_{\text{макс.}}$	0,6	2,93	52
4	I	0,5	1,67	185
	II	0,5	3,45	75
	III	0,5	3,91	65
	$IV_{\text{норм.}}$	0,5	4,54	55
	$IV_{\text{макс.}}$	0,5	6,08	40
5	I	0,6	0,28	250
	II	0,6	0,68	100
	III	0,6	0,85	80
	$IV_{\text{норм.}}$	0,6	0,97	70
	$IV_{\text{макс.}}$	0,6	1,35	50

Таблица 3.4 - Результаты исследований

№ варианта	Время закачки t , мин	Давление на манометре P_m , МПа (кгс/см ²)	Объем закачиваемой жидкости V , м ³
1	4	1,45	0,5
	4	1,82	0,7
	4	2,37	1,0
	4	3,3	1,5
	4	4,22	2
2	5	0,85	0,6
	5	1,25	0,9
	5	1,78	1,3
	5	2,71	2,0
	5	3,38	2,5
3	3	0,95	0,4
	3	1,8	0,8
	3	2,64	1,2
	3	3,49	1,6
	3	4,34	2,0
4	5	0,61	0,8
	5	0,8	1,0
	5	1,28	1,5
	5	2,24	2,5
	5	3,2	3,5
5	4	0,24	0,5
	4	0,71	1,5
	4	0,85	1,8
	4	0,94	2,0
	4	1,41	3,0

Практическое занятие 4

Способы определения глубин прихвата бурильной колонны

Цель: ознакомиться со способами определения глубин прихвата бурильной колонны.

Организационная форма занятия: решение проблемных задач.

Вопросы для обсуждения

1. Какие способы определения глубин прихвата бурильной колонны вы знаете?
2. Как определяется верхняя граница прихвата колонны труб?
3. Практический способ определения места прихвата бурильной колонн.

Методические рекомендации

Определяя вид прихвата и тактику его ликвидации, необходимо знать геолого-техническую ситуацию при возникновении осложнения или аварии. Ее можно оценить специальными исследованиями, которые проводят сразу же после возникновения прихвата (определение верхней границы прихвата) или до его возникновения (периодически проводимые исследования сил сопротивления и собственного веса колонны труб в скважине, конфигурации ствола скважины и др.).

Определение верхней границы прихвата инструмента по упругому удлинению его свободной части. Верхняя граница прихвата колонны труб, одномерной по наружному диаметру и толщине стенок, определяется из зависимости

$$L = 1,05 \frac{EF}{P_2 - P_1} \Delta l, \quad (4.1)$$

где L- длина свободной части колонны; E - модуль упругости металла труб (модуль Юнга); F- площадь поперечного сечения трубы; $P_2 - P_1 = P$ - разница между силами растяжения, прикладываемыми к колонне сверх ее веса; Δl - упругое удлинение колонны труб под действием силы P; 1,05 - коэффициент, учитывающий жесткость замковых соединений труб.

Удлинение колонны и растягивающие нагрузки определяют следующим образом.

К колонне труб прикладывается нагрузка P_1 которая должна превышать на пять делений показание индикатора веса, соответствующее полному весу колонны бурильных труб до прихвата (с учетом сил сопротивления). На ведущей трубе делается отметка против неподвижной плоскости стола ротора. Затем производится натяжение, превышающее первоначальное на пять делений, после чего нагрузка сразу же снижается до значения P_1 и на ведущей трубе делается вторая отметка. Разница между полученными отметками при одном и том же натяжении мертвого конца каната объясняется потерями на трение в системе талевого механизма.

Расстояние между полученными отметками делится пополам, что и является верхней отметкой для отсчета.

Затем к колонне прикладывается нагрузка P_2 , которая по индикатору веса превышает P_1 на 10-20 делений, и на ведущей трубе делается отметка. Нагрузка P_2 должна быть такой, чтобы деформации от нее в элементах бурильной колонны не превышали предела текучести. Затем делается повторная натяжка на пять делений больше P_2 , которая сразу же снижается до P_2 , после чего на ведущей трубе ставится вторая отметка. Расстояние между двумя отметками делится пополам, и полученная черта считается нижней отметкой для отсчета.

С максимальной возможной точностью измеряется расстояние между верхней и нижней отметками для отсчета, что и является искомым значением удлинения колонны Δl .

Растягивающие нагрузки P_1 и P_2 определяются по паспортным данным индикатора веса в соответствии с его показаниями.

Так как при бурении глубоких скважин обычно применяется равнопрочная комбинированная (по наружному диаметру и толщине стенок) колонна труб, использование формулы (4.1) затруднено или вообще невозможно.

Приложенная к комбинированной колонне сила P будет вызывать в каждой секции соответствующее удлинение, суммарное значение которого для всей колонны равно:

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i, \quad (4.2)$$

где n - число одноразмерных секций в колонне труб. Для многоступенчатой колонны

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i = \frac{H_1 P}{28,1 g_1} + \frac{L_2 P}{28,1 g_2} + \frac{L_3 P}{28,1 g_3} + \dots + \frac{L_n P}{28,1 g_n}, \quad (4.3)$$

где λ - суммарное удлинение колонны труб под действием силы P , см; H_1 - длина неприхваченной части труб нижней секции, м; $g_1, g_2, g_3, \dots, g_n$ - вес соответствующих одноразмерных секций труб в воздухе, кг; $L_2, L_3, \dots, L_n$ - длина соответствующих секций труб, м; P - растягивающая сила, т. Из уравнения (4.3) можно определить

$$H_1 = g_1 \left(\frac{28,1 \lambda}{P} - \frac{L_2}{g_2} - \frac{L_3}{g_3} - \dots - \frac{L_n}{g_n} \right), \quad (4.4)$$

Если в результате расчетов окажется, что H_1 принимает отрицательное значение, то верхняя граница прихвата расположена выше этой секции труб. Тогда требуется определить значение H_2 по формуле

$$H_2 = g_2 \left(\frac{28,1 \lambda}{P} - \frac{L_3}{g_3} - \dots - \frac{L_n}{g_n} \right), \quad (4.5)$$

Вычисления продолжают до получения положительного значения.

Верхняя граница прихвата многосекционной колонны труб определяется из уравнения

$$H = H_1 + \sum_{i=1}^n L_n. \quad (4.6)$$

Определение места прихвата зависит от точности измерения удлинения. Поэтому приведем описание практического способа определения места прихвата, с помощью которого получают наилучшие результаты.

1. Прихваченная колонна бурильных труб растягивается под действием силы P_1 , которая по индикатору веса должна быть на пять делений больше

нормального веса колонны в свободно подвешенном состоянии (предполагается, что вес колонны был известен перед прихватом). При этом на бурильной трубе делают отметку на уровне стола ротора.

2. Колонна растягивается с силой, которая по индикатору веса на пять делений больше предыдущей нагрузки, а затем разгружается до положения стрелки индикатора, равного предыдущему. Снова делают отметку на бурильной трубе, которая вследствие трения в талевой системе, возможно, и не будет совпадать с первой.

3. Расстояние между этими двумя отметками делят на две равные части и делают пометку на трубе, соответствующую нагрузке P_1 .

4. Прихваченная колонна снова растягивается под действием нагрузки P_2 , большей P_1 на 10—20 делений шкалы индикатора веса. Величина силы P_2 должна быть соизмерима с площадью поперечного сечения тела трубы и физико-механическими свойствами материала последних с тем, чтобы деформации, вызванные этой силой, были упругими. Полученное при этом удлинение отмечают на трубе.

Колонна снова растягивается под действием силы, на пять делений большей P_2 , затем нагрузку снимают до первоначальной величины P_2 . Новое положение также отмечают. Средняя отметка между ними представляет собой удлинение, соответствующее силе P_2 .

6. Точно измерив расстояние между верхней и нижней отметками, получают искомое удлинение неприхваченной части бурильных труб, т. е. Δl .

Задания для работы на занятии

Определить длину неприхваченной части бурильной колонны при следующих условиях. Оснастка 4х5. В скважине глубиной H , м произошел прихват 146-мм бурильных труб, имеющих толщину стенки $\delta = 9$ мм. Вес колонны бурильных труб в подвешенном состоянии перед прихватом 60 делений, вес подвешенной части талевой системы 5 делений, собственный вес колонны бурильных труб 50 делений по индикатору веса. Растягивание P_1 , P_2 ; разность удлинений бурильной колонны равна Δl взять из таблицы 4.1

Таблица 4.1 – исходные данные

Вариант	$H, м$	P_1	P_2	$\Delta l, см$
1	2500	60	70	15
2	2400	70	80	20
3	2300	50	60	17
4	2200	55	65	14
5	2600	65	75	16
6	2100	75	85	13
7	2350	45	55	15
8	2400	55	65	18
9	2550	65	75	14
10	2700	75	85	16
11	2250	60	70	13
12	2300	70	80	15
13	2200	50	60	18
14	2600	55	65	17
15	2100	65	75	16

Таблица 15.2 - Показатели индикатора веса

Показатели прибора	Усилие на один конец талевого каната, кН		Отклонение, кН	
	с верньером	без верньера	с верньером	без верньера
10	5,00	5,00	0	0
20	18,15	17,5	1,4	1,0
30	30,50	28,5	1,75	1,3
40	41,65	40,15	1,9	1,9
50	54,15	52,25	1,9	2,5
60	66,50	63,9	1,75	1,65
70	78,5	75,65	2,25	1,9
80	92,4	88,5	1,9	1,75
90	106,4	101,75	1,65	1,8
100	121,5	116,00	0	0

Практическое занятие 5

Расчет установки ванны

Цель: ознакомиться с методикой расчета установки ванны.

Организационная форма занятия: традиционная

Вопросы для обсуждения

1. Установка ванн. Дать краткое обоснование.
2. Что нужно учитывать при выборе технологии установки ванн?
3. Что предусматривает технология установки ванны?

Методические рекомендации

Наиболее простой и распространенный метод ликвидации прихвата - установка ванн, благодаря которой извлекается вся бурильная колонна. Непременное условие для осуществления этого метода - наличие циркуляции бурового раствора. В зависимости от причины прихвата применяют нефтяную, водяную или кислотную ванну. Для ликвидации прихватов колонн из алюминиевых труб ванны из плавиковой кислоты и из смеси плавиковой и соляной кислот использовать запрещается. Для ликвидации прихвата этих труб в карбонатных породах рекомендуется применять ванны из 15-20 % раствора сульфаминовой кислоты.

При выборе технологии установки ванн надо иметь в виду следующее:

1) Плотность жидкости для ванны желательно иметь равной или немного больше (для ликвидации прихвата в призабойной зоне) плотности бурового раствора.

2) Плотность, вязкость и СНС бурового раствора, находящегося в скважине, должны быть минимальными.

3) Объем жидкости для ванны должен быть равен объему скважины от долота до верхней границы прихвата плюс 50%. Следует отметить, что там, где жидкость ванны заполняла весь открытый ствол, установка ванны давала лучшие результаты. При возможности жидкость ванны должна перекрывать все пласты с проницаемыми породами. Американские исследователи рекомендуют

минимальный объем жидкости для ванны 24 м³, даже если по расчету его требуется меньше.

Технология установки ванны предусматривает следующее.

Жидкость для ванны подается в зону прихвата не вся сразу: последние 3-5 м³ жидкости, находящейся в трубах, закачиваются порциями по 1 м³ через 1 ч стояния под ванной.

Нагрузка на крюке в момент закачивания и нахождения бурильной колонны под ванной должна быть равной нагрузке до прихвата.

Время нахождения колонны под ванной не должно превышать 24 ч. Действие ванны продолжается в среднем 12 ч.

Максимально допустимые растягивающие нагрузки при расхаживании инструмента не должны превышать 80% предела текучести для соответствующего класса труб. При безрезультатности расхаживания снижается натяжка до веса колонны перед прихватом и колонна оставляется на 1 ч до очередного расхаживания. При расхаживании делается 2-3 попытки повернуть колонну труб.

Если ванна не дала положительного результата, то ее повторяют или переходят на другие способы ликвидации прихвата. При освобождении колонну осторожно расхаживают с интенсивной промывкой, удаляют жидкость ванны и поднимают колонну.

В скважинах номинального диаметра зону прихвата надо перекрывать на 100 м. Если в скважине имеются каверны, то следует увеличить количество жидкости для перекрытия места прихвата, так как возможны большие расхождения предполагаемых и истинных каверн.

При расчетах ванн разницей между диаметрами турбобура, УБТ и труб пренебрегают. Для расчета объема жидкости, необходимого для заполнения затрубного пространства, исходят из разницы между диаметрами скважины и бурильных труб.

При прихвате труб, турбобура и УБТ на забое количество агента для ванны определяется по формуле:

$$Q = 0,785 * (\kappa * D_o^2 - D_{mp}^2) * (H + h) + 0,785 * d^2 * h, \quad (5.1)$$

где κ - коэффициент кавернозности; D_o - диаметр долота, м; D_{mp} - наружный диаметр бурильных труб, м; H - высота подъема жидкого агента от забоя до верхней границы прихвата, м; h - высота подъема жидкого агента выше зоны прихвата, м; d_e - внутренний диаметр труб, м; h_j - высота подъема жидкого агента в бурильных трубах, м.

При прихвате бурильной колонны высоко над забоем жидкий агент для ванны должен находиться в зоне прихвата, ниже и выше ее не менее чем на 100 м. Количество жидкости для ванны определяют по формуле:

$$Q = 0,785 * (\kappa * D_o^2 - D_{mp}^2) * (H_i + h_j) \quad (5.2)$$

где H_i - высота прихваченного участка колонны, м; h_j - высота подъема жидкого агента выше и ниже зоны прихвата, м.

Объем продавочной жидкости определяется по формуле:

при ликвидации прихвата у забоя

$$I_{\text{и}} = 0,785 * d^2 * (L - h_i) + V_{\text{нл}} \quad (5.3)$$

при ликвидации прихвата над забоем

$$I_{\text{и}} = 0,785 * (d^2 * L + (\kappa * D_o^2 - D_{mp}^2) * h_3) + V_m \quad (5.4)$$

где L - длина бурильной колонны, м; $V_{\text{нл}}$ - объем жидкости для заполнения нагнетательной линии, м³; h_3 - высота столба продавочной жидкости в затрубном пространстве до места расположения жидкого агента для ванны.

Задания для работы на занятии

Подобрать тип ванны и рассчитать необходимый объем жидкого агента и продавочной жидкости. Исходные данные представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Исходные данные для расчета

Параметры	Номер варианта														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глубина скважины, м	2530	2650	2940	3040	3080	3110	3150	3260	3310	3390	3470	3550	3670	3790	3950

Диаметр до- лота, мм	393.7			295.3			215.9			190.5			215.9		
Диаметр труб, мм	140			140			140			114			127		
Толщина стенки труб, мм	9	10	11	9	10	11	9	10	11	9	10	11	9	10	11
Коэффициент кавернозности	1.20	1.30	1.40	1.10	1.20	1.30	1.05	1.15	1.25	1.25	1.15	1.05	1.10	1.20	1.30
Объем нагне- тательной ли- нии, м ³	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4

Практическое занятие 6

Определение вида поступившего в скважину агента

Цель: изучить метод определения вида поступившего в скважину агента.

Организационная форма занятия: традиционная.

Вопросы для обсуждения:

1. Как определить вид агента поступившего в скважину?
2. Как находится высота столба пластового агента?
3. Как определяется плотность поступившего в скважину агента?

Методические рекомендации

Приближённое определение вида поступившего в скважину пластового агента можно произвести на основе следующего расчёта (см. рис. 4.1).

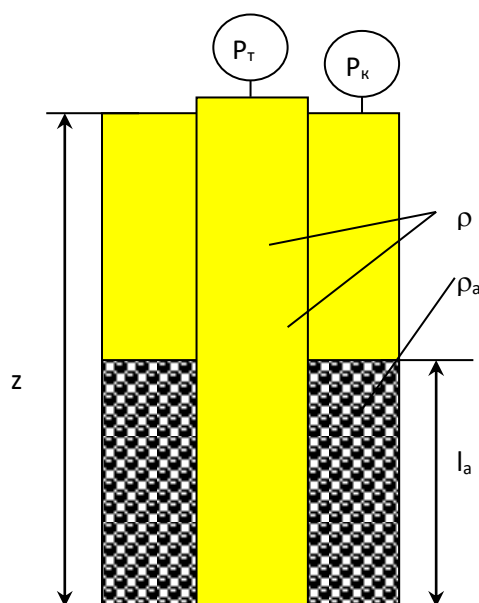


Рисунок 4.1 – Схема для определения вида пластового флюида, поступившего в скважину

Введем обозначения:

ρ_a - плотность пластового агента, кг/м³;

l_a - высота столба пластового агента (найденная по росту объема жидкости в приемной емкости и по площади поперечного сечения кольцевого пространстве), м;

P_k и P_t - давление соответственно в кольцевом пространстве и в бурильных трубах при остановленных насосах и герметизированном кольцевом пространстве, Па;

ρ - плотность бурового раствора в бурильных трубах, кг/м³;

z - глубина скважины, м.

В соответствии с рисунком можно записать

$$P_m + \rho g z = P_k + \rho g(z - l_a) + \rho_a g l_a, \quad (4.1)$$

$$\rho g z - \rho g z + \rho g l_a - \rho_a g l_a = P_k - P_m, \quad (4.2)$$

откуда

$$\rho_a = \rho - \frac{P_k - P_m}{g l_a} \quad (4.3)$$

Если окажется, что $\rho_a = 1080 \div 1200$ кг/м³, в скважину поступила вода, $\rho_a = 700 \div 900$ кг/м³, в скважину поступила нефть и $\rho_a = 12 \div 360$ кг/м³, в скважину поступил газ.

Задания для работы на занятии

Определить плотность поступившего в скважину агента. Высоту столба пачки флюида из условия что голова пачки объемом V находится выше секции УБТ. Данные для расчета взять из табл. 4.1.

Таблица 4.1 – Данные для расчета к задаче по определению плотности поступившего в скважину агента

Вариант	P_t , кг/м ²	P_k , кг/м ²	Z , м	V , м ³	D_c , мм	D_t , мм	$\rho_{бр}$, кг/м ³	$L_{убт}$, м
1	20	40	1800	2	215,9	127	1300	150
2	35	28	1800	2	215,9	127	1100	140
3	30	40	1900	1,8	215,9	127	1400	165
4	25	40	1920	2,1	215,9	127	1350	170
5	30	35	1790	1,9	215,9	127	1210	155
6	28	30	1960	2	215,9	127	1320	145

7	23	40	1890	1,9	215,9	127	1390	150
8	20	33	1860	1,8	215,9	127	1110	155
9	25	32	1830	2,1	215,9	127	1190	160
10	23	33	1940	2,1	215,9	127	1300	155
11	25	30	1990	2	215,9	127	1290	165
12	31	40	1820	1,8	215,9	127	1270	175
13	22	40	2000	1,9	215,9	127	1250	150
14	28	35	1910	2	215,9	127	1100	170
15	26	36	1810	2,1	215,9	127	1340	150

Практическое занятие 7

Определение давления в скважине, заполненной газированной жидкостью

Цель: изучить метод определения давления в скважине, заполненной газированной жидкостью

Организационная форма занятия: традиционная

Вопросы для обсуждения

1. Суть метода определения давления в скважине, заполненной газированной жидкостью.
2. Что показывают расчеты давления в скважине по формуле 7.14?
3. Как изменяется разность давлений столбов газированной и негазированной жидкости с глубиной?

Методические рекомендации

Рассмотрим изменение давления столба газированного бурового раствора в зависимости от глубины скважины, считая в первом приближении, что процесс расширения газа является изотермическим.

Примем, что пузырьки газа удерживаются в растворе за счёт его СНС, т.е. не могут всплывать.

Пусть первоначальная плотность жидкости $\rho_{ж}$ в результате поступления газа уменьшилась на устье скважины (т.е. при атмосферном давлении P_0) до $\rho_{0ж}$.

В единице объёма смеси на устье содержится a объёмных частей газа и $(1-a)$ объёмных частей жидкости. Масса единицы объёма, т. е. плотность газированной смеси на устье скважины будет равна:

$$\rho_{0ж} = (1-a) \cdot \rho_{ж} + a \cdot \rho_{0г}, \quad (7.1)$$

при этом $a = Q_g / Q_{ж}$,

где $\rho_{0г}$ – плотность газа при атмосферном давлении, т. е. при давлении P_0 , $\rho_{0г} \ll \rho_{ж}$; a – газосодержание бурового раствора.

Поэтому

$$\rho_{0ж} \approx (1-a) \cdot \rho_{ж}, \quad (7.2)$$

На глубине z , где давление равно P , объём газа уменьшится до величины $V_z = a \cdot \frac{P_0}{P}$. Прежняя единица объёма смеси теперь будет иметь объём:

$$(1-a) + a \cdot \frac{P_0}{P}. \quad (7.3)$$

Масса рассматриваемого количества смеси не изменилась, а поэтому плотность смеси на глубине z будет равна:

$$\rho_z = \frac{(1-a) \cdot \rho_{жс}}{(1-a) + a \cdot \frac{P_0}{P}}. \quad (7.4).$$

Изменение статического давления столба жидкости при увеличении глубины z на dz составит:

$$dP = \rho_z \cdot g \cdot dz = g \cdot \frac{(1-a) \cdot \rho_{жс}}{(1-a) + a \cdot \frac{P_0}{P}} \cdot dz. \quad (7.5)$$

Освобождаемся от знаменателя:

$$dP \cdot (1-a) + a \cdot \frac{P_0}{P} \cdot dP = g \cdot (1-a) \cdot \rho_{жс} \cdot dz. \quad (7.6)$$

Делим все члены на $(1-a)$:

$$dP + \frac{a \cdot P_0}{1-a} \cdot \frac{dP}{P} = \rho_{жс} \cdot g \cdot dz. \quad (7.7)$$

Интегрируя от P_0 до P и от 0 до z , получаем:

$$P - P_0 + \frac{a \cdot P_0}{1-a} \cdot \ln \frac{P}{P_0} = \rho_{жс} \cdot g \cdot z. \quad (7.8)$$

В выражении (7.8) разность $P - P_0$ представляет собой прирост давления (сверх атмосферного) на глубине z при заполнении скважины газированным буровым раствором.

При негазированном растворе давление на то же глубине будет равно $\rho_{жс} \cdot g \cdot z$, а значит разность

$$\Delta P = \rho_{жс} \cdot g \cdot z - (P - P_0) \quad (7.9)$$

представляет собой уменьшение давления на глубине z вследствие насыщения раствора газом.

Уравнение (7.8) принимает вид:

$$\Delta P = \frac{a \cdot P_0}{1-a} \cdot \ln \frac{P}{P_0}. \quad (7.10)$$

Если, задаваясь значениями P , вычислять соответствующие им z по формуле (7.8) и построить график, нетрудно убедиться, что разность давлений столбов газированной и негазированной жидкости быстро уменьшается с глубиной. При $z \geq 300$ м без большой погрешности можно полагать, что $P \approx \rho_{жс} \cdot g \cdot z + P_0$. Тогда

$$\Delta P \approx \frac{a \cdot P_0}{1-a} \cdot 2,3 \cdot \lg \frac{\rho_{жс} \cdot g \cdot z + P_0}{P_0}. \quad (7.11)$$

Из выражения (7.2) следует, что $1-a \approx \frac{\rho_{0жс}}{\rho_{жс}}$. Относительное содержание газа:

$$a = 1 - \frac{\rho_{0жс}}{\rho_{жс}}, \quad (7.12)$$

$$\frac{a}{1-a} = \frac{(\rho_{жс} - \rho_{0жс}) \cdot \rho_{жс}}{\rho_{жс} \cdot \rho_{0жс}} = \frac{\rho_{жс} - \rho_{0жс}}{\rho_{0жс}}. \quad (7.13)$$

Окончательно:

$$\Delta P \approx 2,3 \cdot \frac{\rho_{жс} - \rho_{0жс}}{\rho_{0жс}} \cdot P_0 \cdot \lg \frac{\rho_{жс} \cdot g \cdot z + P_0}{P_0}. \quad (7.14)$$

Расчёты по формуле (7.14) показывают, что, чем глубже скважина, тем меньше относительное давления на забой. Следовательно, опасность поступления газа в промывочную жидкость, как правило, не связана непосредственно с уменьшением давления на забой.

Задания для работы на занятии

Пусть, например, дана плотность промывочной жидкости ρ , кг/м³, которая уменьшается в каких-то пределах, начальное давление P_0 , Па. Найти ΔP на глубине z . Данные для решения задачи взять из табл. 7.1.

Таблица 7.1 – Варианты к решению задачи по определению давления в скважине

Вариант	Уменьшение ρ , кг/м ³	P_0 , Па	z , м
1	от 1350 до 900	$9,81 \cdot 10^4$	900

2	от 1200 до 700	$9,81 \cdot 10^4$	820
3	от 1100 до 600	$9,81 \cdot 10^4$	505
4	от 1250 до 800	$9,81 \cdot 10^4$	1070
5	от 1150 до 900	$9,81 \cdot 10^4$	950
6	от 1300 до 950	$9,81 \cdot 10^4$	1000
7	от 1200 до 650	$9,81 \cdot 10^4$	930
8	от 1250 до 850	$9,81 \cdot 10^4$	700
9	от 1350 до 800	$9,81 \cdot 10^4$	615
10	от 1100 до 900	$9,81 \cdot 10^4$	860
11	от 1350 до 900	$9,81 \cdot 10^4$	910
12	от 1100 до 600	$9,81 \cdot 10^4$	570
13	от 1250 до 650	$9,81 \cdot 10^4$	980
14	от 1200 до 950	$9,81 \cdot 10^4$	750
15	от 1300 до 800	$9,81 \cdot 10^4$	1010

Практическое занятие 8

Технические средства для предупреждения развития и ликвидации газонефтеводопроявлений

Цель: ознакомиться с основными техническими средствами для предупреждения развития и ликвидации газонефтеводопроявлений.

Организационная форма занятия: традиционный.

Вопросы для обсуждения

1. Основные технические средства для предупреждения развития и ликвидации газонефтеводопроявлений.
2. Что относится к противовыбросовому оборудованию?
3. Конструкция и предназначение противовыбросового оборудования.

Методические рекомендации

К техническим средствам, которые целенаправленно используются для предупреждения развития и ликвидации происшедшего ГНВП, относятся: противовыбросовое оборудование (ПВО) и различного рода устройства, герметизирующие определенные участки гидравлического канала скважины.

Противовыбросовое оборудование

Противовыбросовое оборудование (ПВО) предназначено для герметизации устья нефтяных или газовых скважин в процессе их строительства и ремонта с целью обеспечения безопасного ведения работ, предупреждения выбросов и открытых фонтанов, охраны недр и окружающей среды.

Из всех технических средств, участвующих в процессе строительства скважин, ПВО является самым важным для предупреждения развития и дальнейшей ликвидации ГНВП.

Назначение противовыбросового оборудования:

1. Надежная герметизация устья скважины.
2. Предотвращение развития ГНВП в выброс или открытый фонтан.
3. Обеспечение управляемости и контролирования ситуацией на скважине, после того как ГНВП уже произошло.

4. Обеспечение возможности проведения специальных мероприятий для ликвидации ГНВП, то есть вымыва пластового флюида.

Основными и наиболее часто используемыми в практике элементами противовыбросового оборудования являются:

- универсальные превенторы;
- плашечные превенторы;
- задвижки;
- катушки и крестовины;
- фланцы и соединители;
- манифольд;
- системы управления;
- запорные устройства.

Противовыбросовое оборудование должно выполнять следующие функции:

- герметизировать скважину как при наличии, так и при отсутствии в ней инструмента;
- обеспечивать циркуляцию и закачку бурового раствора под давлением;
- обеспечивать производство спускоподъемных операций под давлением в скважине.

Комплекс технических средств противовыбросового оборудования можно условно разбить на следующие группы:

- стволовая сборка (плашечные, универсальные, вращающиеся превенторы, крестовины, монтажные фланцевые катушки, герметизирующие катушки и головки);
- манифольд с блоками глушения и дросселирования давления;
- станции гидроуправления превенторной установкой;
- комплект сменных и запасных частей, а также вспомогательного оборудования.

Стволовая сборка выбирается из условий соответствия геолого-техническим условиям бурения или ремонта для каждой конкретной скважины. Выбор осуществляется по двум параметрам: диаметру проходного сечения и ожидаемому

максимальному устьевому давлению (рабочему). Эти параметры определяют типоразмер стволовой сборки.

Универсальный превентор (превентор универсальный гидравлический - ПУГ) предназначен для:

- герметизации устья на колонне бурильных или обсадных (не рекомендуется) труб, включая замковые соединения и муфты;
- герметизации устья на ведущей трубе различного сечения (квадратного, шестигранного);
- герметизации устья на кабеле или канате при перфорации или инструментальных исследованиях скважины;
- герметизации устья при отсутствии труб в скважине;
- обеспечения выполнения спуска или подъема (протаскивания), вращения бурильной или обсадной колонны при закрытом герметизирующем элементе и при наличии давления в скважине.

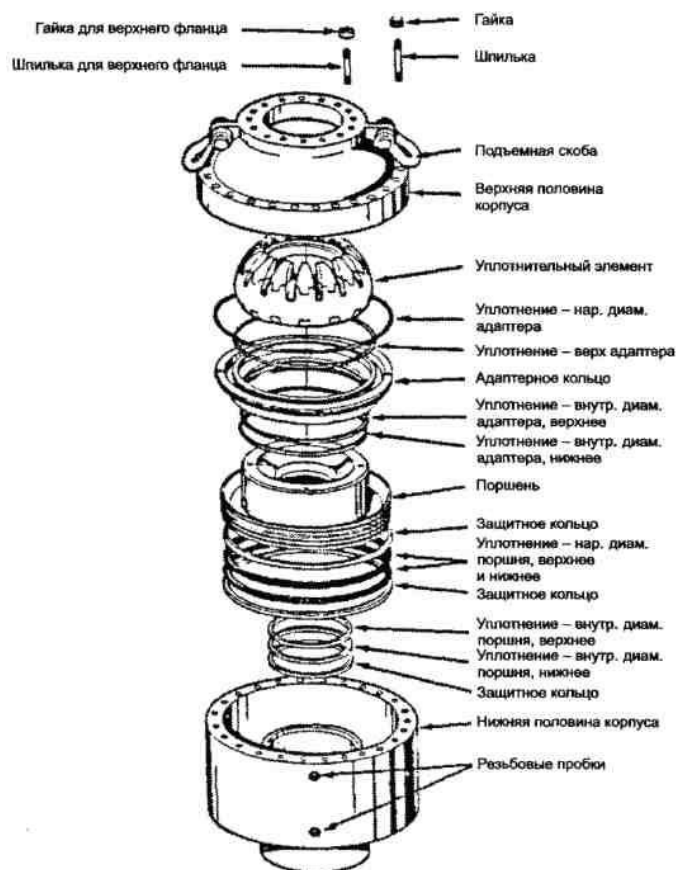


Рисунок 8.1 - Универсальный превентор

По конструкции ПУГ представляет собой сферический литой или кованный корпус с фланцем. Внутри поршень, плита толкатель и герметизирующий элемент. Сверху монтируется крышка. В крышке внутри имеется овальная расточка, куда вдавливается герметизирующий элемент при закрытии. Герметизирующий элемент представляет собой массивное резиновое кольцо, армированное металлическими сегментами.

Плашечные превенторы (плашечные превенторы гидравлические - ППГ) предназначены:

- для герметизации устья скважины на бурильных или обсадных трубах плашками соответствующего диаметра;
- герметизации устья скважины без инструмента;
- срезки труб;
- подвески бурильной колонны перед срезкой.

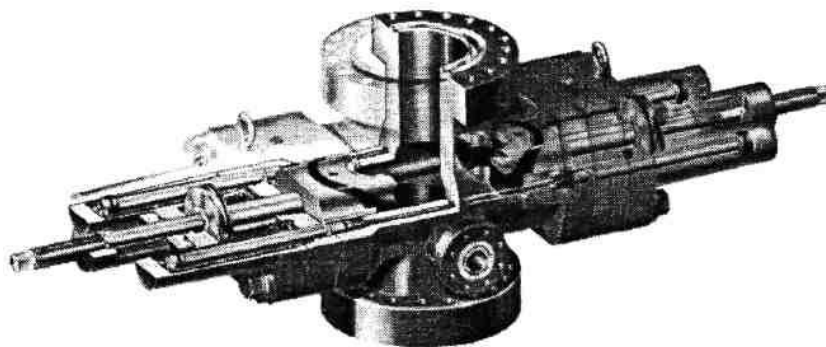


Рисунок 8.2 - Плашечный превентор типа U компании «Камерон»

Для выполнения функциональных действий в ППГ расположены две плашки, которые имеют различную конструкцию в зависимости от предназначения.

Трубные плашки имеют полукольцевой вырез в корпусе и в пакере (резиновом уплотнении) и предназначены для герметизации скважины при наличии в ней бурильных или обсадных труб.

Плашки, герметизирующие устье скважины без инструмента, имеют конструкцию плашки и пакера сплошного сечения (т. е. не имеют выреза под трубу).

Срезные плашки перерезают бурильные трубы в аварийных ситуациях и производят герметизацию устья скважины вглухую. Они имеют своеобразную конструкцию плашек с ножами.

ППГ для подвески бурильных колонн имеют трубные плашки, соответствующие диаметру труб. Подвеска осуществляется опорой бурильного замка на корпус плашек. В такой ситуации ППГ может не являться герметизирующим устройством, в зависимости от веса труб и давления со скважины.

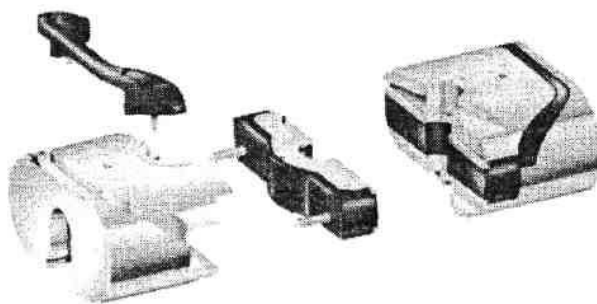


Рисунок 8.3 - Трубные плашки

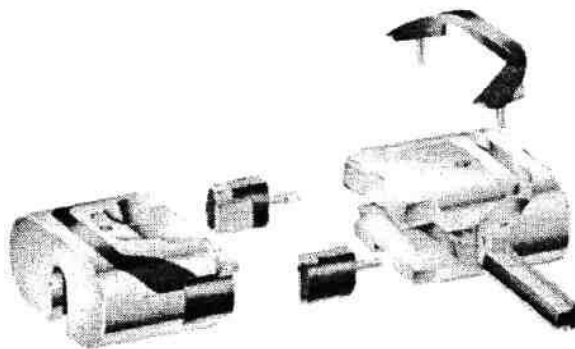


Рисунок 8.4 - Срезные плашки

По конструкции ППГ состоит из литого или кованого корпуса с вертикальным отверстием (для прохождения труб) и горизонтального (для хождения плашек), двух цилиндров с поршнями двух внутренних штоков. На внутренние надеваются плашки. Наружные используют для ручного закрытия (фиксации и расфиксирования).

Крестовины предназначены для подсоединения к ним через коренные задвижки линии глушения и дросселирования.

Монтажные фланцевые катушки предназначены для того, чтобы обеспечить выход крестовин на уровень подсоединения линии глушения и дросселирования при многоколонной конструкции скважины. Например, при работе после спуска кондуктора, с одним превентором, вывод крестовины из шахты.

Внутренний диаметр крестовин и монтажных фланцевых катушек должен быть равен внутреннему диаметру стволовой части превенторов. Фланцевые соединения и корпуса должны быть опрессованы на давление в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

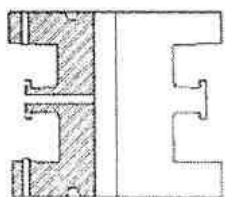


Рисунок 8.5 - Крестовина

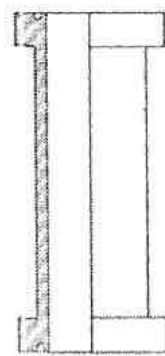


Рисунок 8.6 - Монтажная фланцевая катушка

Манифольд глушения состоит из блока глушения и блока дросселирования.

Линия дросселирования состоит из следующих элементов (последовательность перечисления - от превенторной крестовины):

- задвижка с ручным управлением;
- гидравлическая задвижка;
- коренной выкид длиной 15-16 м;
- блок дросселирования;
- выкид - сброс в амбар.

Линия глушения (обратной промывки) состоит из следующих элементов:

- задвижка с ручным управлением;

- гидроуправляемая задвижка;
- коренной выкид длиной 15-16 м;
- блок глушения - обратной промывки;
- выкид - сброс в амбар.

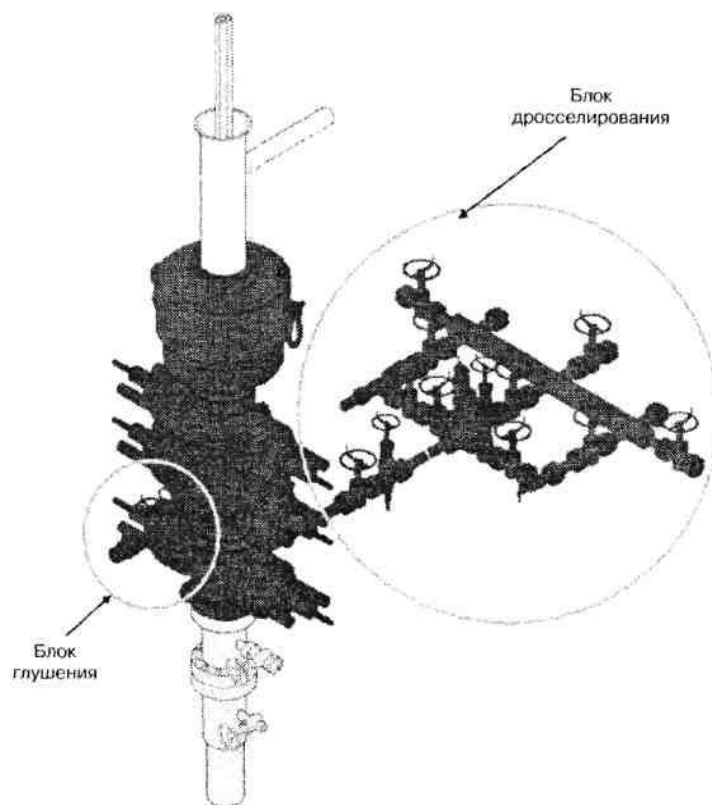


Рисунок 8.7 - Манифольд глушения

Блок глушения предназначен для обеспечения воздействия на пласт и глушения скважины через линию «обратной промывки» при помощи собственных буровых насосов или при помощи передвижных насосных агрегатов.

Линия обратной промывки соединяет манифольд буровых насосов с блоком глушения через обратный клапан. Она опрессовывается совместно с манифольдом буровых насосов. Обратный клапан дает направление «от насосов». Применяется манифольд глушения для этих целей тогда, когда нормальная прямая циркуляция по каким-то причинам не может быть использована.

Блок дросселирования предназначен для обеспечения воздействия на пласт и поддержания противодавления, в динамике, во время вымыва пластового

флюида и закачки утяжеленного бурового раствора при помощи регулируемых угловых дросселей. Дроссели бывают ручными и дистанционно управляемыми гидравликой.

Манифольды глушения и дросселирования могут быть установлены, также как и противовыбросовые превенторы, или один раз, на максимальное давление, или могут меняться при каждом монтаже противовыбросового оборудования, после спуска и крепления очередной обсадной колонны.

При бурении и СПО на линиях глушения и дросселирования коренные задвижки с ручным приводом должны быть открыты, а гидроуправляемые, как оперативные, должны быть закрыты.

Седло и корпус в ручном дросселе, седло и насадка в гидравлическом дросселе изготавливаются из легированных износостойких сталей.

Управление дросселя с гидроприводом осуществляется при помощи специальных пультов. Пульт управления дросселем предназначен для дистанционного управления дросселями, контроля давления в бурильных трубах и давления в затрубном пространстве, контроля за числом ходов бурового насоса.

Пульт управления гидравлическими дросселями работает от пневмосети буровой установки, имеет гидроаккумулятор для создания запаса гидравлической энергии, на случай отсутствия энергии или сжатого воздуха.

Система управления противовыбросового оборудования предназначена для дистанционного управления превенторами, гидравлическими задвижками. Система управления состоит из следующих основных узлов:

- гидроаккумуляторная станция, включающая пневмо-гидроаккумуляторы, насосы, масляный бак, манифольд гидроаккумуляторов, манифольд управления;
- основной пульт управления с трубопроводами высокого давления для обвязки с превенторной сборкой, смонтированной на гидроаккумуляторе;
- пульт управления вспомогательный с гидравлической, электрической или пневматической связью с основным пультом.

Гидроаккумуляторы на станции управления превенторами предназначены для создания и хранения запаса энергии. По конструкции они могут иметь один

или несколько баллонов, где сжатый азот может сохранять энергию под высоким давлением жидкости.

Гидроаккумуляторы различаются между собой разделением газовой и жидкостной среды на аккумуляторы диафрагменного и поплавкового типа.

Минимальный объем гидроаккумуляторов должен быть достаточен для «закрытия-открытия-закрытия» всех плашек, одного кольцевого превентора и одной гидроприводной задвижки при неработающих насосах гидропривода.

Давление предварительной зарядки баллонов гидроаккумуляторов должно быть четко оговорено в инструкциях по эксплуатации. В целях безопасности для предварительной зарядки рекомендуется использовать только азот.

Пульт управления (основной) обычно монтируется на блоке гидроаккумуляторной станции. Все детали обвязки и линии, идущие от основного пульта до превенторов и задвижек, имеют рабочее давление 21,0 МПа, но опрессованы на пробное давление (кратковременное) 35,0 МПа для работы по байпасу на нужды работы срезным превентором. Максимальное давление для срезки можно поднять до 34,5 МПа.

Краны управления на НАУ должны иметь четкую маркировку о положении рычага управления на закрытие или открытие превенторов и задвижек.

Во время бурения и спускоподъемных операций на буровой превенторы должны быть открыты, а задвижки закрыты. Соответствующее положение должны занимать краны управления. Кран «байпасный» должен стоять на низкое давление 10,5 МПа.

С основного пульта на вспомогательный передается информация в виде электрических, гидравлических или пневматических сигналов о давлениях, о положении превенторов и кранов управления.

Вспомогательный пульт управления предназначен для дистанционного управления превенторами и гидрозадвижками через основной пульт. На вспомогательном пульте отображается информация с основного пульта, а именно - давление в гидроаккумуляторах и в манифольдах управления, положение кранов управления, то есть, соответственно, положение превенторов и гидрозадвижек.

Со вспомогательного пульта на основной подаются электрические, гидравлические или пневматические команды. На основном пульте эти «команды» преобразовываются в гидравлическое воздействие на хвостовик кранов управления. Со вспомогательного пульта можно также уменьшить или увеличить давление в гидросистеме управления универсального превентора, установить низкое или высокое давление в манифольде управления плашечными превенторами и гидроадвижками.

Задания для работы на занятии

Студенту необходимо ознакомиться с основными техническими средствами для предупреждения развития и ликвидации газонефтеводопроявлений, после чего ответить на вопросы преподавателя.

Практическое занятие 9

Контрольно-измерительные и регистрирующие приборы и устройства для фиксации возникновения ГНВП

Цель: ознакомиться с контрольно-измерительными и регистрирующими приборами и устройствами для фиксации возникновения ГНВП.

Организационная форма занятия: традиционная.

Вопросы для обсуждения

1. Какие основные параметры контролируются в процессе бурения скважины с целью своевременного обнаружения газонефтеводопроявлений?
2. Назовите технические средства контроля, по показаниям которых судят о признаках начавшегося поступления пластового флюида в ствол скважины.
3. Какие требования предъявляются ко всем контрольно-измерительным приборам и датчикам?
4. Назовите основные приборы, контролирующие плотность и реологические параметры буровых растворов.

Методические рекомендации

Поступление даже весьма незначительных объемов пластового флюида в ствол скважины вызывает изменение некоторых параметров технологических процессов.

Для обнаружения и фиксации отклонений параметров, свидетельствующих о признаках начавшегося поступления флюида в скважину, организуется контроль за ее состоянием и параметрами выполняемых технологических операций.

В процессе бурения скважины с целью своевременного обнаружения газонефтеводопроявлений постоянно контролируются следующие основные параметры:

- плотность и другие параметры бурового раствора;
- расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;
- объем (уровень) бурового раствора в приемной емкости;

- газосодержание бурового раствора;
- давление в манифольде буровых насосов;
- механическая скорость проходки;
- крутящий момент на роторе;
- объем долива бурового раствора в скважину при подъеме колонны бурильных труб.

К техническим средствам контроля, по показаниям которых судят о признаках начавшегося поступления пластового флюида в ствол скважины, относятся: плотномеры; уровнемеры; расходомеры; датчики давления (манометры); датчики газосодержания; приборы, показывающие вес на крюке и момент на роторе; приборы для определения параметров бурового раствора.

Своевременное обнаружение ГНВП достигается с помощью измерительных средств и контрольных приборов, оснащенных аварийной звуковой и световой сигнализацией, а также регистрирующими устройствами с записью на диаграмме.

К техническим средствам и приборам раннего обнаружения ГНВП относятся:

- *доливная емкость*, оборудованная уровнемером и шкалой градуировки - позволяет осуществлять периодический долив скважины после подъема числа свечей, определяемого регламентом; контроль производится сопоставлением объема долитого бурового раствора с расчетным объемом металла труб или тарифовочной таблицей, составленной на основе контрольных замеров;

- *уровнемер* - регистрирует суммарный объем бурового раствора по изменению уровня жидкости в приемных емкостях; снабжается устройством автоматической сигнализации; в сложных геологических условиях оснащается регистрирующим прибором с записью показаний на диаграмме;

- *сигнализатор потока* - регистрирует изменения скорости выходящего из скважины потока бурового раствора в условных единицах (%); снабжается устройством звуковой сигнализации, включающимся при отклонении показаний прибора от заданных предельных значений;

- *расходомер* - регистрирует изменение расхода бурового раствора на входе

или выходе из скважины; оснащается устройством аварийной сигнализации, включающимся при отклонении показаний прибора от установленных пределов;

- *дифференциальный расходомер* - регистрирует разность измеряемых расходов жидкости на входе и выходе из скважины; оснащается устройством аварийной сигнализации, включающимся при отклонении от установленных пределов расхода;

- *газосигнализатор (хроматограф)* - в автоматическом режиме регистрирует фоновое газосодержание потока бурового раствора; производит компонентный экспресс-анализ содержащихся газовых смесей, в том числе количественный состав углеводородных газов;

- *станция геолого-технологических исследований (ГТИ)* - позволяет осуществлять контроль по всем прямым и косвенным признакам ГНВП, получать оперативную информацию о глубинах пластов, пластовых флюидах, пластовых давлениях и давлениях гидроразрыва пород. Станция снабжена аварийной сигнализацией на отключение приводов лебедки при перегрузке талевой системы, ротора при превышении допустимого момента, насосов при превышении допустимого давления в нагнетательной линии, машинного ключа при достижении заданного момента, а также об отклонении уровня бурового раствора в приемных емкостях за пределы заданной зоны и об изменении расхода на выходе от установившейся величины.

К контрольно-измерительным приборам, по показаниям которых также оценивается фонтаноопасная ситуация в скважине, относятся:

- *индикатор веса* - предназначен для определения веса инструмента, висящего на крюке, поддержания установленного значения осевой нагрузки на долото и для контроля нагрузки на талевую систему при ликвидации аварий в скважине. Индикатор веса состоит из трансформатора давления, устанавливаемого на неподвижном конце талевого каната; манометра с верньером; регистрирующего манометра; насоса; резервуара для жидкости; системы трубопроводов и гибкого шланга;

- *измеритель крутящего момента на роторе* — предназначен для

измерения крутящего момента стола ротора. Состоит из звездочки рычажного приспособления, датчика момента, блока указателя момента, блока питания и комплекта соединительных кабелей. Единица измерения - кН м;

- *измеритель частоты вращения ротора* - предназначен для определения частоты вращения ротора. Представляет собой электрический тахометр и показывает обороты в минуту;

- *измеритель числа ходов насоса* — предназначен для контроля расхода бурового раствора через число ходов поршня бурового насоса в единицу времени;

- *измеритель давления* - предназначен для измерения давления на выкиде буровых насосов. Единица измерения МПа или кгс/см². Состоит из датчика давления, показывающего прибора, соединительного шланга и запорного вентиля;

- *манометры обвязки буровых насосов* — предназначены для показания величины давления промывочной жидкости в нагнетательной линии буровых насосов, как показатель состояния скважины, инструмента и буровых насосов. По величине давления можно судить о нормальной циркуляции жидкости в скважине или, наоборот, о наличии каких-либо неисправностей в скважине или в наземном оборудовании.

Все контрольно-измерительные приборы и датчики должны отвечать следующим требованиям:

- быть простыми в обращении и устойчивыми к температурным колебаниям и вибрации буровой;

- иметь равномерное деление шкалы прибора и постоянство допустимой погрешности в течение установленного времени (до поверки);

- давать показания замеряемой величины в практических единицах без вспомогательных вычислений.

Плотность и реологические параметры буровых растворов контролируются при помощи стандартного набора приборов, имеющихся в комплекте лаборанта на буровой. К ним относятся:

- для измерения плотности - плотномеры, ареометры, рычажные весы;
- для измерения условной вязкости - вискозиметры (например, вискозиметр полевой ВМ-5);
- для измерения показателя фильтрации - прибор ВМ-6;
- для измерения показателя статического напряжения сдвига - прибор СНС-2.

При проведении процесса вымыва пластового флюида управление процессом осуществляется регулированием подачи бурового раствора и величиной противодействия в затрубном пространстве на устье скважины. Управление подачей осуществляется изменением числа двойных ходов буровых насосов, а уровень противодействия устанавливается при помощи регулируемого штуцера. Соответственно контроль осуществляется при помощи датчика двойных ходов насосов и манометра, фиксирующего давление в затрубном пространстве на устье скважины.

Задания для работы на занятии

Студенту необходимо изучить основные контрольно-измерительные и регистрирующие приборы и устройства для фиксирования возникновения ГНВП, после чего ответить на вопросы преподавателя.

Практическое занятие 10

Профилактика ГНВП и его перехода в открытое фонтанирование

Цель: изучение обязанностей каждого члена буровой вахты для обеспечения профилактики формирования условий возникновения ГНВП, а также готовности к ликвидации ГНВП.

Организационная форма занятия: традиционная.

Вопросы для обсуждения

1. Каковы фундаментальные положения профилактики ГНВП и его перехода в открытое фонтанирование?
2. Каковы обязанности бурильщика по исполнению мероприятий по профилактике ГНВП?
3. За что отвечает бурильщик в вопросах обеспечения профилактики ГНВП?
4. За что отвечает первый помощник бурильщика в вопросах обеспечения профилактики ГНВП?
5. За что отвечает второй помощник бурильщика в вопросах обеспечения профилактики ГНВП?
6. За что отвечает третий помощник бурильщика в вопросах обеспечения профилактики ГНВП?
7. За что отвечает электрик (дизелист) в вопросах обеспечения профилактики ГНВП?
8. За что отвечает лаборант-коллектор в вопросах обеспечения профилактики ГНВП?

Методические рекомендации

Профилактика ГНВП и его перехода в открытое фонтанирование (противофонтанная безопасность) базируется на трех фундаментальных положениях:

1. создание противодавления в скважине;
2. наличие и своевременное применение противовыбросового оборудования;
3. квалифицированная ликвидация ГНВП.

Первое положение. Основным требованием, выполнение которого обеспечивает противофонтанную безопасность скважины при вскрытом продуктивном горизонте (пласт, содержащий флюид под давлением), является

создание противодействия на стенки и забой скважины. Величина этого давления должна быть достаточной для того, чтобы флюид не переходил из пласта в скважину под действием разности пластового давления и давления в скважине.

Противодавление в скважине, заполненной буровым раствором, создается за счет веса столба жидкости (гидростатическое давление). Для этого жидкость должна иметь определенную плотность. Плотность бурового раствора подбирается таким образом, чтобы давление в скважине (за счет веса столба жидкости) в интервале продуктивного пласта было больше, чем пластовое давление:

$$P_{\text{скважины}} > P_{\text{пласта}} \text{ или } P_{\text{гидростатическое}} > P_{\text{пласта}}.$$

Превышение давления в скважине над пластовым регламентируется «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (п. 2.7.3.3.).

СЛЕДУЕТ ПРИНЯТЬ ВО ВНИМАНИЕ! При промывке скважины (включенных буровых насосов) давление в скважине выше, чем давление гидростатики, за счет гидравлических сопротивлений, препятствующих прокачиванию жидкости через затрубное пространство. Очевидно, что при выключении насосов (прекращение циркуляции) давление в скважине уменьшается на величину гидравлических потерь в затрубном пространстве (приблизительно 20% от давления на стояке при нормальной промывке). Поэтому, если после остановки насосов наблюдается течение бурового раствора по желобам продолжительностью более трех минут, то это говорит о том, что имеет место ГНВП, причиной которого является снижение противодействия на пласт, то есть в скважине налицо ситуация $P_{\text{скважины}} < P_{\text{пласта}}$.

Второе положение. При возникновении ГНВП необходимо загерметизировать устье скважины, используя имеющееся на скважине противовыбросовое оборудование. После герметизации устья (примерно через 5-10 минут) манометры зафиксируют появление избыточного давления в трубах и затрубном пространстве.

Избыточное давление на устье компенсирует недостаток гидростатического давления, давление в скважине станет равным пластовому и приток флюида из пласта прекратится. В скважине в этот момент наблюдается следующая ситуация:

$$P_{\text{гидростатическое}} + P_{\text{избыточное}} = P_{\text{пластовое}}.$$

Таким образом, предупреждается развитие ГНВП в открытое фонтанирование.

Третье положение. Ликвидация ГНВП выполняется специалистами, имеющими аттестацию по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП». Успешность выполнения этой стадии противофонтанной безопасности во многом зависит от изначальных действий буровой вахты:

- своевременное обнаружение признаков ГНВП (желательно как можно раньше);
- правильно выполненные действия по герметизации устья скважины после обнаружение ГНВП;
- достоверно и точно определенные и зафиксированные исходные данные состояния скважины, необходимые для проведения ликвидации ГНВП (V_0 - объем поступившего флюида, м³; $P_{tr}^{из}$ – избыточное давление в трубах, МПа; $P_{\kappa}^{из}$ - избыточное давление в затрубном пространстве, МПа; ρ_n - плотность бурового раствора, при котором произошло ГНВП, г/см³; $P_{ст}$ - давление на стояке, МПа).

СЛЕДУЕТ ПОМНИТЬ! При возникновении газопроявления нельзя длительное время оставлять скважину с загерметизированным устьем без выполнения действий по вымыву флюида. Всплытие газовой пачки (миграция газа) по стволу скважины может привести к значительному росту давления на устье и в стволе скважины (инверсия давления), что в свою очередь может послужить причиной гидроразрыва пластов, повреждению обсадной колонны, разрушению устья скважины.

Сценарий №1: Для обеспечения профилактики формирования условий возникновения ГНВП, а также готовности к ликвидации ГНВП каждый член буровой вахты имеет вполне определенные обязанности и несет ответственность за их выполнение.

БУРИЛЬЩИК

Обязан:

1. Строго выполнять требования технического проекта на строительство скважин, геолого-технического наряда, оперативных планов и указаний бурового мастера.

2. Знать признаки ГНВП, иметь практические навыки по обнаружению ГНВП на ранней стадии, герметизации устья скважины и принятию необходимых мер по предупреждению перехода ГНВП в открытый фонтан.

3. Осуществлять систематический контроль по информации первого помощника бурильщика за состоянием уровня бурового раствора в скважине, результатом измерения уровней в приемных емкостях и плотности бурового раствора, расходом раствора на долив скважины при подъеме инструмента, характером вытеснения раствора при спуске.

4. Лично следить за изменением веса инструмента (обсадной колонны), рабочего давления, циркуляции.

5. Принимать немедленные меры по выполнению вахтой первичных действий при наличии признаков ГНВП.

В начале смены проверка:

- основного и вспомогательного пультов управления ПВО;
- состояния превенторов и их соединений;
- эффективности обогрева превенторов в зимнее время;
- уровня масла в баке;
- давления азота в гидроаккумуляторах;
- герметичности гидросистемы;
- работоспособности гидронасоса и электроконтактного манометра;
- заземления электропривода;

- наличия и работоспособности шаровых кранов;
- наличия и работоспособности обратных клапанов;
- наличия специальной трубы с шаровым краном и переводником;
- наличия комплекта ключей для обслуживания ПВО;
- освещения пультов управления ПВО;
- освещения под буровой.

Отвечает:

Персонально отвечает за функциональные действия членов вахты, в том числе:

- 1) долив скважины во время подъема инструмента;
- 2) поддержание качества и регистрацию параметров бурового раствора;
- 3) контроль за уровнем бурового раствора в приемных емкостях;
- 4) наличие и качество запасного бурового раствора;
- 5) исправность контрольно-измерительных и регистрирующих приборов;
- 6) завершенность цикла промывки скважины перед подъемом инструмента (вымыв забойной пачки);
- 7) исправность противовыбросового оборудования и пульта управления, в том числе дублирующего;
- 8) исправность буровых насосов, манифольда, бурового шланга вертлюга;
- 9) наличие и работоспособность шаровых кранов в местах их установки и хранения, обратных клапанов с приспособлениями для установки их в открытом положении и «аварийной» трубы с переводниками;
- 10) определение точной меры бурильного инструмента и всех элементов, ее составляющих (УБТ, переводники, трубы и другие включения);
- 11) комплектность и обученность вахты первоочередным действиям во время ГНВП;
- 12) за достоверность записей в первичных документах на буровой (вахтовый журнал, журнал по растворам, журнал замера параметров).

ПЕРВЫЙ ПОМОЩНИК БУРИЛЬЩИКА

Обязан:

1. Знать признаки ГНВП, иметь практические навыки по обнаружению ГНВП на ранней стадии, герметизации устья скважины.

2. Контролировать уровень бурового раствора в приемных мерниках.

3. Обеспечивать наличие в доливной емкости требуемого объема бурового раствора и долив раствора в скважину при подъеме инструмента.

4. Следить за уровнем бурового раствора в скважине, характером вытеснения раствора при спуске, объемом вытесняемого раствора и соответствием объема количеству спущенного инструмента.

5. Контролировать результаты измерения параметров бурового раствора и их соответствие требованиям ГТН; при отсутствии лаборанта-коллектора производить измерения параметров.

6. Контролировать введение в раствор химических реагентов и материалов, перекачки раствора и другие работы, приводящие к изменениям объема циркулирующего раствора.

7. Систематически информировать бурильщика о параметрах контролируемых процессов, выявленных отклонениях, недостатках и неисправностях.

В начале смены проверка:

- крепления фланцевых соединений;
- положения и работоспособности задвижек;
- исправности манометров;
- исправности систем обогрева на блоке дросселирования;
- состояния ручных приводов превенторов;
- исправности доливных систем;
- наличия запасного объема раствора;
- наличия запаса химреагентов и утяжелителя.

ВТОРОЙ ПОМОЩНИК БУРИЛЬЩИКА

Обязан:

1. Знать признаки ГНВП, иметь практические навыки по обнаружению ГНВП на ранней стадии, герметизации устья скважины.

2. Выполнять задание бурильщика или его первого помощника.
3. Контролировать работу очистных устройств, средств дегазации.
4. Следить за изменением расхода (скорости) выходящего потока бурового раствора из скважины (при постоянной подаче буровых насосов).
5. Немедленно информировать бурильщика или его первого помощника о замеченных отклонениях в поведении скважины.

В начале смены проверка:

- крепления фланцевых соединений;
- положения и работоспособности задвижек;
- исправности манометров;
- исправности систем обогрева на блоке глушения;
- состояния ручных приводов превенторов;
- исправности средств дегазации;
- исправности средств приготовления и утяжеления бурового раствора.

ТРЕТИЙ ПОМОЩНИК БУРИЛЬЩИКА

Обязан:

1. Знать признаки ГНВП, иметь практические навыки по обнаружению ГНВП на ранней стадии, герметизации устья скважины.
2. Изолировать емкость, через которую осуществляется циркуляция или прием раствора при спуске инструмента.
3. Контролировать изменение уровня (от исходного) раствора в этой емкости при производстве работ; устанавливать исходный уровень после перераспределения раствора в емкостях.
4. Выполнять задания бурильщика или его первого помощника.
5. Немедленно информировать бурильщика или его первого помощника о замеченных отклонениях в поведении скважины.

ЭЛЕКТРИК, ДИЗЕЛИСТ

Обязан:

1. Строго выполнять установленные должностные обязанности и задания бурильщика и его первого помощника.

2. Незамедлительно информировать бурильщика или его помощников о замеченных отклонениях в поведении скважины.

В начале смены проверка:

- работоспособности силовых приводов;
- работоспособности компрессоров;
- работоспособности электростанции;
- освещенности буровой;
- освещенности блоков ПВО;
- освещенности насосов;
- освещенности элементов циркуляционной системы;
- наличия и исправности заземления.

ЛАБОРАНТ-КОЛЛЕКТОР

Обязан:

1. Строго выполнять установленные должностные обязанности и задания бурильщика и его первого помощника.

2. Незамедлительно информировать бурильщика или его помощников о замеченных отклонениях в поведении скважины.

В начале смены проверка:

- исправности и работоспособности приборов для замера параметров бурового раствора;
- соответствия параметров бурового раствора (запасного и участвующего в циркуляции) требованиям ГТН.

Задания для работы на занятии

Студенту необходимо изучить обязанности каждого члена буровой вахты для обеспечения профилактики формирования условий возникновения ГНВП, а также готовности к ликвидации ГНВП, после чего ответить на вопросы преподавателя.

Практическое занятие 11

Обнаружение ГНВП и первоочередные действия персонала при его возникновении

Цель: изучение контролируемых параметров для обнаружения ГНВП на ранней стадии возникновения; изучение регламента проведения контроля за состоянием скважины и обязанностей членов буровой вахты по его проведению в зависимости от вида технологических операций, выполняемых в скважине.

Организационная форма занятия: ситуационный сценарий.

Вопросы для обсуждения

1. Какие параметры контролируются с целью обнаружения ГНВП при бурении, проработке, расширке и промывке скважины?
2. Каковы основные положения регламента проведения контроля с целью обнаружения ГНВП при бурении, проработке, расширке и промывке скважины?
3. Каковы обязанности бурильщика по контролю возникновения ГНВП при бурении, проработке, расширке и промывке скважины?
4. Каковы обязанности первого помощника бурильщика по контролю возникновения ГНВП при бурении, проработке, расширке и промывке скважины?
5. Каковы обязанности второго помощника бурильщика по контролю возникновения ГНВП при бурении, проработке, расширке и промывке скважины?
6. Каковы обязанности третьего помощника бурильщика по контролю возникновения ГНВП при бурении, проработке, расширке и промывке скважины?
7. Каковы первоочередные действия вахты при возникновении ГНВП во время бурения, проработки, расширки и промывки скважины?
8. Кто является ответственным и каково нормативное время герметизации скважины при возникновении ГНВП во время бурения, проработки, расширки и промывки скважины?

9. Какие параметры контролируются с целью обнаружения ГНВП при спуске бурильной или обсадной колонны?

10. Каковы основные положения регламента проведения контроля с целью обнаружения ГНВП при спуске бурильной или обсадной колонны?

11. Каковы обязанности бурильщика по контролю возникновения ГНВП при спуске бурильной или обсадной колонны?

12. Каковы обязанности первого помощника бурильщика по контролю возникновения ГНВП при спуске бурильной или обсадной колонны?

13. Каковы обязанности второго помощника бурильщика по контролю возникновения ГНВП при спуске бурильной или обсадной колонны?

14. Каковы обязанности третьего помощника бурильщика по контролю возникновения ГНВП при спуске бурильной или обсадной колонны?

15. Какие параметры контролируются с целью обнаружения ГНВП при подъеме бурильной колонны?

16. Каковы основные положения регламента проведения контроля с целью обнаружения ГНВП при подъеме бурильной колонны?

17. Каковы обязанности бурильщика по контролю возникновения ГНВП при подъеме бурильной колонны?

18. Каковы обязанности первого помощника бурильщика по контролю возникновения ГНВП при подъеме бурильной колонны?

19. Каковы обязанности второго помощника бурильщика по контролю возникновения ГНВП при подъеме бурильной колонны?

20. Каковы обязанности третьего помощника бурильщика по контролю возникновения ГНВП при подъеме бурильной колонны?

21. Каковы основные первоочередные действия вахты при возникновении ГНВП во время проведения спуска или подъема бурильной колонны?

22. Кто является ответственным и каково нормативное время герметизации скважины при возникновении ГНВП во время проведения спуска или подъема бурильной колонны?

23. Каковы основные первоочередные действия вахты при возникновении

ГНВП в процессе спуска обсадной колонны?

24. Кто является ответственным и каково нормативное время герметизации скважины при возникновении ГНВП в процессе спуска обсадной колонны?

25. Какие параметры контролируются с целью обнаружения ГНВП при отсутствии циркуляции или при отсутствии инструмента в скважине?

26. Каковы основные положения регламента проведения контроля с целью обнаружения ГНВП при отсутствии циркуляции или при отсутствии инструмента в скважине?

27. Каковы основные первоочередные действия вахты при возникновении ГНВП при отсутствии циркуляции или при отсутствии инструмента в скважине?

28. Кто является ответственным и каково нормативное время герметизации скважины в случае возникновения ГНВП при отсутствии циркуляции или при отсутствии инструмента в скважине?

29. В каких случаях после условного сигнала «Выброс!» буровая вахта в обязательном порядке приводит средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) в «боевое» положение?

Методические рекомендации

Поступление даже весьма незначительных объемов пластового флюида в ствол скважины вызывает изменение некоторых параметров технологических процессов. Изменение этих параметров является признаками начавшегося ГНВП и является сигналом буровой вахте о том, что необходимо предпринимать определенные действия для предотвращения развития поступления флюида из пласта, удаления поступившего флюида из раствора и устранения условий поступления дополнительных порций флюида.

Чем раньше будет обнаружено поступление пластового флюида в скважину, тем легче, с меньшими затратами средств и времени будет ликвидировано осложнение основного технологического процесса.

Для обнаружения и фиксирования отклонений параметров, свидетельствующих о признаках начавшегося поступления флюида в скважину, на скважине организуется контроль за ее состоянием и параметрами выполняемых технологических операций.

Контроль осуществляется непрерывно на протяжении всего цикла строительства, включая ремонтные работы. Организация контроля, включая его обеспечение техническими средствами и приборами, возлагается на инженерно-технический персонал. Непосредственное выполнение контроля осуществляется членами буровой вахты, в том числе и обеспечение исправности и работоспособности технических средств.

Для своевременного распознавания притока пластового флюида в скважину на ранней стадии возникновения используют определенный порядок и способы организации контроля, получившие название *раннее обнаружение ГНВП*.

Под ранним обнаружением ГНВП следует понимать установление притока пластового флюида в скважину в объеме, не превышающем допустимого значения $V_0 < [V]$.

Перечень параметров, которые подлежат контролю с целью обнаружения ГНВП на ранней стадии возникновения, регламент проведения контроля и обязанности членов буровой вахты по его проведению зависят от вида технологических операций, выполняемых в скважине.

Сценарий №1: Бурение, проработка, расширение и промывка скважины

Контролируемые параметры процесса:

- вес на крюке с регистрацией на диаграмме;
- крутящий момент на роторе;
- механическая скорость проходки;
- давление в манифольде буровых насосов с регистрацией на диаграмме или в журнале;

- скорость выходящего потока бурового раствора;
- объем (уровень) бурового раствора в приемной емкости;
- плотность и другие свойства бурового раствора;
- газосодержание бурового раствора.

Техническое обеспечение контроля:

- датчик веса на крюке с показывающим и регистрирующим прибором;
- моментомер;
- манометры;
- расходомер;
- уровнемер;
- плотномер и приборы для определения свойств бурового раствора;
- датчик содержания газа.

Средства контроля могут дублироваться или частично заменяться датчиками, входящими в станцию геолого-технологических исследований (ГТИ).

Регламент проведения контроля

Для обеспечения достоверности результатов контроля следует помнить, что перераспределение объемов бурового раствора в приемных емкостях, переключение насосов, введение добавок химреагентов в буровой раствор проводятся только с разрешения бурильщика. При этом необходимо произвести корректировку исходных значений контролируемых параметров (уровня в приемной емкости; расхода бурового раствора на выходе из скважины; параметров бурового раствора).

Визуальный контроль веса на крюке, крутящего момента на роторе, давления в манифольде буровых насосов, скорости выходящего потока бурового раствора, уровня бурового раствора в приемной емкости следует проводить постоянно в течение всего технологического процесса.

Контроль параметров бурового раствора производится периодически и его следует начинать немедленно после восстановления циркуляции.

Периодичность контроля параметров бурового раствора при бурении, проработке, расширке и промывке скважины при нормальных и в осложненных условиях приведена в таблице 12.1.

Таблица 12.1 - Периодичность контроля параметров бурового раствора

Параметры	При нормальных условиях	При осложнении скважин и вскрытии
Плотность	1 час	10-15 мин
Вязкость	1 час	10-15 мин
Водоотдача	4 часа	1 час
сне	4 часа	1 час
Содержание песка	4 часа	1 час
Содержание твердой фазы	один раз в сутки	один раз в сутки
РН	4 часа	2 часа
Определение ионов	два раза в неделю	8 часов
Солевой состав раствора	Перед вскрытием солевых отложений	Перед вскрытием солевых отложений
Температура выходящего из скважины раствора	4 часа(начиная с глубины 2000 м)	1 час

Обязанности членов буровой вахты по осуществлению контроля

Бурильщик контролирует:

- изменение веса инструмента (лично);
- изменение рабочего давления циркуляции (лично);
- состояние уровня бурового раствора в скважине (по информации от первого помощника бурильщика);
- состояние уровней в приемных емкостях (по информации от первого помощника бурильщика);
- параметры бурового раствора (по информации от первого помощника бурильщика).

Бурильщик обязан анализировать сообщения членов вахты о замеченных отклонениях в поведении скважины с позиций определения поступления пластового флюида в скважину в течение всего технологического процесса бурения или расширки.

Первый помощник бурильщика контролирует:

- уровень бурового раствора в приемных емкостях;
- уровень раствора в скважине;
- результаты измерения параметров бурового раствора в плане их соответствия требованиям ГТН (при отсутствии лаборанта производит измерение параметров лично);
- введение в раствор химических реагентов и материалов;
- перемещение объемов (перекачку) раствора между элементами циркуляционной системы;
- любые работы, приводящие к изменениям объема циркулирующего раствора.

Систематически информирует бурильщика о параметрах контролируемых процессов, выявленных отклонениях, недостатках и неисправностях технических средств.

Второй помощник бурильщика контролирует:

- работу очистных устройств бурового раствора;
- работу средств дегазации;
- изменение расхода (скорости) выходящего потока бурового раствора из скважины (при постоянной подаче буровых насосов).

Неукоснительно выполняет задания бурильщика или его первого помощника.

При возникновении отклонений в поведении скважины немедленно информирует об этом бурильщика или первого помощника бурильщика.

Третий помощник бурильщика:

- устанавливает исходный уровень после перераспределения раствора в емкостях;
- выполняет задания бурильщика или его первого помощника.

При возникновении отклонений в поведении скважины немедленно информирует об этом бурильщика или первого помощника бурильщика.

Остальные члены вахты

Выполняют установленные должностные обязанности.

Неукоснительно выполняют задания бурильщика или его первого помощника.

При возникновении отклонений в поведении скважины немедленно информируют об этом бурильщика или его помощников.

Первоочередные действия вахты при возникновении ГНВП

При появлении прямых признаков ГНВП старший буровой вахты обязан немедленно:

- загерметизировать устье скважины согласно «Оперативной части» Плана ликвидации аварий (ПЛА);
- доложить буровому мастеру или начальнику смены РИТС;
- оповестить дежурного военизированной части по предупреждению и ликвидации ГНВП и открытых фонтанов.

Действия вахты по герметизации устья скважины при ГНВП проводятся в соответствии с «Типовой инструкцией по предупреждению и первичным действиям вахты по ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве скважин на нефть и газ».

Время, отведенное на герметизацию скважины - не более 5 минут!

Ответственный за правильное и своевременное выполнение первоочередных действий - бурильщик.

Персональные действия членов вахты

Бурильщик

1. Подает условный сигнал «Выброс» - три короткие сирены.
2. Останавливает ротор.
3. Приподнимает инструмент до выхода замка бурильной трубы выше ротора на 0,5 метра.
4. Останавливает циркуляцию.
5. Открывает коренную задвижку на линии дросселирования.
6. Закрывает универсальный превентор (ПУГ) или верхний плашечный превентор.

7. Дает команду на закрытие задвижки перед гидроуправляемым дросселем.

8. По истечении 5-10 минут после герметизации устья фиксирует (с записью в журнале) избыточные давления в бурильных трубах и затрубном пространстве.

9. Устанавливает наблюдение за давлением в бурильных трубах и затрубном пространстве с записью в журнале через каждые 10 минут.

10. При росте давления в трубах до величин, опасных для обвязки буровых насосов, закрывается кран КШЦ.

Первый помощник бурильщика

1. Закрывает задвижку перед гидроуправляемым дросселем после закрытия превентора.

2. Фиксирует ручным приводом плашки превентора со стороны блока дросселирования.

3. Через каждые 10 минут докладывает бурильщику величину давления в затрубном пространстве.

Второй помощник бурильщика

1. Фиксирует ручным приводом плашки превентора со стороны блока глушения.

2. Готовит к работе средства дегазации бурового раствора.

3. Готовит к работе средства утяжеления бурового раствора.

Третий помощник бурильщика

1. Извещает бурового мастера о начавшемся проявлении.

Электрик (дизелист)

1. Обеспечивает работу дизелей (электромоторов) привода насоса, их пуск и остановку.

2. Глушит дизели (по указанию бурильщика).

3. Отключает электроэнергию (по указанию бурильщика).

4. Ликвидирует прочие возможные источники воспламенения.

Второй дизелист

1. Обеспечивает работу дизелей привода лебедки.
2. Выполняет указания бурильщика.

Лаборант

1. Следит за циркуляцией бурового раствора.
2. Замеряет параметры раствора и фиксирует их в журнале.
3. Докладывает бурильщику результаты замеров.

ПРИМЕЧАНИЕ! На месторождениях, в продукции которых содержится сероводород, после получения условного сигнала «Выброс» все члены буровой вахты приводят средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) в «боевую» готовность.

Сценарий №2: Спуск и подъем бурильной колонны, спуск обсадной

колонны

Контроль спуска бурильной или обсадной колонны

Контролируемые параметры процесса:

- скорость спуска инструмента;
- объем (уровень) бурового раствора в приемной емкости;
- число спущенных свечей;
- объем порции вытесняемого бурового раствора.

Техническое обеспечение контроля:

- уровнемер.

Регламент проведения контроля

Для обеспечения достоверности результатов контроля перед началом спуска необходимо зафиксировать величину уровня в изолированной приемной емкости. Изолирование приемной емкости выполняет третий помощник бурильщика.

Проверяется наличие тарифовочных таблиц, в которых сопоставляется количество спущенных свечей и объем вытесненного из скважины бурового раствора.

Визуальный контроль скорости спуска инструмента и числа спущенных свечей проводить постоянно в течение всего процесса спуска инструмента.

Определять объем вытесненного из скважины бурового раствора по показаниям уровнемера, установленного в приемной емкости, регулярно после спуска числа свечей, определенного регламентом (обычно пять).

Сопоставлять величину объема вытесненного из скважины бурового раствора со значениями, указанными в тарифовочной таблице, после фиксирования вытесненного объема.

ПРИМЕЧАНИЕ. Контролируемые параметры, техническое обеспечение и регламент контроля при спуске обсадных труб аналогичны, с соответствующими изменениями в тарифовочных таблицах и периодичности определения объема вытесненного раствора.

Обязанности членов буровой вахты по осуществлению контроля

Бурильщик контролирует:

- состояние уровней в приемных емкостях (по информации первого помощника бурильщика);
- характер вытеснения раствора из скважины (по информации первого помощника бурильщика).

Бурильщик обязан анализировать сообщения членов вахты о замеченных отклонениях в поведении скважины с позиций определения поступления пластового флюида в скважину в течение всего технологического процесса спуска.

Первый помощник бурильщика контролирует:

- уровень бурового раствора в приемных емкостях;
- характер вытеснения раствора из скважины;
- объем вытесняемого из скважины раствора;
- соответствие объема вытесняемого из скважины раствора и количества спущенного инструмента.

Систематически информирует бурильщика о параметрах контролируемого процесса, выявленных отклонениях, недостатках и неисправностях технических средств.

Второй помощник бурильщика:

- неукоснительно выполняет задания бурильщика или его первого помощника.

При возникновении отклонений в поведении скважины немедленно информирует об этом бурильщика или первого помощника бурильщика.

Третий помощник бурильщика:

- устанавливает исходный уровень после перераспределения раствора в емкостях;

- контролирует изменение уровня (от исходного) в приемной емкости в течение всего процесса спуска;

- выполняет задания бурильщика или его первого помощника.

При возникновении отклонений в поведении скважины немедленно информирует об этом бурильщика или первого помощника бурильщика.

Остальные члены вахты

Выполняют установленные должностные обязанности.

Неукоснительно выполняют задания бурильщика или его первого помощника.

При возникновении отклонений в поведении скважины немедленно информируют об этом бурильщика или его помощников.

Контроль подъема бурильной колонны

Контролируемые параметры процесса:

- скорость подъема инструмента;
- объем (уровень) бурового раствора в доливной емкости;
- число поднятых свечей;
- объем порции доливаемого бурового раствора.

Техническое обеспечение контроля:

- уровнемер.

Регламент проведения контроля

Для обеспечения достоверности результатов контроля перед началом спуска необходимо зафиксировать величину уровня в емкости для долива бурового раствора.

Следует помнить, что объем емкости для долива скважины должен на 20-30% превышать объем раствора, вытесняемый бурильным инструментом, при его расположении в скважине).

Проверяется наличие тарифовочных таблиц, в которых сопоставляется количество спущенных свечей и объем вытесненного из скважины бурового раствора.

Визуальный контроль скорости подъема инструмента и числа поднятых свечей проводить постоянно в течение всего процесса подъема инструмента.

Определять объем доливаемого в скважину бурового раствора по показаниям уровнемера, установленного в доливной емкости, регулярно после подъема числа свечей, определенного регламентом.

Сопоставлять величину объема вытесненного из скважины бурового раствора со значениями, указанными в тарифовочной таблице, после фиксирования вытесненного объема.

Обязанности членов буровой вахты по осуществлению контроля

Бурильщик контролирует:

- состояние уровня в доливной емкости (по информации от первого помощника бурильщика);
- объем раствора, используемого на долив скважины (по информации первого пом. бурильщика).

Бурильщик обязан анализировать сообщения членов вахты о замеченных отклонениях в поведении скважины с позиций определения поступления пластового флюида в скважину в течение всего технологического процесса подъема.

Первый помощник бурильщика контролирует:

- наличие достаточного объема бурового раствора в доливной емкости;

- объем долива раствора в скважину;
- соответствие объема доливаемого в скважину раствора и количества поднятого инструмента.

Систематически информирует бурильщика о параметрах контролируемого процесса, выявленных отклонениях, недостатках и неисправностях технических средств.

Второй помощник бурильщика:

- неукоснительно выполняет задания бурильщика или его первого помощника.

При возникновении отклонений в поведении скважины немедленно информирует об этом бурильщика или первого помощника бурильщика.

Третий помощник бурильщика:

- выполняет задания бурильщика или его первого помощника.

При возникновении отклонений в поведении скважины немедленно информирует об этом бурильщика или первого помощника бурильщика.

Остальные члены вахты

Выполняют установленные должностные обязанности.

Неукоснительно выполняют задания бурильщика или его первого помощника.

При возникновении отклонений в поведении скважины немедленно информируют об этом бурильщика или его помощников.

Первоочередные действия вахты при возникновении ГНВП во время проведения операций спуска или подъема буровой колонны

Время, отведенное на герметизацию скважины - не более 12 минут!

Ответственный за правильное и своевременное выполнение первоочередных действий - бурильщик.

Бурильщик

1. Подает условный сигнал «Выброс» - три короткие сирены.
2. Останавливает спуско-подъемные операции.
3. Наворачивает квадрат с КШЦ. Если буровая колонна составлена из

труб разных диаметров, то наворачивает специальную трубу с КШЦ и переводником, после чего наворачивает квадрат.

4. Приподнимает инструмент.

5. Открывает гидрозадвижку на линии дросселирования.

6. Закрывает универсальный превентор (ПУГ) или верхний плашечный превентор.

7. Дает команду на закрытие задвижки перед регулируемым штуцером.

8. Закрывает выкидную задвижку манифольда буровых насосов.

9. По истечении 5—10 минут после герметизации устья фиксирует (с записью в журнале) избыточные давления в бурильных трубах и затрубном пространстве.

10. Устанавливает наблюдение за давлением в бурильных трубах и затрубном пространстве с записью в журнале через каждые 10 минут.

11. При росте давления в трубах до величин, опасных для обвязки буровых насосов, закрывается кран КШЦ.

Первый помощник бурильщика

1. Участвует в навороте ведущей трубы с КШЦ или специальной трубы с КШЦ и переводником.

2. Закрывает задвижку перед регулируемым штуцером после закрытия превентора.

3. Фиксирует ручным приводом плашки превентора со стороны блока дросселирования.

4. Через каждые 10 минут докладывает бурильщику величину давления в затрубном пространстве.

Второй помощник бурильщика

1. По сигналу «Выброс» спускается с полатей верхового.

2. Фиксирует ручным приводом плашки превентора со стороны блока глушения.

3. Готовит к работе средства дегазации бурового раствора.

4. Готовит к работе средства утяжеления бурового раствора.

Третий помощник бурильщика

1. Участвует в навороте ведущей трубы с КШЦ или специальной трубы с КШЦ и переводником.
2. Извещает бурового мастера о начавшемся проявлении.

Электрик (дизелист)

1. Обеспечивает работу дизелей (электромоторов) привода насоса, их пуск и остановку.
2. Глушит дизели (по указанию бурильщика).
3. Отключает электроэнергию (по указанию бурильщика).
4. Ликвидирует прочие возможные источники воспламенения.

Второй дизелист

1. Обеспечивает работу дизелей привода лебедки.
2. Выполняет указания бурильщика.

Лаборант

1. Следит за циркуляцией бурового раствора.
2. Замеряет параметры раствора и фиксирует их в журнале.
3. Докладывает бурильщику результаты замеров.

ПРИМЕЧАНИЕ! На месторождениях, в продукции которых содержится сероводород, после получения условного сигнала «Выброс» все члены буровой вахты приводят средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) в «боевую» готовность.

Первоочередные действия вахты при возникновении ГНВП во время проведения операции спуска обсадной колонны

Время, отведенное на герметизацию скважины - не более 5 минут!

Ответственный за правильное и своевременное выполнение первоочередных действий - бурильщик.

Бурильщик

1. Подает условный сигнал «Выброс» - три короткие сирены.
2. Останавливает спуск обсадной колонны.
3. Наворачивает цементирующую (промывочную) головку и закрывает

на ней краны высокого давления.

4. Открывает гидрозадвижку на линии дросселирования.

5. Закрывает универсальный превентор (ПУГ) или верхний плашечный превентор.

6. Дает команду на закрытие задвижки перед регулируемым штуцером.

7. По истечении 5-10 минут после герметизации устья фиксирует (с записью в журнале) избыточные давления в обсадной колонне и затрубном пространстве.

8. Устанавливает наблюдение за давлением в обсадной колонне и межколонном пространстве с записью в журнале через каждые 10 минут.

9. При росте давления на устье до величин, опасных для устьевой обвязки, действует по указанию бурового мастера.

Первый помощник бурильщика

1. Участвует в навороте цементирующей (промывочной) головки и закрытии на ней кранов высокого давления.

2. Закрывает задвижку перед регулируемым штуцером после закрытия превентора.

3. Фиксирует ручным приводом плашки превентора со стороны блока дросселирования.

4. Через каждые 10 минут докладывает бурильщику величину давления в затрубном пространстве.

Второй помощник бурильщика

1. По сигналу «Выброс» спускается с полатей верхового.

2. Фиксирует ручным приводом плашки превентора со стороны блока глушения.

3. Готовит к работе средства дегазации бурового раствора.

Третий помощник бурильщика

1. Участвует в навороте цементирующей (промывочной) головки.

Электрик (дизелист)

1. Обеспечивает работу дизелей (электромоторов) привода насоса, их

пуск и остановку.

2. Глушит дизели (по указанию бурильщика).
3. Отключает электроэнергию (по указанию бурильщика).
4. Ликвидирует прочие возможные источники воспламенения.

Второй дизелист

1. Обеспечивает работу дизелей привода лебедки.
2. Выполняет указания бурильщика.

Лаборант

1. Следит за вытеснением бурового раствора.
2. Замеряет параметры раствора и фиксирует их в журнале.
3. Докладывает бурильщику результаты замеров.

ПРИМЕЧАНИЕ! На месторождениях, в продукции которых содержится сероводород, после получения условного сигнала «Выброс» все члены буровой вахты приводят средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) в «боевую» готовность.

Сценарий №3: Работы на скважине при отсутствии циркуляции или при отсутствии бурильных (обсадных) труб в скважине

Контролируемые параметры:

- объем (уровень) бурового раствора в приемной емкости;
- движение бурового раствора по желобной системе.

Техническое обеспечение контроля:

- уровнемер.

Регламент проведения контроля

Для обеспечения достоверности результатов контроля перед началом спуска необходимо зафиксировать величину уровня в изолированной приемной емкости. Изолирование приемной емкости выполняет третий помощник бурильщика.

Контроль наличия движения бурового раствора в желобной системе осуществляется постоянно.

Контроль величины уровня в приемной емкости осуществляется через каждые 5-10 минут.

Обязанности членов буровой вахты по осуществлению контроля

Бурильщик контролирует:

- состояние уровней в приемных емкостях (по информации от первого помощника бурильщика);
- наличие движения раствора по желобной системе (по информации от членов буровой вахты).

Бурильщик обязан анализировать сообщения членов вахты о замеченных отклонениях в поведении скважины с позиций определения поступления пластового флюида в скважину в течение всего времени отсутствия циркуляции.

Первый помощник бурильщика контролирует:

- уровень бурового раствора в приемных емкостях.

Систематически информирует бурильщика о состоянии скважины, выявленных отклонениях, недостатках и неисправностях технических средств.

Второй помощник бурильщика:

- неукоснительно выполняет задания бурильщика или его первого помощника.

При возникновении отклонений в поведении скважины немедленно информирует об этом бурильщика или первого помощника бурильщика.

Третий помощник бурильщика:

- устанавливает исходный уровень после перераспределения раствора в емкостях;
- выполняет задания бурильщика или его первого помощника.

При возникновении отклонений в поведении скважины немедленно информирует об этом бурильщика или первого помощника бурильщика.

Остальные члены вахты

Выполняют установленные должностные обязанности.

Неукоснительно выполняют задания бурильщика или его первого помощника.

При возникновении отклонений в поведении скважины немедленно информируют об этом бурильщика или его помощников.

Первоочередные действия вахты при возникновении ГНВП Время, отведенное на герметизацию скважины - не более 5 минут! Ответственный за правильное и своевременное выполнение первоочередных действий - бурильщик.

Бурильщик

1. Подает условный сигнал «Выброс» - три короткие сирены.
2. При выполнении геофизических или прострелочно-взрывных работ в скважине поднимает зонд или перфоратор. Если этого нельзя сделать - обрубается кабель.
3. Открывает гидрозадвижку на линии дросселирования.
4. Закрывает превентор с глухими плашками (прострелочную задвижку) или плащечный превентор на специальной трубе с КШЦ и переводником.
5. Дает команду на закрытие задвижки перед регулируемым штуцером.
6. По истечении 5-10 минут после герметизации устья фиксирует (с записью в журнале) избыточные давления в обсадной колонне и затрубном пространстве.
7. Устанавливает наблюдение за давлением в обсадной колонне и межколонном пространстве с записью в журнале через каждые 10 минут.
8. При росте давления на устье до величин, опасных для устьевой обвязки, действует по указанию бурового мастера.

Первый помощник бурильщика

1. Закрывает задвижку перед регулируемым штуцером после закрытия превентора.
2. Фиксирует ручным приводом плашки превентора со стороны блока дросселирования.
3. Через каждые 10 минут докладывает бурильщику величину давления

на устье скважины.

Второй помощник бурильщика

1. Фиксирует ручным приводом плашки превентора со стороны блока глушения.

2. Выполняет указания бурильщика.

Третий помощник бурильщика

1. Выполняет указания бурильщика.

Электрик (дизелист)

1. Обеспечивает работу дизелей (электромоторов) привода насоса, их пуск и остановку.

2. Глушит дизели (по указанию бурильщика).

3. Отключает электроэнергию (по указанию бурильщика).

4. Ликвидирует прочие возможные источники воспламенения.

Второй дизелист

1. Обеспечивает работу дизелей привода лебедки.

2. Выполняет указания бурильщика.

Лаборант

1. Следит за вытеснением бурового раствора.

2. Замеряет параметры раствора и фиксирует их в журнале.

3. Докладывает бурильщику результаты замеров.

ПРИМЕЧАНИЕ! На месторождениях, в продукции которых содержится сероводород, после получения условного сигнала «Выброс» все члены буровой вахты приводят средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) в «боевую» готовность.

Задания для работы на занятии

Студенту необходимо изучить контролируемые параметры для обнаружения ГНВП на ранней стадии возникновения; изучить регламент проведения контроля за состоянием скважины и обязанности членов буровой вахты по его проведению в зависимости от вида технологических операций, выполняемых в скважине, после чего ответить на вопросы преподавателя.

Практическое занятие 12

Проектирование инженерно-технологических решений по предупреждению возможных ГНВП

Цель: выработка и принятие инженерно-технологических и технических решений на стадиях проектирования и планирования технологических процессов, призванных предотвратить вероятные в прогнозируемых условиях проводки скважины газонефтеводопроявления, т.е. предупреждение возможного ГНВП.

Организационная форма занятия: традиционная

Вопросы для обсуждения

1. В чем заключается понятие «предупреждение возможного ГНВП»?
2. Какая информация служит исходными данными для выработки решений по предупреждению ГНВП на стадии проектирования?
3. Каковы методические основы выбора плотности бурового раствора с позиции предупреждения ГНВП?
4. Что подразумевается под понятием «допустимый объем» притока пластового флюида в процессе бурения скважины?
5. Что подразумевается под понятием «предельный объем» поступления пластового флюида в ствол скважины?
6. Что подразумевается под «опасными сечениями» в скважине с позиции предупреждения ГНВП и почему?
7. В чем состоят методические основы нормирования механической скорости бурения в продуктивном пласте?
8. Каковы методические основы определения допустимых гидродинамических давлений при СПО в процессе бурения скважины?

Методические рекомендации

Степень фонтаноопасности скважины неоднозначно оценивается на разных стадиях ее сооружения. В начале (стадия задания на проектирование и непосредственно проектирование) принимается во внимание только

информация о горно-геологических условиях проводки скважины с учетом бурения скважин в аналогичных условиях. Но уже на последующих этапах оценки в расчет принимаются инженерно-технологические, технические и организационные решения, направленные на предотвращение возникновения нештатного поступления флюидов в ствол скважины, которые были приняты на предыдущих этапах.

Первоочередным этапом, на котором принимаются инженерно-технологические решения, направленные на предупреждение ГНВП при строительстве скважин, является стадия проектирования. Проект, разработанный в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», 2013 г., является основным документом на строительство скважин.

Рабочие проекты на строительство скважины должны содержать мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению ГНВП, включающие четкие, надежные инженерно-технические решения и программы противодействия по всему спектру причин возможного возникновения и развития ГНВП. К реализации принимаются решения, которые должны обеспечить безопасное ведение буровых работ при минимальной вероятности возникновения осложнений и аварийных ситуаций на основании максимально возможного учета геолого-технических условий.

Проектирование инженерно-технологических решений по предупреждению возможных ГНВП направлено на снижение степени фонтаноопасности скважины. При этом следует помнить, что эффективность решений, принимаемых на стадии проектирования, всецело зависит от точности информации о горно-геологических условиях проводки скважины.

К проектированию основных технологических решений по предупреждению возможных ГНВП относятся:

- выбор плотности бурового раствора;
- определение предельного и допустимого объемов пластового флюида;
- определение допустимой механической скорости бурения;

- определение допустимых гидродинамических давлений при СПО.

Выбор плотности бурового раствора

Основой технологических мероприятий по предупреждению ГНВП при существующей технологии бурения скважин является выбор соответствующей плотности бурового раствора, обеспечивающей необходимое противодействие на вскрытые газонефтеводонасыщенные пласты.

Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения должна определяться из расчета превышения гидростатического давления столба бурового раствора в скважине над пластовым давлением. Величина этого превышения оговаривается в «Правилах безопасности в нефтяной и газовой промышленности», 2013 г. и «Руководстве по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве и ремонте скважин» (СТО Газпром 2-3.2-193-2008, п. 6.4.) в зависимости от глубины скважины и составляет:

- 10% - для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов по вертикали от 0 до 1200 м);
- 5% - для интервалов по вертикали от 1200 м до проектной глубины.

В необходимых случаях в проекте может устанавливаться большая плотность промывочной жидкости, но при этом противодействие на горизонты не должно превышать пластовые давления на 1,5 МПа для скважин глубиной по вертикали до 1200 м и 2,5-3,0 МПа для более глубоких скважин.

Плотность бурового раствора для интервала совместимых условий бурения определяется по глубине залегания кровли горизонта с максимальным градиентом пластового давления.

Для расчета плотности бурового раствора (кг/м³) применяют следующую формулу:

$$\rho = \frac{P_{пл} + \Delta P}{9,81 \cdot H} \cdot 10^6, \quad (11.1)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

ΔP - превышение гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым давлением или «запас противодействия», МПа;

H - глубина кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления, м.

Определение предельного и допустимого объемов пластового флюида

На стадии составления проекта определяются допустимые и предельные объемы пластового флюида, которые в процессе бурения используются для принятия оперативных решений по борьбе с возникшим проявлением. Таковыми решениями являются:

- выполнение определенных мероприятий по предотвращению поступления пластового флюида в скважину без остановки основного технологического процесса (оперативное предупреждение ГНВП);
- выполнение специального комплекса технологических мероприятий по удалению поступившего флюида и восстановлению нормального (проектного) состояния скважины (ликвидация ГНВП).

Допустимый объем $[V]$ — объем притока пластового флюида в ствол скважины, который определяется из условий обеспечения контролируемости скважины и реализации мероприятий по ликвидации ГНВП без осложнений.

Допустимый объем флюида $[V]$ определяется первоначально в техническом проекте на строительство скважины, а затем корректируется инженерной службой предприятия при планировании конкретных работ. При этом величина $[V]$ должна быть не более: 0,5 м³ - при подъеме труб; 1,0 м³ - при бурении и прочих операциях.

Оперативное предупреждение ГНВП - предотвращение или ограничение притока пластового флюида в объеме, не превышающем допустимого значения $[V]$ м³, и его удаление из скважины при выполнении любых работ при ее строительстве и ремонте.

Предельный объем V_{np} - предельно допустимый объем притока пластового флюида в забойных условиях, при котором ни одно из «опасных сечений» в скважине не будет испытывать перегрузок, превышающих

максимально допустимые значения, при его удалении из скважины стандартными методами управления скважиной.

В качестве «опасных сечений», согласно «Руководству по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве и ремонте скважин» (СТО Газпром 2-3.2-193-2008, Приложение В.), в скважине следует принимать:

- устье скважины;
- стык секций обсадных колонн;
- цементное кольцо башмака обсадной колонны;
- подошву интервала необсаженного участка ствола скважины с минимальным градиентом гидроразрыва (при наличии пластов с одинаковыми градиентами — выбирается вышележащий пласт).

Предельный или критический объем поступившего в скважину флюида соответствует максимально допустимому давлению в скважине на данной глубине как с точки зрения предотвращения гидроразрыва пород, так и сохранения герметичности обсадных колонн.

Предельный объем газа V_{np} для каждого сечения x можно определить по следующей формуле:

$$V_{np} = \frac{F \cdot \{P_{DX} \cdot [P_{DX} - P_H + g \cdot \rho \cdot (H - x)]\}}{g \cdot \rho \cdot \frac{P_H \cdot T_X \cdot Z_X}{T_H \cdot Z_H} - g \cdot \rho_g \cdot P_{DX}}, \quad (11.2)$$

где F - площадь кольцевого пространства, m^2 ;

P_{DX} - допустимое давление в сечении X , Па;

P_H - забойное (пластовое) давление, Па;

ρ - плотность раствора, kg/m^3 ;

H - глубина скважины, м;

x - расстояние от устья до газовой пачки, м;

g - ускорение свободного падения, m/sec^2 ;

T_H, T_X - температура на забое и на глубине x при циркуляции, $^{\circ}K$;

Z_H, Z_X - коэффициент сжимаемости газа в условиях забоя и на глубине x (приводится в «Руководстве по предупреждению и ликвидации

газонефтеводопроявлений при строительстве и ремонте скважин» (СТО Газпром 2-3.2-193-2008, Приложение В, рис. В.2.);

ρ_g - плотность газа в забойных условиях, кг/м³ (приводится в «Руководстве по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве и ремонте скважин» (СТО Газпром 2-3.2-193-2008, Приложение В, рис. В.1.)

Допустимый объем притока пластового флюида $[V]$ находится в соотношении с предельным объемом V_{np} с целью обеспечения резерва времени на герметизацию устья скважины и создания необходимого запаса прочности.

Расчет допустимых объемов $[V]$ производится по формуле

$$[V] = \alpha \cdot V_{np}, \quad (11.3)$$

где α - коэффициент, учитывающий неизвестность состояния объекта и вид технологической операции («Руководство по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве и ремонте скважин»);

V_{np} - предельный объем флюида.

Значения коэффициента α приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 - Значения коэффициента α для определения $[V]$ поступления флюида в скважину

Тип скважины	Значение коэффициента α			
	Технологические операции и виды работ			
	Бурение и прочие виды работ		Подъем труб	
	Наличие косвенных	Отсутствие косвенных	Наличие косвенных	Отсутствие косвенных
Эксплуатацион	0,75	0,62	0,50	0,37
Разведочная	0,62	0,50	0,37	0,25

Определение допустимой механической скорости бурения

Особое внимание в проекте должно быть уделено нормированию механической скорости проходки ($V_{мех}$) в продуктивном горизонте. При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость должна

ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.

Оценивается допустимая механическая скорость $V_{мех}^{предел}$ исходя из условия ограничения поступления флюида в ствол скважины:

$$V_z \cdot t_{0,5} \leq [V], \quad (11.4)$$

где V_z - объем поступившего в ствол скважины газа в единицу времени ($\text{м}^3/\text{час}$);

$t_{0,5}$ - время полуцикла циркуляции, час;

$[V]$ - допустимое количество флюида, м^3 (как правило, принимается проектное).

Воспользовавшись формулой для определения количества поступившего флюида с выбуренной породой, определим количество породы, поступившей в скважину за время полуцикла циркуляции:

$$V_z = V_{мех} \cdot F_{заб} \cdot m \cdot \beta \cdot \eta \cdot \frac{P_{пл} \cdot T_y \cdot Z_y}{P_{атм} \cdot T_{пл} \cdot Z_{пл}} \cdot t_{0,5}, \quad (11.5)$$

Очевидно, что этот объем флюида должен быть меньше допустимого. С учетом этого, можем рассчитать предельное значение механической скорости, при которой в данных конкретных условиях объем флюида, поступивший с выбуренной породой, не превысит допустимого значения:

$$V_{мех}^{предел} = \frac{[V]}{\frac{P_{пл} \cdot T_y \cdot Z_y}{P_{атм} \cdot T_{пл} \cdot Z_{пл}} \cdot F_{заб} \cdot m \cdot \beta \cdot \eta} \cdot t_{0,5}. \quad (11.6)$$

Определение допустимых гидродинамических давлений при СПО

Скорости СПО должны ограничиваться значениями допустимых гидродинамических давлений, возникающих при движении колонны бурильных или обсадных труб в скважине.

При спуске колонны труб в скважину допустимое гидродинамическое давление определяется из условия:

$$[\Delta P_{СП}] \leq 0,75 \cdot (P_{грп} - \rho g H_{сл.пл}), \quad (9.7)$$

где $H_{сл.пл}$ - глубина кровли наиболее слабого пласта;

$P_{грп}$ - давление гидроразрыва наиболее слабого пласта.

При подъеме колонны труб в скважине допустимое гидродинамическое давление определяется из условия:

$$[\Delta P_{СП}] \leq 0,75 \cdot (\rho g H_{пл} - P_{пл}),$$

где $H_{пл}$ - глубина кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления;

$P_{пл}$ - пластовое давление на данной глубине.

Задания для работы на занятии

Выполнить расчет основных технологических решений по предупреждению возможных ГНВП. Исходные данные по материалам производственной практики (конкретная площадь, скважина).

Практическое занятие 13

Инженерно-аналитические расчеты для управления скважиной при ликвидации ГНВП стандартными методами

Цель: ознакомиться с инженерно-аналитическими расчетами для управления скважиной при ликвидации ГНВП стандартными методами на основе приведенных примеров.

Организационная форма занятия: традиционная

Вопросы для обсуждения

1. Для чего необходимо определять значение основных режимно-технологических параметров?
2. Назовите основные режимно-технологические параметры для инженерного обеспечения проведения процесса глушения скважины.
3. По каким формулам они определяются?

Методические рекомендации

Для инженерного обеспечения проведения процесса глушения скважины (анализ ситуации и контрольные значения) необходимо определить значение следующих режимно-технологических параметров:

- максимально допустимое давление на устье скважины;
- плотность поступившего в скважину пластового флюида;
- пластовое давление;
- плотность бурового раствора, которая необходима для проведения процесса;
- начальное давление циркуляции;
- конечное давление циркуляции.

Ниже приведены формулы для определения расчетных параметров и численные примеры расчетов.

1. Максимально допустимое давление на устье скважины.

Допустимое давление на устье скважины $[P_{из.к}]_к$ не должно превышать 80% давления последней опрессовки обсадной колонны и устья скважины - $P_{опр}$:

$$[P_{из.к}]_к \leq 0,8 \cdot P_{опр}, \quad (13.1)$$

где $P_{опр}$ - давление последней опрессовки обсадной колонны, МПа.

Допустимое давление на устье скважины с точки зрения предотвращения гидроразрыва пород $[P_{из.к}]_{зр}$, не должно превышать допустимую прочность пород в наиболее слабом участке ствола скважины:

$$[P_{из.к}]_{зр} = P_{зр} - 0,00981 \cdot \rho_n \cdot H_{сл.пл}, \quad (13.2)$$

где $P_{зр}$ - давление гидроразрыва наиболее слабого пласта (определяется в техническом проекте или по данным испытания пласта на приемистость), МПа;

$H_{сл.пл}$ - глубина подошвы наиболее слабого пласта, м;

ρ_n - плотность бурового раствора в затрубном пространстве, г/см³.

Максимально допустимым давлением на устье скважины $-[P_{из.к}]$ является наименьшее из значений $[P_{из.к}]_к$ и $[P_{из.к}]_{зр}$.

Задача 1

Определить максимально допустимое давление на устье скважины $-[P_{из.к}]$, допустимое давление на устье скважины с точки зрения предотвращения гидроразрыва пород $[P_{из.к}]_{зр}$. Данные для решения задачи взять из табл. 13.1

Вариант	$H_{скв}$, м	$H_{ок}(244,5 \text{ мм})$, м	$P_{опр}$, МПа	$G_{зр}$, МПа/м	ρ_n , г/см ³
1	1725	1200	18	0,02	1,25
2	1675	1100	17,5	0,02	1,2
3	1750	1250	16	0,02	1,1
4	1800	1300	18,5	0,02	1,15
5	1650	1150	17	0,02	1,21
6	1675	1050	16,5	0,02	1,18
7	1900	1250	18	0,02	1,23
8	1875	1250	16	0,02	1,2
9	1850	1325	17,5	0,02	1,1
10	1650	1150	16	0,02	1,15

11	1600	1150	18,5	0,02	1,17
12	1900	1050	18	0,02	1,21
13	1850	1250	17	0,02	1,18
14	1725	1100	16,5	0,02	1,23
15	1750	1225	18	0,02	1,25

Таблица 13.1 – Исходные данные к задаче 1

2.Оценка плотности поступившего в скважину пластовоефлюида.

Плотность поступившего в скважину флюида определяется по следующей формуле:

$$\rho_{\phi} = \rho_n - \frac{(P_{из.к} - P_{из.м})}{0,00981 \cdot h_{\phi}}, \quad (13.3)$$

$$h_{\phi} = \frac{V_o}{F}, \quad (13.4)$$

где ρ_n - плотность бурового раствора в скважине, г/см³;

$P_{из.м}$, $P_{из.к}$ - избыточные давления в трубном и затрубном пространстве, МПа;

h_{ϕ} - высота столба флюида в стволе скважины, м;

V_o - объем поступившего в скважину флюида, м³;

F - площадь поперечного сечения ствола скважины в интервале расположения пачки флюида, м².

Задача 2

Определить плотность поступившего в скважину флюида. Данные для решения задачи приведены в табл. 13.2

Таблица 13.2 – Исходные данные к задаче 2, 3, 4

Вариант	$P_{из.м}$, МПа	$P_{из.к}$, МПа	ρ_n , г/см ³	V_o , м ³	F , м ²	$P_{пл}$, МПа	H , м
1	2,2	3,6	1,25	2,3	0,0124	27	1700

2	2	3,4	1,2	2,2	0,0124	30	1900
3	2,1	3,5	1,1	2,1	0,0124	25	1850
4	2,3	3,7	1,15	2,4	0,0124	24	2000
5	2,4	3,8	1,21	2,25	0,0124	26,6	1950
6	2,35	3,6	1,18	2,35	0,0124	28	1850
7	2,5	4	1,23	2,2	0,0124	25,4	1700
8	2,45	3,7	1,25	2,23	0,0124	30	1875
9	2,15	3,8	1,1	2,11	0,0124	25	1900
10	2	3,5	1,15	2,4	0,0124	24,2	1850
11	2,1	3,7	1,21	2,25	0,0124	26,6	2000
12	2,3	3,8	1,18	2,35	0,0124	28	1950
13	2,4	3,6	1,23	2,2	0,0124	25,4	1850
14	2,35	4	1,25	2,3	0,0124	27	1725
15	2,5	3,4	1,2	2,25	0,0124	24,2	1825

3. Пластовое давление.

Фактическое пластовое давление проявляющего пласта рассчитывается по формуле:

$$P_{пл} = 0,00981 \cdot \rho_n \cdot H + P_{из.т}, \quad (13.5)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

ρ_n - плотность бурового раствора в скважине, г/см³;

H - глубина залегания пласта (по вертикали), м;

$P_{из.т}$ - избыточное давление в бурильных трубах, МПа.

Задача 3

Определить фактическое пластовое давление проявляющего пласта. Данные для решения задачи приведены в табл. 13.2.

4. Плотность бурового раствора, необходимая для глушения скважины.

Плотность бурового раствора для глушения скважины определяется по формуле:

$$\rho_k = \frac{P_{пл} + \Delta P}{0,00981 \cdot H}, \quad (13.6)$$

где ρ_k - плотность бурового раствора для глушения скважины, г/см³;

$P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

ΔP - величина превышения гидростатического давления над пластовым, МПа.

Величина превышения гидростатического давления над пластовым регламентируется в «Руководстве по предупреждению и ликвидации ГНВП при строительстве и ремонте скважин» (СТО Газпром 2-3.2-193-2008) следующим образом:

Превышение плотности бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения должна быть не менее:

- 10% для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);
- 5% для интервалов от 1200 до проектной глубины.

В необходимых случаях проектом может устанавливаться большая плотность раствора, но при этом противодействие не должно превышать пластовые давления на 15 кгс/см² (1,5 МПа) для скважин глубиной до 1200 м и 25 - 30 кгс/см² (2,5 - 3,0 МПа) для более глубоких скважин.

Задача 4

Определить плотность бурового раствора, необходимую для глушения скважины. Данными задаться из табл. 13.2

5. Начальное давление циркуляции.

Начальное давление циркуляции определяется по следующей формуле:

$$P_n = P'_{20} + P_{из.м} + (0,5 \div 1,0), \quad (13.7)$$

$$P'_{20} = P_{20} \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^2 \quad (13.8)$$

где P_n - начальное давление циркуляции, МПа;

P'_{20} - гидравлические сопротивления при выбранной для глушения подаче, МПа;

P_{20} - гидравлические сопротивления при бурении, МПа;

Q_1 - производительность насосов при бурении, л/с;

Q_2 - выбранная подача насоса для глушения, л/с.

Задача 5

Определить начальное давление циркуляции. Данные взять из табл. 13.3

Таблица 13.3 – Исходные данные к задаче 5

Вариант	P_{20} МПа	$Q_1; Q_2$, л/с	$P_{из.м}$ МПа
1	12,0	20; 10	2,2
2	13,2	15; 10	2
3	11,4	17; 12	2,1
4	10,8	23; 14	2,3
5	12,5	19; 11	2,4
6	13,6	21; 10	2,35
7	12,5	17; 11	2,5
8			
9	11,2	21; 10	2,2
10	10,9	23; 14	2,35
11	12,5	17; 11	2
12	13,2	15; 10	2,4
13	11,4	17; 12	2,35
14	12,5	23; 14	2,5
15	12,0	20; 10	2

6. Конечное давление циркуляции.

Конечное давление циркуляции определяется по следующей формуле:

$$P_{\kappa} = P'_{20} \frac{\rho_{\kappa}}{\rho_n}, \quad (13.9)$$

где ρ_{κ} - конечная плотность бурового раствора для глушения скважины, г/см³;

ρ_n - начальная плотность бурового раствора, г/см³;

P'_{20} - гидравлические сопротивления при выбранной подаче насосов, МПа.

Задача 6

Определить конечное давление циркуляции в соответствии с данными табл.

13.4

Таблица 13.4 – Исходные данные к задаче 6

Вариант	$P'_{\text{с}}, \text{МПа}$	$\rho_n, \text{г/см}^3$	$\rho_k, \text{г/см}^3$
1	3,0	1,25	1,56
2	3,15	1,1	1,45
3	2,78	1,05	1,4
4	2,9	1,15	1,5
5	2,85	1,2	1,62
6	3,22	1,3	1,48
7	2,96	1,25	1,51
8	2,75	1,05	1,46
9	2,97	1,1	1,56
10	2,84	1,25	1,6
11	3,21	1,15	1,45
12	2,9	1,25	1,5
13	3,15	1,05	1,6
14	3,2	1,1	1,45
15	3,1	1,15	1,56

Задания для работы на занятии

Выполнить задания 1-6 в соответствии с указаниями преподавателя.

Практическое занятие 14

Расчеты для обеспечения реализации ликвидации ГНВП методом уравновешенного пластового давления

Цель: ознакомиться с методами расчетов для обеспечения реализации ликвидации ГНВП методом уравновешенного пластового давления

Организационная форма занятия: традиционная

Вопросы для обсуждения

1. Что собой подразумевает управление скважиной в процессе ликвидации ГНВП?
2. Контроль и анализ каких давлений производится при проведении процесса ликвидации ГНВП? Методы их определения.
3. Как достигается технологический принцип вымыва пластового флюида при постоянной производительности насоса и поддержании постоянного давления в бурильных трубах?
4. Какие закономерности просматриваются в процессе вымыва газовой пачки при постоянном забойном давлении?

Методические рекомендации

Управление скважиной в процессе ликвидации ГНВП, в основном, подразумевает управление забойным давлением (его регулирование), которое должно осуществляться с соблюдением определенных принципов: исключение дополнительных или сопутствующих осложнений и минимизация сроков ликвидации осложненной ситуации.

Основным условием успешного проведения процесса ликвидации ГНВП является контроль и анализ изменения давлений, развивающимися в ходе его выполнения.

Рассмотрим давление в скважине в наиболее характерных и важных сечениях скважины.

Забойное давление после герметизации устья. В закрытой скважине приток флюида из пласта будет продолжаться до тех пор, пока забойное давление не станет равным пластовому.

Для определения момента равенства забойного и пластового давлений ведут наблюдение за давлением на устье скважины, используя манометры, установленные на пульте дистанционного управления дросселем или манометры на стояке и перед дросселем.

Когда давления в бурильных трубах и затрубном пространстве стабилизируются, записывают показания манометров. Период наблюдения не должен превышать более 5-10 мин. Затрачивать больше времени для регистрации избыточных давлений не допускается, так как в случае газопроявлений всплывающая газовая пачка (миграция) будет вносить значительные погрешности.

Состояние, при котором избыточные давления в трубном и затрубном пространствах скважины принимают постоянные значения, то есть забойное давление $P_{зab}$ становится равным пластовому давлению $P_{пл}$, называют моментом статического неустойчивого равновесия. Поскольку забойное давление может быть выражено через составляющие по бурильным трубам или по затрубному пространству (сообщающиеся сосуды), то математически это равновесие иллюстрируется следующим выражением:

$$P_{пл} = P_{г.м} + P_{из.м} = P_{г.к} + P_{из.к} = P_{зab}, \quad (14.1)$$

где $P_{г.м} = \rho_n \cdot g \cdot H$ - гидростатическое давление столба бур-го раствора в бурильных трубах, МПа;

$P_{из.м}$ - избыточное давление в бурильных трубах, МПа;

Гидростатическое давление столба бурового раствора и пластового флюида в затрубном пространстве:

$P_{из.к}$ - избыточное давление в затрубном пространстве, МПа;

ρ_f - плотность поступившего в скважину флюида, кг/м³;

h_f - высота пачки пластового флюида в затрубном пространстве, м.

Избыточное давление в бурильных трубах представляет собой величину давления, компенсирующую превышение пластового давления над гидростатическим давлением столба бурового раствора в трубном пространстве:

$$P_{г.к} = \rho_{\phi} \cdot g \cdot h_{\phi} + \rho_n \cdot g \cdot (H - h_{\phi}), \quad (14.2)$$

Избыточное давление в затрубном пространстве представляет собой величину давления, компенсирующую превышение пластового давления над гидростатическим давлением столбов флюида и бурового раствора в затрубном пространстве:

$$P_{из.т} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H, \quad (14.3)$$

С момента достижения равенства давлений на забое и пласте давление в стволе скважины может только повышаться вследствие всплытия (миграции) флюида, поэтому дальнейшее его поступление из пласта прекращается.

Забойное давление при восстановлении циркуляции в скважине. Располагая зарегистрированными значениями избыточных давлений в трубном и затрубном пространствах скважины, необходимо ответить на следующие два вопроса:

- как при восстановлении циркуляции создать необходимое равенство или превышение забойного давления над пластовым давлением;
- как в процессе циркуляции сохранить созданное забойное давление постоянным.

При этом необходимо также располагать достаточно надежным, простым и удобным методом контроля давлений, исходя из понятий о динамическом состоянии скважины.

Баланс давлений в трубном и затрубном пространствах скважины во время циркуляции при использовании дросселя на устье может быть выражен следующей зависимостью:

$$P_{заб} = P_n + P_{г.т} - P_{г.д.т} = P_{шт} + P_{г.к} + P_{г.д.к}, \quad (14.5)$$

где P_n -давление на насосе, МПа;

$P_{г.д.т}$ - гидравлические сопротивления в бурильных трубах, МПа;

$P_{шт}$ - давление на дросселе (штуцере) или противодавление, МПа;

$P_{зд.к}$ - гидравлические сопротивления в затрубном пространстве, МПа.

В процессе циркуляции любое давление в скважине создается или изменяется в зависимости от последующих потерь давления по направлению потока жидкости (при «прямой» циркуляции - в затрубном пространстве).

Давление на дросселе при циркуляции представляет величину) местных потерь давления в штуцере, которую показывает манометр, установленный перед дросселем.

Из выражения баланса давлений видно, что забойное давление (по затрубному пространству) складывается из суммы: двух членов динамического происхождения (давление на дросселе - $P_{ум}$ и величина гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве - $P_{зд.к}$) и одного члена гидростатического происхождения (гидростатическое давление в затрубном пространстве - $P_{з.к}$).

В процессе движения газовой пачки по затрубному пространству при постоянной подаче изменяется только составляющая гидростатического давления на забой скважины. При движении пачки по стволу и открытом дросселе пачка расширяется и гидростатическое давление уменьшается. В момент непосредственного удаления пачки из затрубного пространства объем ее уменьшается и гидростатическое давление увеличивается.

Очевидно, что в этом случае, для сохранения постоянства забойного давления в каждый момент времени, компенсировать изменение гидростатического давления в затрубном пространстве при движении в нем пачки пластового флюида с постоянным расходом можно только изменением давления, создаваемым на дросселе.

С другой стороны, если в процессе циркуляции при неизменных значениях плотности бурового раствора и подачи насосов поддерживать постоянное давление на насосах (P_n), то забойное давление так же будет сохраняться постоянным, поскольку гидростатическое давление ($P_{з.м}$) и величина гидравлических сопротивлений в трубном пространстве ($P_{зд.м}$) не изменяются.

Технологический принцип вымыва пластового флюида при постоянной производительности насоса и поддержании постоянного давления в бурильных трубах составляет основу стандартных методов ликвидации ГНВП с поддержанием постоянного забойного давления. Технологически это достигается следующим образом:

- выбранная подача насоса должна сохраняться постоянной, чтобы стабилизировать гидравлические сопротивления в системе циркуляции;
- давление в бурильных трубах поддерживается постоянным с помощью регулируемого дросселя, установленного на выкиде из затрубного пространства;
- установившееся значение давления в бурильных трубах используется в качестве ориентира для контролирования постоянства забойного давления в процессе последующей циркуляции.

Следовательно, при восстановлении циркуляции в процессе ликвидации ГНВП с использованием методов уравновешенного давления необходимо и достаточно создать такое давление на дросселе, чтобы его значение было равно $P_{из.к}$ или превышало зарегистрированное значение $P_{из.к}$ на величину ΔP :

$$P_{ит} = P_{из.к} + \Delta P, \quad (14.6)$$

где ΔP - принятый «запас противодействия», МПа.

Тогда созданное давление на забое скважины будет, примерно, составлять:

$$P_{заб} = P_{пл} + P_{зд.к} + \Delta P, \quad (14.7)$$

Для соблюдения условия постоянства созданного в процессе циркуляции давления на забое скважины необходимо и достаточно с помощью дросселя поддерживать постоянное давление на насосах, равное:

$$P_n = P_{зд} + P_{из.м} + \Delta P, \quad (14.8)$$

где $P_{зд}$ - полные гидравлические сопротивления в системе циркуляции при постоянной подаче насоса, МПа.

Тогда текущее забойное давление будет, примерно, составлять:

$$P_{заб} = P_{пл} + P_{зд.к} + \Delta P, \quad (14.9)$$

Максимальное давление в затрубном пространстве скважины в процессе вымыва газообразного пластового флюида при постоянном забойном давлении

приходится на верхнюю границу - «голову» пачки и напрямую зависит от ее объема.

В процессе вымыва газовой пачки при постоянном забойном давлении, значения текущих давлений у башмака обсадной колонны и на любом участке ствола скважины меняются. Эти изменения подчиняются следующим закономерностям:

- возрастают до тех пор, пока «голова» пачки не достигнет этого участка;
- понижаются при прохождении газовой пачкой этого участка;
- остаются постоянными после того, как газовая пачка прошла этот участок.

Эти закономерности сохраняются и при движении газовой пачки в обсадной колонне, в которой имеются «опасные сечения» - устье скважины, стык секций обсадных колонн, муфта ступенчатого цементирования и т. п.

Задания для работы на занятии

В процессе бурения скважины диаметром $D_{скв}$ на глубине $H_{скв}$ обнаружено ГНВП. Численные значения параметров скважины, обсадной и бурильной колонн, режимов промывки при бурении, а также данных, зарегистрированных после герметизации устья скважины, приводятся.

Требуется определить следующие параметры:

- объемы трубного и затрубного пространства скважины $V_{тн}$, $V_{кп}$, м³;

- максимально допустимое давление на устье в затрубном пространстве $[P_{уз.к}]$, МПа;

- плотность и тип поступившего в скважину флюида $\rho_{ф}$, г/см³;

- пластовое давление $P_{пл}$, МПа;

- плотность утяжеленного раствора для глушения $\rho_{к}$, г/см³;

- начальное давление циркуляции $P_{н}$, МПа;

- конечное давление циркуляции $P_{к}$, МПа;

- время, необходимое для заполнения бурильной колонны утяжеленным раствором $t_{мн}$, мин;

- время, необходимое для заполнения затрубного пространства, $t_{кп}$, мин.

По результатам расчетов построить график изменения давления в бурильных трубах в процессе заполнения бурильной колонны утяжеленным буровым раствором. График построить во времени и по числу ходов насоса.

Численные значения параметров и характеристик, которые будут использованы при проведении расчетов, а также расчетная схема задачи приведены ниже.

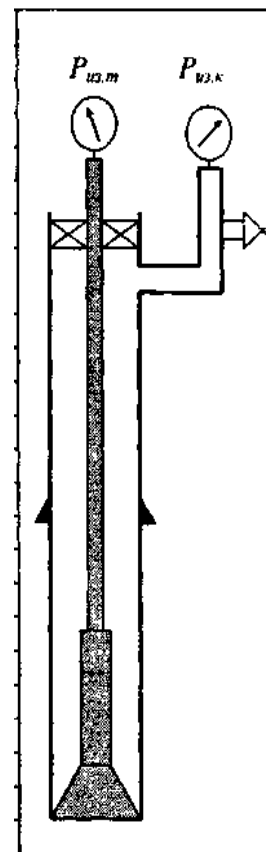


Рис.14.1 – Расчетная схема к задаче

Таблица 14.1 – Расчетные данные к задаче

[illegible]

Практическое занятие 15

Расчеты для обеспечения реализации ликвидации ГНВП методом «ожидания и утяжеления» и непрерывным методом.

Цель: ознакомиться с методикой расчетов для обеспечения реализации ликвидации ГНВП методом «ожидания и утяжеления» и непрерывным методом.

Организационная форма занятия: традиционная

Вопросы для обсуждения

1. Какие методы расчетов для обеспечения реализации ликвидации ГНВП вы знаете?
2. Преимущества и недостатки метода «ожидания и утяжеления».
3. Преимущества и недостатки непрерывного метода.

Методические рекомендации

Метод «ожидания и утяжеления»

Метод ожидания и утяжеления предусматривает проведение технологических операций по ликвидации ГНВП за один цикл циркуляции, в течение которого одновременно осуществляются: вымыв пластового флюида и закачка в скважину утяжеленного бурового раствора, плотность которого обеспечивает необходимое превышение гидростатического давления в скважине над пластовым.

Технология управления скважиной методом ожидания и утяжеления является сложной, так как требует проведения расчетов, построения графика изменения давления в скважине и оперативной оценки ситуации, основанной на инженерных расчетах. Вследствие этого, ликвидация ГНВП рассматриваемым методом производится только под руководством опытных, квалифицированных специалистов.

Перед началом циркуляции приступают к утяжелению бурового раствора до расчетной (конечной) плотности ρ_k в приемных емкостях в необходимом объеме $V = 1,2 \cdot U_{скв}$. В течение времени утяжеления раствора, скважина

находится под давлением и не промывается (отсюда название «ожидание и утяжеление») - это является основным недостатком метода.

Если в период ожидания и утяжеления наблюдается увеличение избыточных давлений в бурильных трубах и затрубном пространстве, то это свидетельствует о миграции газа в скважине. Поэтому, как только газовая пачка начинает всплывать, необходимо управлять скважиной, создавая условия для ее расширения («стравливание» бурового раствора), чтобы не допустить роста давления в затрубном пространстве выше максимально допустимого значения. Отсутствие промывки может также привести к прихвату бурильного инструмента.

Управление скважиной без циркуляции. Управление скважиной без циркуляции, когда бурильная колонна находится у забоя и не имеет обратного клапана, предусматривает операции по поддержанию постоянного забойного давления, регулируя проходное сечение дросселя и поддерживая постоянным давление в бурильных трубах путем стравливания бурового раствора из затрубного пространства. Давление на дросселе будет расти, по мере всплытия газа в затрубном пространстве, но если при этом поддерживать постоянное давление в бурильных трубах, равное:

$$P_{из.т} + (0,5 \div 1,0) \text{ МПа}, \quad (15.1)$$

то и давление на забое скважины будет оставаться постоянным, при этом оно будет равным:

$$P_{пл} + (0,5 \div 1,0) \text{ МПа}, \quad (15.2)$$

Управление скважиной без циркуляции ведется до тех пор, пока не будет приготовлен необходимый объем утяжеленного бурового раствора, либо до подхода газовой пачки к устью скважины. Когда показания манометров стабилизируются, и газ начнет выходить через дроссель, необходимо немедленно закрыть скважину и оставить ее под давлением до решения проблемы циркуляции.

Построение графика изменения давления в бурильных трубах. В процессе нагнетания утяжеленного бурового раствора в бурильную колонну,

когда пластовый флюид находится в затрубном пространстве, невозможно обеспечить постоянного забойного давления, поддерживая постоянным давление в бурильных трубах или на дросселе.

Данный вывод базируется на том основании, что в процессе нагнетания утяжеленного бурового раствора в бурильную колонну высоты столбов флюида и бурового раствора с различной плотностью непрерывно изменяются в трубном и затрубном пространствах скважины.

Следовательно, чтобы компенсировать увеличение гидростатического давления столба бурового раствора в трубном пространстве, необходимо непрерывно изменять давление в бурильных трубах до тех пор, пока они не будут заполнены раствором одинаковой плотности, и затем поддерживать постоянное давление в бурильных трубах. Таким образом, при использовании метода ожидания и утяжеления контроль забойного давления осуществляется только по давлению в бурильных трубах в течение всего цикла циркуляции.

Поскольку внутренний объем бурильной колонны и значения начального и конечного давлений циркуляции P_n , P_k заранее рассчитываются, то можно построить график изменения давления в бурильных трубах в зависимости от заполнения объема бурильной колонны или числа двойных ходов насоса, необходимых для ее заполнения.

График позволяет определить давление циркуляции в любой момент времени в процессе закачки утяжеленного бурового раствора в объеме бурильной колонны. График изменения давления в бурильных трубах (рис. 15.1) строится в карте глушения скважины следующим образом.

На вертикальных осях откладываются значения начального и конечного давления циркуляции, на горизонтальной оси - объем бурильной колонны и время закачки. Соединив прямой линией значения P_n и P_k , получим промежуточные значения давления в бурильных трубах в зависимости от объема закачанного в бурильную колонну утяжеленного раствора. Объем бурового раствора может быть выражен через нарастающее суммарное число двойных ходов насоса. В таком случае рекомендуется использовать рабочую

таблицу, отражающую изменение давления в бурильных трубах на каждые 100 двойных ходов насоса и составленную по следующей формуле:

$$\frac{(P_n - P_k) \cdot 100}{n}, \text{ МПа/100ходов,} \quad (15.3)$$

где n - суммарное число двойных ходов насоса, необходимое для заполнения бурильной колонны.

Пример графика изменения давления в бурильных трубах представлен на рисунке 15.1.

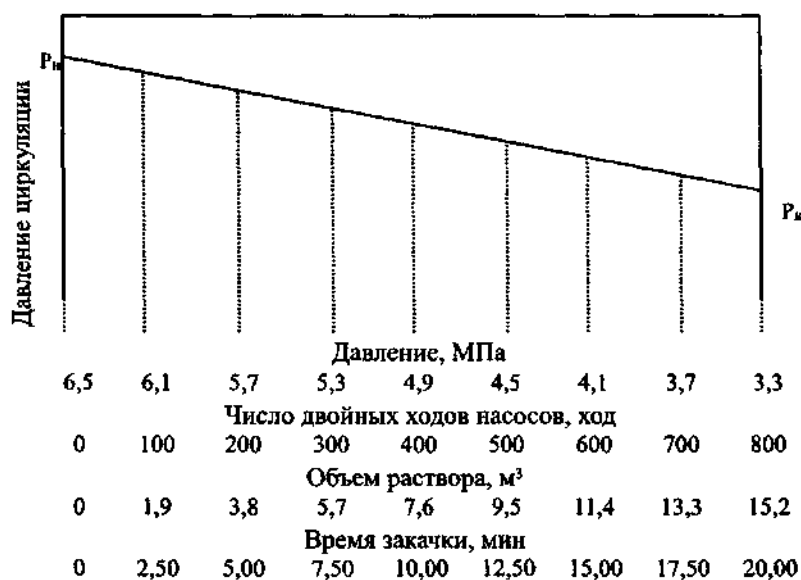


Рисунок 15.1 - График изменения давления в бурильных трубах при закачке утяжеленного бурового раствора с конечной плотностью ρ_k

Заполнение бурильной колонны буровым раствором конечной плотности.

Технологическая операция по заполнению бурильной колонны утяжеленным буровым раствором состоит в регулировании давления на дросселе, используя манометр в бурильных трубах, с помощью которого контролируют снижение давления циркуляции от начального до конечного значений при точном измерении закачиваемого объема раствора.

Контроль изменения давления циркуляции начинается с момента заполнения наземной обвязки буровых насосов утяжеленным буровым раствором и начала его закачки в скважину при установившемся начальном давлении циркуляции.

Начальное давление циркуляции регистрируется одновременно с выходом насоса на режим, обеспечивающий выбранную для глушения подачу, регулируя давление на дросселе таким образом, чтобы его значение превышало на (0,5 - 1,0 МПа) зарегистрированное избыточное давление в затрубном пространстве $P_{из.к}$.

$$P_{ит} = P_{из.к} + (0,5 \div 1,0) \text{ МПа}, \quad (15.4)$$

Установившееся при этом давление в бурильных трубах является начальным давлением циркуляции. Зарегистрированное значение должно быть проверено на соответствие с расчетным значением:

$$P_n = P'_{гд} + P_{из.т} + (0,5 \div 1,0) \text{ МПа}, \quad (15.5)$$

В процессе заполнения бурильной колонны утяжеленным буровым раствором давление на дросселе регулируется таким образом, чтобы давление в бурильных трубах равномерно снижалось в соответствии с построенным графиком. Конечное давление циркуляции регистрируется, когда утяжеленный раствор достигнет долота.

Проверка заполнения бурильной колонны буровым раствором конечной плотности.

Проверку окончания заполнения бурильной колонны утяжеленным буровым раствором рекомендуется производить в следующей последовательности.

В расчетный момент времени останавливается циркуляция и скважина закрывается.

Если утяжеленный раствор достиг долота, то давление на манометре в бурильных трубах будет равно нулю.

Если давление не равно нулю, то это свидетельствует о том, что процесс заполнения колонны труб не завершен или плотность утяжеленного раствора выбрана не верно и не обеспечивает превышения гидростатического давления над пластовым давлением. Давление в затрубном пространстве в этот момент

представляет собой разность между давлением в пачке флюида и гидростатическим давлением столба раствора над пачкой.

Заполнение затрубного пространства буровым раствором конечной плотности.

По окончании проверки в скважине восстанавливается циркуляция. Конечное давление циркуляции регистрируется с выходом насоса на рабочий режим, при этом давление на дросселе поддерживается постоянным, равным последнему зарегистрированному значению давления на дросселе перед выключением насоса.

В процессе заполнения затрубного пространства утяжеленным буровым раствором давление на дросселе регулируется таким образом, чтобы полученное конечное давление циркуляции оставалось постоянным до выхода утяжеленного бурового раствора на устье скважины.

С выходом на устье утяжеленного бурового раствора с плотностью $\rho_{\text{циркуляци}} \text{останавливают}$ и закрывают скважину. В закрытой скважине давление в бурильных трубах и в затрубном пространстве должны быть равны нулю:

$$P_{\text{из.т}} = P_{\text{из.к}} = 0 (\text{проверка окончания глушения}), \quad (15.6)$$

Если проверка скважины на избыточное давление показывает, что, спустя 10 - 30 минут, показания манометров не равны нулю, то необходимо возобновить циркуляцию. Причина может состоять в неоднородности бурового раствора по стволу скважины, либо в дополнительном притоке флюида в ствол скважины.

Преимущества метода:

- обеспечивает минимальные давления в скважине по сравнению с другими методами;
- позволяет ликвидировать ГНВП за один цикл циркуляции.

Недостатки метода:

- простой скважины без промывки создает опасность превышения максимально допустимого давления на устье за счет миграции газа, а также может привести к прихвату бурильной колонны;

- проведение сложных расчетов и построение графика изменения давления требует соответствующей подготовки и квалификации инженерно-технического персонала;

- необходимость наличия на буровых оборудования для быстрого и качественного утяжеления бурового раствора.

Непрерывный метод

Непрерывный метод предусматривает проведение технологических операций по ликвидации ГНВП в течение нескольких циклов промывки при постоянном утяжелении бурового раствора в процессе циркуляции (циркуляция и утяжеление).

В первом цикле промывки, в котором циркуляцию восстанавливают сразу же после герметизации устья скважины и периода стабилизации давлений, вымыв флюида совмещают с процессом утяжеления бурового раствора, используемого для циркуляции. Темп приращения плотности - $\Delta\rho$ зависит как от подачи насоса, так и от производительности системы приготовления бурового раствора. Если в первом цикле промывки скорость утяжеления раствора недостаточна для достижения расчетной конечной плотности, то есть:

$$\rho_n + \Delta\rho < \rho_k, \quad (15.7)$$

Т.о. для ликвидации ГНВП потребуется как минимум два полных цикла промывки. Однако не исключается возможность ликвидации ГНВП за один цикл, если при этом может быть обеспечено достаточно интенсивное утяжеление бурового раствора. Дальнейшее утяжеление и промывку ведут циклами и заканчивают, когда буровой раствор расчетной конечной плотности не заполнит скважину.

Существенный недостаток непрерывного метода - сложность процесса регулирования давлений в скважине, обусловленная изменением плотности бурового раствора при циркуляции. По этой причине в отечественной практике непрерывный метод применяется крайне редко и некоторыми авторами даже не рассматривается как стандартный метод управления скважиной при ГНВП.

При использовании непрерывного метода, в отличие от метода ожидания и утяжеления, давление циркуляции в бурильных трубах в любой момент времени определяет не данная высота столба, а данная плотность утяжеленного бурового раствора в бурильной колонне. Следовательно, должен быть построен график, показывающий зависимость плотности бурового раствора от давления циркуляции в бурильных трубах.

График изменения давления в бурильных трубах (рис. 15.2) строится следующим образом. На вертикальных осях откладываются значения начального и конечного давления циркуляции, на горизонтальной оси - плотность бурового раствора, объем бурильной колонны и время закачки. Соединив прямой линией значения P_n и P_k , получим промежуточные значения давления в бурильных трубах в зависимости от изменения плотности раствора и от объема закачанного в бурильную колонну утяжеленного раствора данной плотности. Объем бурового раствора может быть выражен через нарастающее суммарное число двойных ходов насоса. Начальное и конечное давления циркуляции определяются точно так же, как и в методе ожидания и утяжеления.

Пример графика изменения давления в бурильных трубах представлен на рисунке 15.2.

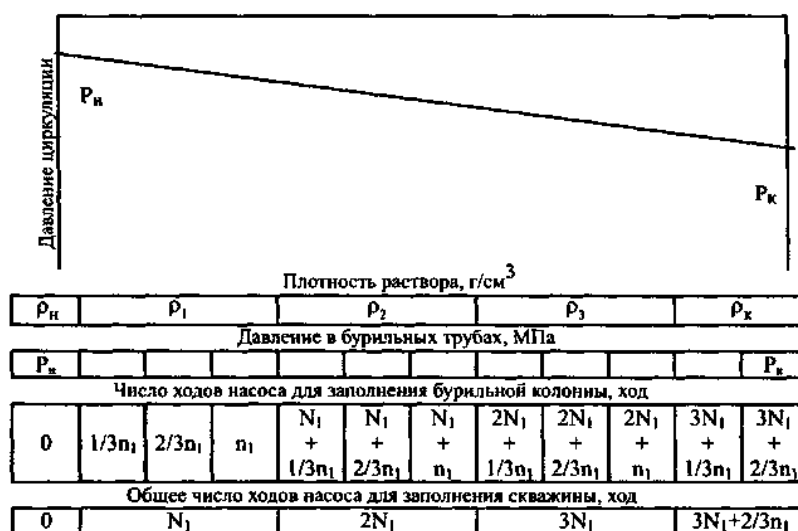


Рисунок 15.2 – График изменения давления в бурильных трубах в зависимости от плотности бурового раствора

Начальное давление циркуляции регистрируется одновременно с выходом насоса на режим, обеспечивающий выбранную для глушения подачу, регулируя давление на дросселе таким образом, чтобы его значение превышало на (0,5 – 1,0 Мпа) зарегистрированное избыточное давление в затрубном пространстве $P_{из.к}$.

$$P_{шт} = P_{из.к} + (0,5 \div 1,0) \quad (15.8)$$

Установившееся при этом давление в бурильных трубах является начальным давлением циркуляции. Зарегистрированное значение должно быть проверено на соответствие с расчетным значением:

$$P_n = P'_{20} + P_{из.м} + (0,5 \div 1,0) \text{ Мпа}, \quad (15.9)$$

При установившемся начальном давлении циркуляции приступают к утяжелению бурового раствора с одновременной закачкой его в скважину. Контроль давления по графику начинается с момента заполнения наземной обвязки буровых насосов утяжеленным буровым раствором.

Если в процессе циркуляции утяжеленный раствор еще не достиг долота, а изменения давления циркуляции при данной плотности раствора значительны, необходимо пересчитать начальное и конечное давления циркуляции и построить новый график изменения давления в бурильных трубах.

В процессе заполнения бурильной колонны утяжеленным буровым раствором давление на дросселе регулируется таким образом, чтобы давление в бурильных трубах равномерно снижалось в соответствии с построенным графиком. Плотность подаваемого в скважину бурового раствора поддерживается постоянной до тех пор, пока этот раствор не появится на выходе из скважины.

Промежуточное давление циркуляции регистрируется, когда утяжеленный раствор достигнет долота. В процессе заполнения затрубного пространства утяжеленным буровым раствором давление на дросселе регулируется таким образом, чтобы полученное промежуточное давление циркуляции поддерживалось постоянным до выхода утяжеленного бурового раствора на устье скважины. Затем начинают новый цикл циркуляции и увеличения плотности бурового раствора.

На каждом последующем цикле промывки давление в бурильных трубах регулируется дросселем в соответствии с графиком, пока раствор с данным

приращением плотности не достигнет долота. Промежуточные значения давлений должны соответствовать текущим значениям графика. В процессе заполнения затрубного пространства раствором данной плотности установившееся давление циркуляции в бурильных трубах поддерживают постоянным с помощью дросселя.

В последнем цикле промывки, когда буровой раствор с конечной плотностью достигнет долота, давление в бурильных трубах должно соответствовать конечному давлению циркуляции. До полного заполнения скважины этим раствором давление на дросселе регулируется таким образом, чтобы полученное конечное давление циркуляции поддерживалось постоянным.

Когда утяжеленный буровой раствор начнет выходить из скважины, останавливают циркуляцию и закрывают устье скважины. В закрытой скважине давление в бурильных трубах и в затрубном пространстве должны быть равны нулю:

$$P_{из.т} = P_{из.к} = 0 (\text{проверка окончания глушения}).$$

Преимущества метода:

- минимальное время простоя скважины без промывки;
- вымыв флюида утяжеленным буровым раствором обеспечивает снижение максимальных давлений в скважине, по сравнению с методом бурильщика, в среднем на 10 – 15%.

Недостатки метода:

- сложность практического применения, так как требует проведения сложных расчетов и построения графика изменения давления при повышении плотности;
- необходимость наличия на буровых производственного оборудования для приготовления и одновременной закачки бурового раствора в скважину;
- продолжительность, так как требует не менее двух циклов промывки и утяжеления, если плотность раствора не может быть увеличена до значения, обеспечивающего глушение скважины.

Задания для работы на занятии

Студенту необходимо ознакомиться с технологическими приемами для

обеспечения реализации ликвидации ГНВП методом «ожидания и утяжеления» и непрерывным методом, после чего ответить на вопросы преподавателя.

Практическое занятие 16

Расчеты для обеспечения реализации ликвидации ГНВП объемным методом.

Цель: ознакомиться с объемным методом расчета для обеспечения реализации ликвидации ГНВП.

Организационная форма занятия: традиционная

Вопросы для обсуждения

1. Цель, сущность и области применения объемного метода.
2. Что необходимо определить для реализации объемного метода?
3. Управление скважиной при ГНВП объемным методом.
4. Преимущества и недостатки объемного метода.

Методические рекомендации

Управление скважиной без циркуляции при газопроявлениях может быть достигнуто с использованием объемного метода. Целью данного метода является ограничение максимальных давлений в любом из проходимых сечений ствола скважины во время всплытия газовой пачки, не допуская при этом дополнительного притока флюида в скважину. Объемный метод служит временной мерой по предупреждению развития ГНВП и не рассматривается как метод глушения скважины.

Областью применения объемного метода являются следующие ситуации:

1. Невозможность промывки скважины (закупорка долота осевшей породой, падение колонны труб в скважину, отключение электроэнергии, выход из строя буровых насосов и т. п.).
2. Ограничение промывки (недостаточный объем бурового раствора и т. п.).
3. Возникновение ГНВП в скважине при проведении спуско-подъемных операций, когда долото находится выше забоя.
4. Возникновение ГНВП в скважине при полностью поднятой колонне труб.
5. Невозможность задавки скважины на поглощение (большой выход из-

под башмака предыдущей колонны).

6. Быстрый рост давления на устье скважины при отсутствии колонны труб в зоне кровли проявляющего пласта.

Основной принцип управления скважиной объемным методом обеспечить необходимое превышение забойного давления над пластовым давлением и поддерживать забойное давление постоянным:

$$P_{заб} = P_{пл} + \Delta P, \quad (14.1)$$

Для этого нужно выпускать (сравливать) определенный расчетный объем бурового раствора через дроссель с регулярными интервалами, чтобы компенсировать повышение давления вследствие миграции газа в закрытой скважине.

Всплывающая газовая пачка играет роль аккумулятора давлений в скважине и помогает поддерживать необходимое забойное давление.

Контроль забойного давления осуществляется по давлению на устье в затрубном пространстве скважины. Регулируемое расширение и перемещение газовой пачки в стволе скважины при помощи выпускаемого (сравливаемого) на устье бурового раствора позволяет регулировать и поддерживать постоянное значение забойного давления.

Сущность объемного метода заключается в соблюдении равенства между приростом давления на устье ΔP_y за счет миграции газа и снижением гидростатического давления столба бурового раствора в скважине за счет удаления из нее некоторого объема бурового раствора $\Delta V_{\text{в}}$, то есть должно выполняться условие:

$$\Delta P_y = \rho \cdot g \cdot \frac{V_{\text{в}}}{F}, \quad (16.2)$$

где F - площадь поперечного сечения скважины в интервале нахождения газовой пачки.

Очевидно, что если приращение давления на устье ΔP_y будет равно гидростатическому давлению столба сравленного объема бурового раствора $\Delta V_{\text{в}}$, то на забое скважины будет поддерживаться постоянное давление.

Если это равенство не выполняется, то возможны следующие два варианта осложнений:

1) $\Delta P_y > \rho \cdot g \cdot \frac{V_B}{F}$ возникает опасность гидроразрыва слабого пласта или нарушения герметичности обсадной колонны;

2) $\Delta P_y < \rho \cdot g \cdot \frac{V_B}{F}$ - возникает опасность дополнительного притока газа из пласта.

Для реализации объемного метода необходимо определить:

- значения предельно допустимых давлений для каждого опасного сечения в скважине;
- соотношения между приростом давления на устье скважины ΔP_y и объемом стравливаемого раствора ΔV_6 ;
- минимальный объем бурового раствора, поддающийся контролю при его стравливании из скважины;
- минимальный прирост давления на устье $\Delta P_{y \min}$, поддающийся контролю.

Управление скважиной при ГНВП объемным методом.

При обнаружении ГНВП необходимо загерметизировать устье скважины и установить наблюдение за изменением давления в трубном и затрубном пространствах.

Подготовить специальную мерную емкость для измерения объема бурового раствора, стравливаемого из скважины.

Если поступивший в скважину пластовый флюид находится ниже колонны буровых труб, то зарегистрированные значения давлений в трубном ($P_{из.т}$) и затрубном ($P_{из.к}$) пространствах будут равны с точностью измерений:

$$P_{из.т} \approx P_{из.к}, \quad (16.3)$$

Используя полученное значение, можно определить пластовое давление по следующей упрощенной формуле:

$$P_{пл} = \rho_n \cdot g \cdot \left(H - \frac{V_0}{F} \right) + P_{из.к}, \quad (16.5)$$

где ρ_n - плотность бурового раствора в скважине до проявления, кг/м³;

H - глубина скважины, м;

F - площадь сечения скважины в интервале нахождения пачки флюида (открытого ствола);

V_o - объем поступившего в скважину флюида, м³.

Управление скважиной объемным методом предусматривает выполнение следующих технологических мероприятий.

1. Выбрать обходимые значения:

- запаса противодействия ΔP в пределах (1,0 ÷ 1,5) МПа, который выбирается с позиции предупреждения поступления флюида из пласта;

- рабочей ступени давления ΔP_y в пределах (0,7 ÷ 1,0) МПа. Рабочая ступень это величина прироста давления на устье, который необходимо компенсировать уменьшением давления в стволе скважины путем стравливания бурового раствора на устье.

2. Рассчитать объем бурового раствора, который соответствует снижению гидростатического давления в скважине, равному значению рабочей ступени ΔP_y :

$$\Delta V_B = \frac{\Delta P_y \cdot F}{\rho_n \cdot g}, \quad (14.6)$$

3. Наблюдать за давлением на устье и дожидаться пока давление на дросселе не увеличится до:

$P_{y.o} = P_{из.к} + \Delta P$, что составит давление на забое, равное: $P_{заб} = P_{пл} + \Delta P$.

Записать полученные значения устьевого и забойного давлений.

4. Дождаться, пока давление на дросселе увеличится и станет равным:

$P_{y.l} = P_{y.o} + \Delta P_y$, что составит давление на забое, равное: $P_{заб} = P_{пл} + \Delta P + \Delta P_y$.

Записать полученное значение устьевого давления; время (t , час), в течение которого давление на устье увеличилось от $P_{y.o}$ до $P_{y.l}$ и соответствующее расчетное значение забойного давления.

Рассчитать скорость миграции газа в скважине за время $t_{по}$ следующей формуле:

$$U = \frac{P_{y.1} - P_{y.0}}{\rho_H \cdot g \cdot t} \text{ (м/час)}, \quad (16.7)$$

5. Приступить к стравливанию бурового раствора через дроссель, не допуская снижения давления на устье и поддерживая его постоянным, равным $P_{y.1}$ (колебания давления при управлении дросселем не более $\pm 0,2$ МПа).

Закрыть скважину, когда объем бурового раствора в специальной мерной емкости не станет равным ΔV_{ϵ} . В этот момент времени расчетное забойное давление будет составлять:

$$P_{заб} = P_{нл} + \Delta P, \quad (16.8)$$

Записать полученные значения объема, времени стравливания, давления на устье и соответствующее ему расчетное значение забойного давления.

6. Дождаться, пока давление на дросселе снова увеличится и станет равным:

$P_{y.2} = P_{y.1} + \Delta P_y$ или $P_{y.2} = P_{y.0} + 2 \cdot \Delta P_y$, что составит давление на забое, равное: $P_{заб} = P_{нл} + \Delta P + \Delta P_y$.

Записать полученное значение устьевое давление и соответствующее ему расчетное значение забойного давления.

7. Приступить к стравливанию бурового раствора через дроссель, не допуская снижения давления на устье и поддерживая его постоянным, равным $P_{y.2}$ (колебания давления при управлении дросселем не более $\pm 0,2$ МПа).

Закрыть скважину, когда объем бурового раствора в специальной мерной емкости не станет равным ΔV_{ϵ} . В этот момент времени расчетное забойное давление будет составлять:

$$P_{заб} = P_{нл} + \Delta P, \quad (16.9)$$

Записать полученные значения объема, времени стравливания, давления на устье и соответствующее ему расчетное значение забойного давления.

Примечание. Объем стравливаемого бурового раствора ΔV_{ϵ} для данного принятого значения ΔP_y будет изменяться в зависимости от местоположения

газовой пачки в стволе скважины, следовательно, при изменении площади поперечного сечения скважины необходимо пересчитать соотношение $\Delta P_y / \Delta V_g$.

Текущее местоположение газовой пачки в стволе скважины можно рассчитать, учитывая ее скорость миграции и расширение. Первоначальная длина газовой пачки:

$$L = \frac{V_o}{F_o} \quad (16.10)$$

Высота подъема газовой пачки (ΔH) без расширения и изменения площади затрубного пространства (F):

$$\Delta H = \frac{\Delta P_y}{\rho_H \cdot g} \quad (16.11)$$

Увеличение длины идеальной газовой пачки (ΔL) за время стравливания бурового раствора:

$$L = \frac{V_g}{F} \quad (16.12)$$

8. Подобные операции (6, 7) повторяются после каждого последующего прироста устьевого давления на величину рабочей ступени ΔP_y до тех пор, пока не появится возможность осуществить вымыв пластового флюида одним из стандартных методов управления скважиной.

Примечание № 1.

При отсутствии бурильного инструмента в скважине процесс управления скважиной объемным методом продолжается до тех пор, пока пластовый флюид не достигнет устья. С момента появления газа на устье необходимо закрыть скважину и оставить под давлением. Если объем поступившего флюида ниже предельного, то устьевое давление будет ниже максимально допустимого, что позволит продолжить работы по подготовке скважины к спуску инструмента под давлением. Удалить газовую пачку из скважины возможно методом замещения.

Примечание № 2.

При наличии бурильного инструмента в скважине необходимо определить момент вхождения пачки в затрубное пространство. В процессе

движения газовой пачки ниже долота наблюдается равенство давлений на устье в трубах и затрубном пространстве. Процесс перехода газовой пачки из-под долота в затрубное пространство характеризуется повышением давления на дросселе над давлением в бурильных трубах в начальный момент и стабилизацией разности давлений на устье при полном вхождении пачки в затрубное пространство.

Когда газовая пачка поднялась выше долота, необходимо приступить к вымыву поступившего пластового флюида одним из стандартных методов.

Реализация объемного метода позволяет:

- поддерживать перепад давления на пласт, который колеблется в пределах от 0 до ΔP_y сверх установленного запаса противодействия;
- не допустить при удалении газовой пачки из скважины гидроразрыва слабых пластов или поступления флюида из пласта.

На рисунке 16.1 представлены графики изменения давления в затрубном пространстве и забойного давления при управлении скважиной объемным методом.

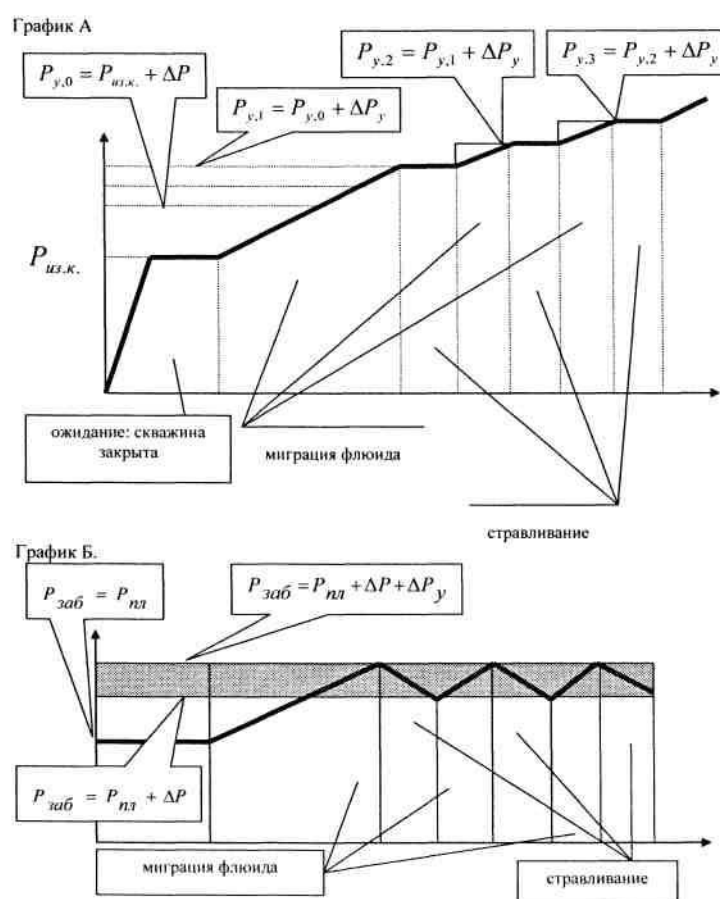


Рисунок 16.1 - Графики изменения давления в затрубном пространстве (А) и забойного давления (Б) при управлении скважиной объемным методом

Преимущества метода.

Реализация объемного метода управления скважиной при газопроявлениях является надежным средством, позволяющим использовать миграцию газа как способ удаления газовой пачки из ствола. При этом технология его проведения позволяет:

- ограничить максимальные давления при движении газовой пачки по стволу скважины;
- не допустить возникновения осложнений при проведении спуско-подъемных операций;
- избежать возникновения проблем, связанных с циркуляцией бурового раствора в условиях ГНВП;
- не допустить возникновения аварий с бурильной колонной;
- перевести аварийную скважину в такое состояние, когда становится возможным ликвидация проявления одним из стандартных методов.

Недостатки метода

К недостаткам метода следует отнести неточность расчетов, из-за представления движения газа в виде идеальной единичной пачки, а также сложность обучения использованию метода на практике.

Задания для работы на занятии

Продуктивный газовый горизонт на глубине $H_{скв}$ вскрыт скважиной диаметром $D_{скв}$. В процессе подъема бурильного инструмента в башмак обсадной колонны обнаружено газопроявление. Численные значения параметров скважины, обсадной и бурильной колонн, а также данных, зарегистрированных после герметизации устья скважины, приводятся.

Очевидно, что ликвидация газопроявления в этом случае должна производиться с использованием объемного метода управления скважиной. Выбор метода обусловлен рекомендациями, изложенными в «Руководстве по

предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве и ремонте скважин (СТО Газпром 2-3.2-193-2003, п. 13.2.5.). Для управления скважиной объемным методом требуется определить следующие параметры:

- максимально допустимое давление на устье скважины $[P_{из.к}]$, МПа;
- высоту поступившей в скважину газовой пачки h_{ϕ} , м;
- пластовое давление $P_{пл}$, МПа;
- соотношение $\Delta P/\Delta V$ каждого сечения скважины;
- объемы стравливаемого раствора при повышении давления на устье на величину рабочей ступени $\Delta P_y = 1,0$ МПа в зависимости от интервала нахождения газовой пачки, м³;
- давление на устье $P_{y.l}$, при котором через дроссель стравливается первый объем раствора ΔV , если принят дополнительный запас противодействия $\Delta P = 1,0$ МПа;
- высоту подъема газовой пачки без расширения ΔH , м;
- скорость миграции газа в скважине $U_{ср}$, если давление на устье увеличилось до значения $P_{y.l}$ за время $t = 30$ минут, м/час;
- увеличение длины газовой пачки за время стравливания раствора ΔL , м.

Численные значения параметров и характеристик, которые будут использованы при проведении расчетов в табл. 14.1, а также расчетная схема задачи приведена на рис. 14.1

Практическое занятие 17

Изучение ловильного и вспомогательного инструмента для ликвидации аварии и технологии их использования.

Цель: определение размеров каналов поглощающего пласта по анализу фракционного состава шлама, выносимого из скважины при бурении до и во время поглощения.

Организационная форма занятия: традиционная

Вопросы для обсуждения

1. Какой набор ловильных инструментов должен быть на буровой?
2. Как устроен и каков принцип работы ловителя с промывкой типа ЛБП?
3. Для чего предназначены метчики типов МБУ и МСЗ и как они соединяются с аварийной частью колонны? В чем их различие?
4. Каково различие между ловильными колоколами типов К и КС? В каких условиях рекомендуется применение ловильных колоколов?
5. Для чего применяют центрирующие приспособления к ловильным инструментам?
6. Какой принцип захвата аварийных труб и освобождения от них у труболовки ТВО?
7. Каким путем достигается герметизация места захвата аварийной трубы и труболовки ТВО?
8. Почему забойные фрезы имеют смещенные от центра промывочные каналы для бурового раствора?
9. Как устроен магнитный фрезер-ловитель?
10. Как разрушают прихваченные трубы с помощью пилотных фрезеров типа ФП?
11. Как устроен гидромеханический паук?
12. Как изготовить трубный паук?
13. Для чего предназначен и как устроен шламометаллоуловитель типа ШМУ.
14. Как устроены печати свинцовая, универсальная?

Методические рекомендации

На буровой необходимо иметь комплект ловильного инструмента, включающий определенный минимум ловильных средств для ведения первоочередных работ по ликвидации наиболее распространенных видов аварий. Перечень ловильных и вспомогательных инструментов определяется главным инженером бурового предприятия. Рекомендуется следующий набор инструментов:

- колокол типа К для захвата за тело трубы;
- колокол сквозной типа КС для захвата за ниппель, муфту замка или УБТ;
- колокол гладкий для соединения с замком и УБТ;
- метчик универсальный;
- воронки к колоколам и метчикам;
- центрирующие приспособления к метчикам;
- ловитель плащечный УБТ;
- ловитель магнитный.

Этот инструмент хранится на инструментальной площадке буровой полностью подготовленным к немедленному вводу его в работу. Основные требования к ловильному инструменту включают:

- размеры ловильного инструмента и его узлов должны соответствовать размерам элементов бурильной колонны;
- инструмент должен быть полностью укомплектован;
- наибольший наружный размер ловильного инструмента или воронок к нему должен быть меньше диаметра ствола скважины на 25-30 мм при работе в неосложненных условиях и при работе в обсадной колонне и на 50-60 мм меньше при работе в осложненных условиях.

При изучении основных видов ловильного инструмента студент, использует демонстрационные материалы ловильных инструментов. Необходимо изучить устройство, принцип действия, условия применения, технологию использования, особенности эксплуатации следующих видов

ловильного инструмента (Пустовойтенко И.П., Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. — 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1988. - 279 с.: ил.)

- ловители с промывкой типа ЛБП;
- метчики универсальные МБУ;
- метчики специальные замковые МСЗ;
- метчики гладкие;
- колокола типа К;
- колокола сквозные КС;
- центрирующие приспособления к ловильному инструменту;
- труболочки типа ТВО, ТВУ, ТНП;
- фрезеры забойные ФЗ, торцовые ФТ, кольцевые ФК, забойные комбинированные ФЗК;
- фрезеры-райборы типов ФРС, РПМ, ФКК;
- фрезеры-ловители магнитные типа ФМ и ФМЗ;
- пауки трубный и гидромеханический;
- шламометаллоуловители типа ШМУ-0, ШМУ-3, металлоуловители-калибраторы;
- трубoreзки;
- печати.

Задания для работы на занятии

Изготовить альбом основных видов ловильных инструментов. Конкретный выбор инструментов определяется преподавателем. Все рисунки выполняются форматом на обычной бумаге. После защиты студентом работы по всем устройствам альбом возвращается ему с целью дальнейшего использования в учебном процессе, например, для подготовки к экзаменам.

Список литературы

1. Чабает, Л.У. Фонтаноопасность при бурении, эксплуатации и ремонте скважин [Текст]: монография / Л.У. Чабает, Д.М. Чудновский, С.Р.Хлебников, А.Г. Аветисов, Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, Ю.А. Пуля. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. – 267 с.
2. Басарыгин, Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации [Текст]: справочное пособие в 6 т. / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.
3. Басарыгин, Ю.М., Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебн. для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 2000.
4. Пустовойтенко И.П., Предупреждение и ликвидация аварий в бурении [Текст]: 3-е изд., перераб. и доп. / И.П. Пустовойтенко - М.: Недра, 1988. - 279 е.: ил.
5. Ясов В.Г. Осложнения в бурении [Текст]: учебн. для вузов / В.Г. Ясов, М.А. Мыслюк. - М: Недра, 1992.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к выполнению курсового проекта по дисциплине

**«Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин» для
студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»**

Ставрополь

2026

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Цель курсового проекта – закрепить полученные студентом теоретические знания по основным вопросам осложнений и аварий при бурении нефтяных и газовых скважин. Студент должен показать свое умение применить полученные знания и фактический материал, собранный в период прохождения производственной практики, для решения конкретных вопросов предупреждения и ликвидации осложнений и аварий при бурении нефтяных и газовых скважин в определенных горно-геологических условиях по одной из нижеуказанных тем.

2 ТЕМАТИКА КУРСОВЫХ ПРОЕКТОВ, ОБЪЕМ ЗАДАНИЯ

2.1 Темы курсовых проектов

Разработать программу предупреждения и ликвидации (указывается вид осложнения) при бурении скважин глубиной _____ м, на _____ площади.

2.2 Объем задания

Тема первая:

2.2.1 Привести краткие сведения о районе буровых работ.

2.2.2 Дать краткую инженерно-геологическую характеристику района проектируемых работ, отразив:

- стратиграфию и литологию разреза скважины;
- физико-механические свойства горных пород (твердость, предел текучести, абразивность);
- виды осложнений, их интенсивность и приуроченность к отдельным интервалам разреза;
- наличие тектонических нарушений, оказывающих влияние на условия проводки скважины;
- углы и азимуты падения пластов, вероятность естественного искривления скважины;

- типовую конструкцию скважины с указанием массы всех обсадных колонн;

- применяемые буровые растворы, их параметры;

- обеспеченность района электроэнергией (применение электродвигателей или ДВС).

2.2.3 Определить требуемые параметры промывочных жидкостей по интервалам глубин, при этом:

2.2.3.1 Требуемую плотность промывочной жидкости вычислить по данным о пластовых давлениях и сравнить с фактически применяемой плотностью. В случае расхождения этих величин выявить причины и обосновать принятие плотности для бурения проектируемой скважины;

2.2.3.2 Необходимые значения СНС для нормальных условий бурения определить, исходя из требований удержания выбуренной породы (по данным о натурном шламе) и предотвращения «сифона», а также СНС в случае осложненных условий бурения;

2.2.3.3 Показатель фильтрации, условной, структурной (пластической) вязкости, динамического напряжения сдвига и принять с обоснованием по опыту бурения на данной площади.

2.2.4 Выбрать химические реагенты, утяжелители и другие материалы, необходимые для обработки промывочной жидкости, с целью получения заданных параметров и поддержания их в процессе бурения отдельных интервалов. Определить расход материалов на приготовление и химическую обработку промывочной жидкости.

2.2.5 Разработать мероприятия по предупреждению и ликвидации поглощений промывочной жидкости.

2.2.5.1 Исследование зон поглощений.

2.2.5.2 Определение глубины залегания поглощающего пласта и его мощности.

2.2.5.3 Обоснование выбора способа борьбы с поглощениями.

2.2.5.4 Определение максимальной скорости спуска бурильного

инструмента.

2.2.5.5 Определение коэффициента поглощающей способности пласта.

2.2.5.6 Определение весового и объемного количеств компонентов для приготовления заполнителя поглощающих каналов.

2.2.6 Разработать мероприятия по предупреждению и ликвидации осыпей и обвалов стенок скважины.

2.2.6.1 Разработать мероприятия по предупреждению осыпей и обвалов стенок скважины.

2.2.6.2 Разработать мероприятия по ликвидации осыпей и обвалов стенок скважины.

2.2.6.3 Выполнить расчеты по предупреждению и ликвидации осыпей и обвалов стенок скважины.

2.2.7 Разработать мероприятия по предупреждению и ликвидации прихватов бурильного инструмента.

2.2.7.1 Разработать мероприятия по предупреждению прихватов бурильного инструмента.

2.2.7.2 Обоснование выбора способа ликвидации прихвата.

2.2.7.3 Определение силовых параметров для расхаживания труб.

2.2.7.4 Определение длины неприхваченной части бурильной колонны.

2.2.7.5 Расчет нефтяной (кислотной, водяной) ванны.

2.2.8 Разработать мероприятия по предупреждению и ликвидации нефтегазоводопроявлений.

2.2.8.1 Признаки, причины и условия возникновения нефтегазоводопроявлений.

2.2.8.2 Ликвидация нефтегазоводопроявлений при бурении скважин.

2.2.8.3 Расчет предельного объема пластового флюида и устьевого давления при ликвидации нефтегазоводопроявлений.

2.2.8.4 Расчет ликвидации газопроявления одним из методов.

Заключение.

3. УКАЗАНИЯ ПО ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ОБОСНОВАНИЮ ПРИНИМАЕМЫХ РЕШЕНИЙ

При выполнении курсового проекта студент не должен ограничивать себя ассортиментом оборудования, инструмента, которым располагает конкретное предприятие в данный период. Должен быть учтен передовой опыт не только того предприятия, где студент проходил производственную практику, но также и последние достижения отечественной и зарубежной науки и техники.

4. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ

Курсовой проект состоит из пояснительной записки объемом 30–35 страниц и одного листа графики.

Пояснительную записку следует оформлять на листах формата А4, а графику – на А1.

Оформление курсового проекта должно производиться в строгом соответствии с «Методическими рекомендациями по оформлению дипломных и курсовых проектов (работ)».

Порядок рассмотрения вопросов в пояснительной записке должен соответствовать содержанию задания.

Текст пояснительной записки может быть выполнен рукописным или машинописным способом. В последнем случае текст должен быть набран в программе Microsoft Word, через 1,5 интервала, шрифт Times New Roman, размер 14 пунктов; выравнивание по ширине листа, красная строка – 1,25 см, поля – левое 3,0 см, верхнее и нижнее по 2 см, правое – 1,5 см.

Ориентация – книжная. В таблицах текст набирать через 1 интервал шрифтом 12 пунктов. Рисунки – в одной из графических программ: Corel Draw, Illustator, Adobe Photoshop, Microsoft Excel – отдельными файлами от текста (т. е. монтаж текста и рисунков на одной странице не нужен).

5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Задание для выполнения курсового проекта выдается на первой неделе седьмого семестра, в котором он предусмотрен учебным планом. На выполнение работы студенту выделяется время с первой по десятую неделю включительно.

С одиннадцатой по тринадцатую недели руководитель проверяет сданный курсовой проект, отмечает недостатки, недоработки и дает советы по их устранению. Необходимые исправления студент делает на обратной стороне предыдущих листов пояснительной записки.

Защита курсового проекта проводится на четырнадцатой неделе семестра.

После проверки окончательного варианта курсового проекта он допускается к защите.

6. ПОРЯДОК ЗАЩИТЫ И ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТУДЕНТА ЗА ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАДАНИЯ ПО КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ

Защиту курсового проекта принимает комиссия из двух человек, в состав которой входит и руководитель проекта.

Для доклада по содержанию курсового проекта студенту предоставляется до 5 минут. После доклада студенту могут быть заданы вопросы членами комиссии и присутствующими на защите проекта. На эти вопросы студент должен отвечать кратко, но конкретно.

Курсовой проект оценивается по пятибалльной системе. При этом учитываются качество проекта (аргументированность принятых решений, полнота и правильность решения вопросов задания, новизна решений и т. д.), доклада и ответов на вопросы, также оценки, данные каждым из членов комиссии.

7. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

7.1 Рекомендуемая литература.

7.1.1 Список основной литературы.

1. Чабаяев, Л.У. Фонтаноопасность при бурении, эксплуатации и ремонте скважин [Текст]: монография / Л.У. Чабаяев, Д.М. Чудновский, С.Р.Хлебников, А.Г. Аветисов, Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, Ю.А. Пуля. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. – 267 с.
2. Басарыгин, Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации [Текст]: справочное пособие в 6 т. / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.
3. Басарыгин, Ю.М., Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебн. для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 2000.
4. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин [Текст]: электронный курс лекций / Ю.К. Димитриади. – Ставрополь: Издательство СевКавГТУ, 2007.

7.1.2 Дополнительная литература

- 1 Лукьянов, Э.Е. Геолого-технологические исследования в процессе бурения [Текст]: монография / Э.Е. Лукьянов, В.В. Стрельченко. – М.: Нефть и газ, 1997.
2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин [Текст] учеб. для вузов/ А. Н. Попов, А. И. Спивак, Т. О. Акбулатов и др. Под общей ред. А. И. Спивака – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
3. Ганджумян, Р.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин [Текст] / Р. А. Ганджумян, А. Г. Калинин, Б. А. Никитин. Справочное пособие. Под ред. А. Г. Калинина. – ОАО «Издательство "Недра"», 2000. – 498 с.

4. Леонов, Е.Г. Гидроаэромеханика в бурении [Текст]: учебн. для вузов / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. – М.: Недра, 1987.

5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: ПБ 08 – 624 – 03: утв. Ростехнадзором России 05.06.03. – Вып. 4. – Сер. 08 Нормативные документы по безопасности, надзорной и разрешительной деятельности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: ГУП «НТЦ Промышленная безопасность», 2003. – 312 с.

Таблица А.1 Характеристика областей рационального применения трехшарошечных долот

Приложение А

Тип долота	Смещение осей цапф в направлении вращения долота (мм) при диаметре долота, мм				Область рационального применения	
	139,7-161,0	165,1-190,5	215,9-244,5	269,9 и более	Класс горных пород: категория твердости (Т), абразивности (А)	Литолого-петрографическое описание класса горных пород
1	2	3	4	5	6	7
М	4-5	7	8	10	Мягкие Т=2,4; А=3,9	Глины плотные известкостые и известковистые, часто песчаные и слюистые с прослоями песков, алевролитов и песчаников, рыхлых мергелей, известняков, иногда аргиллитов.
МС	4	5	5-6	7	Мягкие с пропластками средней твердости Т=3,0; А=4,0	Глины, аргиллиты с прослоями песчаников, конгломератов, сцементированных известково-глинистым материалом, алевролитов глинистых и известняков.
МСЗ	4	5	5-6	7	Мягкие абразивные с пропластками средней твердости Т=4,5 А=3,2	1. Чередование аргиллитов известкостых и известковистых с алевролитами, песчаниками, встречаются кремни карбонатизированные. 2. Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов, местами переходящих в мергель с включениями пирита. 3. Известняки, иногда с включением кремня, с прослоями доломитов, мергелей, ангидритов, аргиллитов, реже песчаников.
С	3	3	4-5	5	Средней твердости Т=3,7; А=4,4	1. Переслаивание, чередование глин, песчаников, песков, алевролитов, реже аргиллитов, отдельных горизонтов конгломератов и прослоев мергелей. 2. Известняки и доломиты с прослоями глин и аргиллитов, ракушечные известняки, мел писчий рыхлый. 3. Каменная соль крупнокристаллическая с прослоями глин, ангидритов, доломитов, известняков.

Продолжение таблицы А.1

СЗ	3	3	4-5	5	Абразив-ные сред-ней твер-дости Т=4,2; А=5,8	1. Переслаивание глин, с включением гипса и ангидрита, с песчаниками от мелко- до крупнозернистых, аргиллитами, алевролитами, прослой конгло-мератов, глинистых сланцев, роговиков, мергелей, туффиты. 2. Известняки, иногда долотоми-зированные, с прослоями глин, аргиллитов и песчаников.
СТ	3	3	4-5	5	Средней твердости с пропласт-ками твер-дых Т=4,5; А=4,0	1. Известняки и доломиты неравномерно глинистые, участками окремнелые, доломиты часто известковые. 2. Переслаивание глин алевро-литистых, алевролитов, песча-ников, аргиллитов известко-вистых, ангидритов, гипсов, мергелей. 3. Соль каменная крупнокрис-таллическая с прослоями глин, мергелей, ангидритов, долами-тов.
Т	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые Т=5,6; А=4,5	Известняки и доломиты с прослоями глин и включением ангидритов, гипсов и кремня.
ТЗ	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые абразивные Т=6,2; А=5,9	1. Известняки, участками окремнелые, доломитизирован-ные. 2. Доломиты, участками окрем-нелые, с включениями гипса, прослой глин и мергелей. 3. Аргиллиты, иногда окрем-нелые, алевролиты и песчаники, кварцевые, глинистые сланцы, роговики, андезиты, андезито-базальты.
ТК	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые с пропласт-ками крепких Т=5,9; А=4,9	1. Известняки и доломиты окремнелые, иногда с прос-лоями мергелей, горючих слан-цев с включениями ангидрита и кремня. 2. Аргиллиты, алевролиты и песчаники кварцевые, с прос-лоями каменного угля.
ТКЗ	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые абразивные с проплас-тками креп-ких Т=6,2; А=6,0	1. Известняки, участками окрем-нелые, иногда доломитизиро-ванные, трещиноватые и кавернозные. 2. Доломиты, участками окремне-лые, с включениями гипса,

						прослоями глин и мергелей. 3. Аргиллиты, иногда окремнелые, алевролиты и песчаники, кварцевые, глинистые сланцы, роговики, андезиты, андезито-базальты.
К	0,5	1,0	1,0	1,5	Крепкие Т=7,3; А=7,8	1. Кварцитовидные песчаники с прожилками кварца. 2. Андезиты, андезито-базальты. 3. Песчаники кварцевые с прослоями аргиллитов, известняков. 4. Аргиллиты и алевролиты. 5. Известняки и доломиты окремнелые.
ОК	0,5	1,0	1,0	1,5	Очень крепкие Т=8; А=8	1. Кварцитовидные песчаники с прожилками кварца. 2. Андезиты, андезито-базальты. 3. Песчаники кварцевые с прослойками аргиллитов, известняков. 4. Аргиллиты и алевролиты. 5. Известняки и доломиты окремнелые.

Таблица Б.1 Режимы эксплуатации долот

Приложение Б

Серия долота	Частота вращения, мин	Удельная нагрузка на долото, кН/М (кгс/см)	Способ бурения
ГАУ	35–70	600–800 (600–800)	Роторный
ГНУ	40–250	600–1000 (600–1000)	Роторный, забойными двигателями (винтовыми турбобурами и электробурами с редукторными вставками)
ГН	60–450	700–1200 (700–1200)	Роторный, всеми типами забойных двигателей
ГВ, ЦВ	60–450	600–1000 (600–1000)	То же

Верхнему уровню величин осевых нагрузок на долото соответствует нижний уровень частот вращения и наоборот.

В пластичных, вязких глинистых, а также слабо сцементированных малоабразивных песчано-глинистых и песчаных породах целесообразно бурить при близких к максимальным частотам вращения и пониженных величинах осевой нагрузки на долото. В подобных породах увеличение частоты вращения способствует большему увеличению механической скорости проходки, чем повышение величины осевой нагрузки, приводящее, к тому же, к контактированию тела шарошки с поверхностью забоя скважины, а также снижает опасность сальникообразования на долоте.

В карбонатных породах (даже небольшой твердости) целесообразно бурить при повышенных величинах осевой нагрузки на долото и уменьшенных частотах вращения, поскольку в таких породах влияние увеличения осевых нагрузок сказывается в большей степени на повышении скорости проходки, чем увеличение частоты вращения.

В песчаных и других абразивных породах, а также трещиноватых и обломочных породах, целесообразно снижать частоту вращения ротора во избежание повышенного износа и разрушения вооружения герметизирующих элементов опор шарошек, козырьков и спинок лап.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по организации и проведению самостоятельной работы
по дисциплине «Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых
скважин»
для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

Цель методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин образовательной программы (далее ОП).

2. Создания в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, ее назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов
3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. Требования к условиям реализации ОП:

- требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим ФГОС ВО;

- в программу специалитета входит «Дисциплины (модули)», который включает дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы и дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений. Дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы специалитета, являются обязательными для освоения обучающимся вне зависимости от направленности (профиля) программы специалитета, которую он осваивает. Набор дисциплин (модулей), относящихся к обязательной части программы специалитета, вуз определяет самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. Дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений определяют направленность (профиль) программы специалитета. Набор дисциплин (модулей), относящихся к части, формируемой участниками образовательных отношений, определяет вуз самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. После выбора обучающимся направленности (профиля) программы, набор соответствующих дисциплин (модулей) становится обязательным для освоения обучающимся;

- максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Помещения для самостоятельной работы обучающихся должны быть оснащены компьютерной техникой с возможностью подключения к сети «Интернет» и обеспечением доступа в электронную информационно-образовательную среду организации. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем дисциплинам и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля.

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане,
- в рабочих программах учебных дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Внеаудиторная самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

В учебном процессе образовательного учреждения выделяются два вида самостоятельной работы:



3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет-конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- сформированность общеучебных умений;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;

- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям;
2. Подготовка к практическим занятиям;
- 3 Самостоятельное изучение учебной литературы.

Перечень основной литературы:

1. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник. – М.: изд. центр «ЛитНефтеГаз». – 2008. – 848 с.
2. Балицкий В.П., Храброва О.Ю. Технологические расчеты при бурении глубоких скважин: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. - 104 с.
3. Овчинников В.П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин в 5 т.: Учебник. – Тюмень: ТюмГТУ, 2014. – 2288 с.

Перечень дополнительной литературы:

1. Басарыгин, Ю.М., Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин [Текст]: учебн. для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 2000.
2. Пустовойтенко И.П., Предупреждение и ликвидация аварий в бурении [Текст]: 3-е изд., перераб. и доп. / И.П. Пустовойтенко - М.: Недра, 1988. - 279 с.: ил.
3. Ясов В.Г. Осложнения в бурении [Текст]: учебн. для вузов / В.Г. Ясов, М.А. Мыслюк. - М: Недра, 1992.

Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине:

1. электронный курс лекций;
2. учебно-методическое пособие по выполнению практических занятий (электронная версия);

3. учебно-методическое пособие по выполнению курсового проекта (электронная версия).

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины:

1. <http://eLibrary.ru/> - Научная электронная библиотека
2. wwwURL: <http://www.biblioclub.ru/> - Электронная библиотечная система «Университетская библиотека онлайн»
3. wwwURL: <http://e.lanbook.com/> - Электронно-библиотечная система «Издательство «Лань».